



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

СОГЛАСОВАНО

Главный инженер проекта
Департамента по строительству и
ремонту электростанций
АО «ГК «ЕКС»

Подпись

А.Н. Чернищук
Расшифровка

« ____ » _____ 2026 г.

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПАРОВАЗОВОГО БЛОКА МОЩНОСТЬЮ 225
МВт КАК НЕЗАВИСИМОГО ПРЕДПРИЯТИЯ НА ТЕРРИТОРИИ
ПРОМЗОНЫ ТЭЦ-25 - ФИЛИАЛЕ ПАО "МОСЭНЕРГО"**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях и системах
инженерно-технического обеспечения**

Подраздел 1. Система электроснабжения

Часть 5. Система телемеханики и связи (СТМиС)

Книга 1. Основные решения

25-83G1-00-ИОС1.5.1

Том 5.1.5.1

**Заместитель директора по
проектированию**

О.В. Некрасов

Главный инженер проекта

Ю.А. Яшукова

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

Обозначение						Наименование				Примечание	
25-83G1-00-ИОС1.5.1-С						Содержание тома 5.1.5.1				на 1 листе	
25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ						Текстовая часть				на 47 листах	
25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ						Графическая часть				на 5 листах	
Состав проектной документации выполнен отдельным томом 25-83G1-00-СР.											
Согласовано											
Взам. инв. №											
Подп. и дата											
Инв. № подл.								25-83G1-00-ИОС1.5.1-С			
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Содержание тома 5.1.5.1			
		Разработал	Молчанов			09.02.26					
		Проверил	Корольков			09.02.26					
Нач. отдела	Корольков			09.02.26							
Н. контр.	Тукмачев			09.02.26	 Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)						
ГИП	Яшукова			09.02.26							
								Стадия	Лист	Листов	
								П		1	

Содержание

1 Общие положения.....	3
1.1 Назначение СТМиС	3
1.2 Цели создания СТМиС	4
1.3 Перечень нормативных документов	4
2 Основные технические решения	5
2.1 Общие решения по структуре.....	5
2.2 Иерархическая структура СТМиС	7
2.3 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы.....	9
2.3.1 Решения по режимам функционирования.....	9
2.3.2 Решения по диагностированию комплекса технических средств СТМиС	9
2.4 Решения по сохранности информации при авариях	10
2.5 Надежность СТМиС	11
2.6 Решения по защите информации.....	13
2.7 Решения по безопасности и защите от внешних воздействий	14
2.9 Решения по размещению оборудования СТМиС	16
2.10 Состав, размещение и условия хранения комплекта запасных изделий и приборов.....	17
3 Описание автоматизируемых функций	17
3.1 Уровень локальной подсистемы АСУ ЭТО.....	17
3.2 Уровень системы телемеханики (СТМ).....	18
3.3 Уровень каналообразующей аппаратуры	20
4 Решения по персоналу СТМиС	20
4.1 Решения по численности, режиму работы и функциям персонала, обеспечивающего функционирование СТМиС	20
4.2 Требования к квалификации персонала СТМиС	22
4.3 Решения по организации технического обслуживания СТМиС	23
4.4 Взаимодействие обслуживающей организации и нового парогазового блока на ТЭЦ-25 в процессе эксплуатации СТМиС	23

Согласовано						Взам. инв. №		Подп. и дата										
Инв. № подл.							Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ					
				Текстовая часть														

5 Виды обеспечения СТМиС	24
5.1 Решения по техническому обеспечению	24
5.1.1 Устройства сбора телеинформации в составе АСУ ЭТО	24
5.1.2 Система телемеханики	25
5.1.3 Каналы связи	28
5.1.4 Решения по информационному обеспечению	28
5.1.5 Решения по структуре технологической информации.....	29
5.1.6 Решения по человеко-машинному интерфейсу	29
5.1.7 Решения по лингвистическому обеспечению	30
5.1.8 Решения по программному обеспечению	30
5.1.8.1 Решения по программному обеспечению серверов телемеханики.....	31
5.1.9 Сведения о метрологическом обеспечении.....	31
6 Мероприятия по подготовке объекта автоматизации к вводу системы в действие	32
6.1 Мероприятия по приведению информации к виду, пригодному для обработки на ЭВМ.....	32
6.2 Мероприятия по обучению и проверке квалификации персонала	32
6.3 Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест	33
7 Перечень использованных сокращений	33
<i>Приложение А. Перечень сигналов ТИ проекта «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия» на территории промзоны ТЭЦ-25 филиале ПАО «Мосэнерго»</i>	<i>34</i>
<i>Приложение Б. Перечень сигналов ТС проекта «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия» на территории промзоны ТЭЦ-25 филиале ПАО «Мосэнерго»</i>	<i>41</i>
<i>Приложение В. Перечень сигналов АПТС проекта «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия» на территории промзоны ТЭЦ-25 филиале ПАО «Мосэнерго»</i>	<i>43</i>
<i>Приложение Г. Расчет пропускной способности цифровых каналов связи. Расчёт пропускной способности цифрового канала в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ</i>	<i>45</i>

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №								
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ				Лист
										2

Проектная документация разработана в соответствии с градостроительным планом земельного участка, заданием на проектирование, техническими регламентами, строительными, технологическими и санитарными нормами и правилами, техническими условиями на инженерное обеспечение объекта; предусматривает мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию объекта, конструктивную надежность, взрывопожарную и пожарную безопасность объекта, защиту объекта в чрезвычайных ситуациях, защиту окружающей природной среды при его эксплуатации и отвечает требованиям Градостроительного Кодекса Российской Федерации.

Инженерные изыскания выполнены в полном объеме, соответствуют нормативным документам.

1 Общие положения

В объем работ по данному титулу входит создание независимой системы телемеханики и связи (СТМиС) нового парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 (ПГУ ТЭЦ-25).

Проектная документация выполнена на основании:

- Технического задания на разработку проектной документации по объекту «Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 -филиала ПАО «Мосэнерго»;
- предпроектных технических решений по СТМиС ПГУ ТЭЦ-25 (№ 25-78-00-ETD1.5.1), разработанных ООО «МЭП»;
- решений по смежным частям проекта строительства нового ПГУ на ТЭЦ-25.

Этапность создания СТМиС нового парогазового блока соответствует основной этапности в рамках строительства ПГУ 225 МВт. На первом осуществляется создание СТМиС нового энергоблока и сбор телеинформации на присоединениях ГТУ и собственных нужд энергоблока. На втором этапе осуществляется расширение СТМиС путем сбора дополнительной телеинформации на присоединениях паровой турбины (включая блочный трансформатор ПТ и трансформатор возбуждения).

1.1 Назначение СТМиС

СТМиС предназначена для сбора и передачи данных о режимах работы основного и вспомогательного оборудования и состоянии коммутационных аппаратов нового парогазового блока (ПГУ) на ТЭЦ-25 и передачи их на диспетчерский пункт Системного оператора.

СТМиС должна обеспечивать выполнение требований, изложенных в Приложении №3 к «Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка», в том числе:

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ	Лист
							3

1. сбор сигналов с датчиков и цифровых измерительных преобразователей в соответствии с требованиями нормативных документов (п. 1.3);
2. выполнение телеизмерений (ТИ) и регистрацию телесигналов (ТС) с меткой единого времени непосредственно в месте возникновения информации;
3. передачу заданного объема собранной телеинформации в диспетчерский центр (ДЦ) Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ;
4. передачу информации в локальный АРМ телемеханика;
5. передачу аварийной сигнализации об отказах оборудования на АРМ телемеханика;
6. возможность увеличения объема собираемых данных и наращивания функций;
7. организацию горячего резервирования основных функций системы;
8. в случае необходимости выполнение функции «ручной ввод» телеинформации оперативным персоналом ПГУ;
9. возможность подключения к системе устройств и оборудования различных производителей.

1.2 Цели создания СТМиС

Целью создания СТМиС является обеспечение соответствия нового парогазового блока на ТЭЦ-25 требованиям, предъявляемым к участникам оптового рынка в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой Системного оператора для работы ПГУ на оптовом рынке электроэнергии.

1.3 Перечень нормативных документов

- 1) Постановление правительства РФ № 87 от 16.02.2008 г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» в действующей редакции;
- 2) Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» № 603 «О приведении систем телемеханики и связи на генерирующих предприятиях электроэнергетики, входящих в состав холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», в соответствие с требованиями балансирующего рынка»;
- 3) Приказ ПАО «Мосэнерго» № 268 от 28.05.2007 г. «Об унификации решений по информационным системам»;
- 4) Приказ Министерства энергетики РФ от 26.12.23 №1215 «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»;

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	3) Приказ ПАО «Мосэнерго» № 268 от 28.05.2007 г. «Об унификации решений по информационным системам»; 4) Приказ Министерства энергетики РФ от 26.12.23 №1215 «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»;					
						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ		Лист
								4
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

5. вычисление расчетных ТИ;
6. передача текущих данных ТИ, ТС на сервера телемеханики;
7. передача информации об аварийных событиях на сервер регистрации аварийных событий (РАС) в составе комплекса телемеханики.
8. Уровень СТМ предназначен для выполнения следующих функций:
9. прием текущих данных ТИ, ТС от локальной подсистемы АСУ ЭТО;
10. прием текущих метеоданных от метеостанции;
11. обмен телеинформацией с автоматизированной системой системного оператора;
12. ограничение прав доступа к серверам телемеханики;
13. диагностирование работы компонентов СТМиС;
14. регистрация действий пользователя;
15. конфигурирование системы телемеханики;
16. контроль выхода контролируемых параметров за уставки;
17. передачи аварийной сигнализации на АРМ телемеханика об отказах оборудования телемеханики и каналов связи;
18. прием и хранение информации от регистраторов аварийных событий в сервере РАС;
19. предоставление информации, хранящейся в сервере РАС, по запросу Системному оператору;
20. обмен данными между серверами ТУБР ПГУ и Московского РДУ.

Транспортный уровень системы обеспечивается каналообразующим оборудованием и каналами связи для обмена технологической информацией между различными уровнями СТМиС. Для информационного обмена между подсистемами СТМиС нового парогазового блока на ТЭЦ-25 используются корпоративные цифровые каналы передачи данных с пропускной способностью не менее 100 Мбит/сек. Для этой цели прокладываются волоконно-оптические кабели.

СТМиС обеспечивает информационный обмен в режиме реального времени локальных подсистем нового парогазового блока на ТЭЦ-25 с внешними потребителями (ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ).

Сервера и автоматизированные рабочие места (АРМ) системы объединены в локальную вычислительную сеть (ЛВС). На серверах телемеханики установлены специализированные программные компоненты с функциями резервирования.

Аппаратно-программное обеспечение СТМиС имеет интерфейсы открытых систем для взаимодействия со смежными информационными системами.

Перечень и состав телеинформации (телеизмерения текущие - ТИ, телесигнализация – ТС) для нового парогазового блока на ТЭЦ-25 будет определен после согласования с филиалом АО

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	ЕЭС» - Московское РДУ).						
			Сервера и автоматизированные рабочие места (АРМ) системы объединены в локальную вычислительную сеть (ЛВС). На серверах телемеханики установлены специализированные программные компоненты с функциями резервирования.						
Аппаратно-программное обеспечение СТМиС имеет интерфейсы открытых систем для взаимодействия со смежными информационными системами.									
Перечень и состав телеинформации (телеизмерения текущие - ТИ, телесигнализация – ТС) для нового парогазового блока на ТЭЦ-25 будет определен после согласования с филиалом АО									
						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ			Лист
									6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

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

повторителей или исполнительных механизмов, подключаемых к контактам дискретного ввода устройств сбора АСУ ЭТО.

Устройства АСУ ЭТО также предназначены для решения следующих задач:

1. управление сетью распределенных устройств сбора данных АСУ ЭТО контролируемых пунктов;
2. контроль состояния сети распределённых устройств АСУ ЭТО;
3. хранение изменений конфигурационных файлов (баз данных) устройств АСУ ЭТО;
4. хранение и изменений конфигурационных файлов (баз данных) сервера АСУ ЭТО;
5. обеспечение синхронизации времени устройств АСУ ЭТО;
6. выполнение сбора и контроля телеинформации (телеизмерений, телесигнализации) с устройств АСУ ЭТО;
7. преобразование протоколов передачи данных в соответствие со спецификацией протокола МЭК 870-5-104;
8. обмен телеинформацией с СТМ ПГУ;
9. передача информации об аварийных событиях на сервер регистрации аварийных событий (РАС) в составе комплекса телемеханики.

Второй уровень – уровень системы телемеханики (СТМ).

На новом парогазовом блоке на ТЭЦ-25 устанавливаются сервера телемеханики (основной и резервный), сервер РАС и сервер ТУБР. На данном уровне выполняется сбор, обработка, архивирование и представление данных оперативному персоналу энергообъекта, осуществляется «ручной ввод» телеинформации, а также обмен информацией с автоматизированной системой Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ.

Аппаратная часть данного уровня включает:

- сервер телемеханики (основной и резервный);
- сервер РАС;
- сервер ТУБР;
- метеостанцию;
- источники бесперебойного питания;
- устройство синхронизации СОЕВ от внешних источников единого астрономического времени;
- рабочие станции (АРМ ТМ, АРМ ТУБР);
- коммутаторы ЛВС;
- сетевое оборудование.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										8
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ				

На серверах СТМ устанавливается программное обеспечение, через которое реализуются функции взаимодействия обслуживающего персонала с системой телемеханики. АРМы, являются основными средствами предоставления (отображения) информации диспетчеру и средствами управления (приема команд) от диспетчера.

Устройство синхронизации СОЕВ выполнено на основе GPS/ГЛОНАСС приемника с подключением его к серверу телемеханики. Синхронизация таймеров на других уровнях системы производится по единой цифровой технологической сети СТМиС ПГУ.

Коммутаторы ЛВС предназначены для решения задач выделения и защиты трафика технологических сегментов ЛВС от трафика каналообразующей ЛВС энергообъекта.

Третий уровень

Уровень каналов связи обеспечивает функцию транспортировки данных между СТМиС нового парогазового энергоблока на ТЭЦ-25 и внешними потребителями, такими как Филиал АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ.

2.3 Решения по режимам функционирования, диагностированию работы системы

2.3.1 Решения по режимам функционирования

Программно-технические средства СТМиС в целом должны быть рассчитаны на непрерывный режим функционирования (24 часа в сутки, 7 дней в неделю, 365 дней в году).

Система в целом, а также ее подсистемы и составляющие их комплексы средств (технических, программных) функционирует в режиме, предусматривающем периодическое эксплуатационное обслуживание.

2.3.2 Решения по диагностированию комплекса технических средств СТМиС

Диагностика СТМиС включает проверку состояния технических средств в соответствии с их эксплуатационными и техническими возможностями.

Аппаратура СТМиС диагностируется автоматически в процессе работы. Предусматривается контроль правильности выполнения функций и диагностирование работоспособности элементов или нарушений правильного функционирования. Отказы и нарушения такого рода фиксируются в БД, выдаются как сообщения и архивируются.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						
			их эксплуатационными и техническими возможностями.					
			Аппаратура СТМиС диагностируется автоматически в процессе работы. Предусматривается контроль правильности выполнения функций и диагностирование работоспособности элементов или нарушений правильного функционирования. Отказы и нарушения такого рода фиксируются в БД, выдаются как сообщения и архивируются.					
						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ		Лист
								9
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Диагностика на уровне серверов телемеханики обеспечивается диагностическим программным обеспечением и диагностическими средствами сетевого программного обеспечения.

Для визуализации диагностических сообщений, таких как состояние датчиков информационно-измерительной подсистемы, состояние каналов информационного обмена, контроль напряжения электропитания на АРМ телемеханика предусматривается создание соответствующих экранных форм и кадров.

2.4 Решения по сохранности информации при авариях

Программно-аппаратные модули, входящие в состав СТМиС, спроектированы таким образом, чтобы надежно выполнять свои основные функции при работе в автономном режиме в случае отказа каналов связи. Восстановление обмена информацией и синхронизация работы модулей с системой будет происходить автоматически после восстановления каналов связи.

Для обеспечения сохранности информации в системе при возникновении неисправностей в сети питания, предусмотрено питание рабочих станций АРМ и серверов телемеханики контролируемых пунктов от источников бесперебойного питания с емкостью, достаточной для поддержания работоспособности не менее 1 часа.

Для быстрого восстановления рабочего состояния системы при авариях в системе электропитания, необходимая для работы информация записывается на энергонезависимых носителях.

Любая одиночная неисправность устройств, модулей и программного обеспечения СТМиС не будет приводить к ошибочному функционированию СТМиС ПГУ в целом.

При потере питания от одного источника и его последующем восстановлении не будут выдаваться ложные команды или ложная информация.

При полном отключении питания в системе все рабочие программы и алгоритмы сохраняются в памяти в течение всего срока службы системы.

СТМиС проектируется устойчивой к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв линий, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом исключаются зависания.

СТМиС в целом обеспечивает надежное функционирование всех составляющих ее частей при штатной эксплуатации и при возникновении аварийных ситуаций.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	СТМиС проектируется устойчивой к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв линий, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом исключаются зависаний.								
			СТМиС в целом обеспечивает надежное функционирование всех составляющих ее частей при штатной эксплуатации и при возникновении аварийных ситуаций.								
			25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ								
									Лист		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	10					

2.5 Надежность СТМиС

Оценка надежности СТМиС проводится с использованием следующих основных показателей надежности (ГОСТ 24.701-86 и ГОСТ 27.003-2016):

1. коэффициента готовности;
2. среднего времени восстановления.

Значения показателей надежности СТМиС ПГУ не хуже следующих:

Таблица 1.

Наименование оборудования	Допустимое значение показателя надежности			
	Коэффициент готовности (%)		Среднее время восстановления (час)	
	Отказы I группы	Отказы II группы	Отказы I группы	Отказы II группы
Компоненты СТМиС ПГУ	99,8	99,92	0,3	0,5

Примечания:

1. отказы первой группы – отказы с длительностью времени на восстановление работоспособности системы или ее компонента, не превышающей допустимого времени технологических простоев в информационном процессе, в том числе:
2. самоустраняющиеся отказы (сбои) программного и технического обеспечения;
3. отказы, для восстановления работоспособности системы после которых достаточно перезагрузки системы;
4. отказы, для восстановления работоспособности системы после которых достаточно перенастройки установочных параметров компонент системы;
5. отказы второй группы – отказы с длительностью времени на восстановление работоспособности системы или ее компонента, превышающей допустимое время технологических простоев в информационном процессе, требующие внешнего вмешательства для СТМиС ПГУ обеспечена выбором и разработкой совокупности технических, программных средств и регламентом их обслуживания. Система в нормальном режиме обеспечивает круглосуточную и непрерывную работу в течение установленного срока службы при условии проведения требуемых технических мероприятий по обслуживанию терминалов и Системы в целом.

Для СТМиС ПГУ следует применять различные способы резервирования, включая постоянное резервирование и резервирование замещением. Необходимость применения резерва в

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						11

25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ

каждом конкретном случае должна быть обоснована с учетом заданных к системе требований по надежности.

Программно-аппаратные средства контроля работоспособности и диагностирования неисправностей СТМиС ПГУ обеспечивают решение следующих задач:

- проверку работоспособности и обнаружение отказов оборудования;
- отыскание неисправностей с точностью до отдельного элемента или группы элементов замены;
- сигнализацию о возникновении отказа и результатах проверок работоспособности.

При производстве плановых (профилактических) работ на оборудовании СТМиС надежность всей системы не снижается.

Все оборудование СТМиС имеет схему электропитания, обеспечивающую сохранение работоспособности при кратковременных перерывах электропитания и отклонениях напряжения от номинального не более $\pm 20\%$.

Целостность и корректность информации сохраняется при отключении электропитания. После восстановления электропитания обеспечивается процедура восстановления требуемого объема информации по иерархии СТМиС.

При выявлении отказов компонент, входящих в СТМиС сохраняется целостность и корректность информации.

Аппаратное обеспечение СТМиС сконструировано таким образом, чтобы обеспечить свободный доступ к отдельным блокам для контроля их работоспособности и замены.

В СТМиС ПГУ предусмотрены меры защиты от неправильных действий персонала, от случайных изменений и разрушения информации и программ, а также от несанкционированного вмешательства.

Надежность устройства достигается за счет использования комплектующих повышенной безотказности, проведения входного контроля компонентов.

Повышение надежности достигается за счет распределенного управления и автономности отдельных модулей. Предусмотрен механизм восстановления значений технологических параметров, сохраняемых в базе данных, путем повторного опроса устройств при перезапусках как отдельных модулей, так и Системы в целом.

При отказах составных частей СТМиС исключены ложные управляющие воздействия. Система устойчива к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв линий, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом исключены зависаний Системы.

Взам. инв. №	отдельных модулей. Предусмотрен механизм восстановления значений технологических параметров, сохраняемых в базе данных, путем повторного опроса устройств при перезапусках как отдельных модулей, так и Системы в целом.											
Подп. и дата	При отказах составных частей СТМиС исключены ложные управляющие воздействия. Система устойчива к отказам входных дискретных и аналоговых сигналов (обрыв линий, неисправность датчика), приводящим к непрерывной генерации событий, при этом исключены зависаний Системы.											
Инв. № подл.							25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ					Лист
												12
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Предусмотрен контроль правильности выполнения функций и диагностирование работоспособности элементов (с точностью до отдельного устройства или модуля устройства в соответствии с его функциональными возможностями в части самодиагностики) или нарушений правильного функционирования. Все отказы и нарушения фиксируются в БД, выдаются как сообщения и архивируются.

Установленный полный срок службы СТМиС – не менее 15 лет. Нарботка на отказ для оборудования составляет не менее 50000 часов.

Составные части СТМиС ПГУ имеют следующие показатели надежности:

- коэффициент готовности (Кг) для рабочих станций - не менее 0,998;
- среднее время восстановления работоспособного состояния (Тв) устройств телемеханики контролируемого пункта - не более 15 мин.;
- средний срок службы (Тср) – не менее 15 лет (за исключением измерительных трансформаторов);
- средний срок сохранности – не менее 5 лет при соблюдении правил хранения.

2.6 Решения по защите информации

Проектом предусматриваются решения по защите информации информационно-технологической инфраструктуры СТМиС от несанкционированного доступа (НСД), в том числе мероприятия по:

- 1.программному и физическому управлению доступом;
- 2.регистрации и учету, в том числе и деятельности операторов и администраторов;
- 3.обеспечению целостности программных средств защиты информации;
- 4.антивирусной защите информационных ресурсов;
- 5.обеспечению сетевой безопасности;
- 6.управлению средствами защиты информации.

Решения по защите от несанкционированного доступа (НСД) обеспечивают выполнение следующих функций:

- 7.предотвращение НСД к ресурсам программно-технических комплексов (ПТК), серверов и операторских станций АРМ;
- 8.предотвращение загрузки операционных систем контроллеров ПТК, серверов и операторских станций АРМ с внешнего носителя;
- 9.контроль целостности программной среды серверов и АРМ;
10. обеспечение (при необходимости) двухфакторной аутентификации пользователей и ведение журнала регистрации, в котором должна содержаться информация о следующих событиях:

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	следующих функций:							
			7.предотвращение НСД к ресурсам программно-технических комплексов (ПТК), серверов и операторских станций АРМ;							
			8.предотвращение загрузки операционных систем контроллеров ПТК, серверов и операторских станций АРМ с внешнего носителя;							
9.контроль целостности программной среды серверов и АРМ;										
10. обеспечение (при необходимости) двухфакторной аутентификации пользователей и ведение журнала регистрации, в котором должна содержаться информация о следующих событиях:										
						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ				Лист
										13
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

успешная/неуспешная аутентификация с сохранением идентификационного номера предъявленного персонального средства аутентификации;

- 11. ведение аудита действий администратора;
- 12. хранение служебной информации о пользователях (имя, описание) и журнала регистрации в энергонезависимой памяти.

Проектом предусматривается защита системных блоков АРМ и серверов от несанкционированного доступа к портам ввода-вывода. Сервера устанавливаются в запираемых шкафах, а системные блоки АРМ имеют запираемые на ключ конструкции корпусов).

Права доступа и обязанности каждого пользователя СТМиС ПГУ на уровне приложений прикладного ПО определяются по согласованию с должностными инструкциями пользователей и реализуются путем задания для каждого пользователя соответствующих уровней доступа по всем группам операций.

2.7 Решения по безопасности и защите от внешних воздействий

По условиям к климатическим воздействиям шкафные изделия соответствуют исполнению УХЛ, категории размещения 4.2 по ГОСТ 15150-69. По устойчивости к механическим воздействиям и по защищенности от воздействия окружающей среды (пыль, влага) изделия выполняются в обыкновенном исполнении по ГОСТ Р 52931-2008. Оборудование, устанавливаемое на новом парогазовом блоке на ТЭЦ-25, обеспечивает работоспособность в диапазоне рабочих температур от -20С до +50С. Все технические средства удовлетворяют требованиям по помехозащищенности, изложенным в технической документации на оборудование СТМиС.

Для компьютерных изделий предельные условия по устойчивости к механическим воздействиям и по защищенности от воздействия окружающей среды должны соответствовать обыкновенному исполнению категории размещения 4 по ГОСТ 20397-82, за исключением температуры окружающей среды, которая должна находиться в пределах от +15 до +21⁰С.

Оборудование СТМиС защищено от грозовых помех, проникающих по цепям питания, и имеет гальванические развязки с цепями управляющих и контролируемых объектов, обеспечивающие защиту от проникновения импульсных помех до 2500 В.

Оборудование СТМиС выдерживает испытательное напряжение 2,5 кВ синусоидальной формы частотой 50 Гц при температуре воздуха 20+5% ⁰С и относительной влажности до 80% между объединенными всеми входными и выходными зажимами и корпусом в течение 1 минуты. Сопротивление изоляции электрических цепей относительно друг друга (электрически не связанных) и зажима защитного заземления при температуре окружающего воздуха 20+5% ⁰С и

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Оборудование СТМиС защищено от грозовых помех, проникающих по цепям питания, и имеет гальванические развязки с цепями управляющих и контролируемых объектов, обеспечивающие защиту от проникновения импульсных помех до 2500 В.	Оборудование СТМиС выдерживает испытательное напряжение 2,5 кВ синусоидальной формы частотой 50 Гц при температуре воздуха 20+5% °С и относительной влажности до 80% между объединенными всеми входными и выходными зажимами и корпусом в течение 1 минуты. Сопротивление изоляции электрических цепей относительно друг друга (электрически не связанных) и зажима защитного заземления при температуре окружающего воздуха 20+5% °С и	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ	Лист
									14
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				
Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							

относительной влажности до 80% должно быть не менее 1 МОм. Все внешние части устройства, находящиеся под напряжением переменного тока по отношению к корпусу, превышающим 24 В, защищены от случайного прикосновения. Устройства имеют надежное заземление.

По общим требованиям безопасности оборудование СТМиС соответствует ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

Все внешние (наружные) токопроводящие элементы технических средств СТМиС, которые могут находиться под напряжением или наведенным потенциалом, имеют защиту от случайного прикосновения, а сами технические средства имеют зануление или защитное заземление в соответствии с действующими «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ).

Периферийные устройства, входящие в состав СТМиС подключены к защитному заземлению, выполненному в соответствии с требованиями ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 25861.

Технические средства СТМиС ПГУ соответствуют общим требованиям к обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации системы согласно ГОСТ 12.1.004, ГОСТ Р МЭК 60950-2002, РД 153-34.0-03.301.

2.8 Параметры сетей энергоснабжения

Все электроприемники СТМиС отнесены к группе первой категории в соответствии с классификацией ПУЭ.

Электропитание всех устройств СТМиС ПГУ производится от собственных источников гарантированного электропитания, получающих энергию от электросети переменного тока.

Оборудование системы подключено к однофазной сети переменного тока напряжением 230В (+10 –15%) частотой 50 ±1Гц.

Динамические изменения питающего напряжения сети переменного тока (провалы, перерывы, выбросы) не превышают четвертой степени жесткости по ГОСТ Р 51317.4.11-99.

Предусмотрены источники бесперебойного питания с аккумуляторными батареями, обеспечивающими автономное электроснабжение компьютерного оборудования и устройств связи не менее 1 часа.

Питание устройств телемеханики контролируемого пункта выполнены от комплектного блока питания с резервированием и аккумуляторными батареями. Комплектный блок питания запитан от сети переменного тока напряжением 230 В со щита переменного тока после устройств АВР.

Технические средства СТМиС должны быть заземлены или занулены. Сопротивление заземления не должно превышать 4 Ом. Заземление должно быть выполнено в соответствии с ПУЭ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	связи не менее 1 часа.						
			Питание устройств телемеханики контролируемого пункта выполнены от комплектного блока питания с резервированием и аккумуляторными батареями. Комплектный блок питания запитан от сети переменного тока напряжением 230 В со щита переменного тока после устройств АВР.						
			Технические средства СТМиС должны быть заземлены или занулены. Сопротивление заземления не должно превышать 4 Ом. Заземление должно быть выполнено в соответствии с ПУЭ.						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ			Лист
									15

2.9 Решения по размещению оборудования СТМиС

Комплекс СТМ устанавливается в двух напольных шкафах (основной и резервный) в помещении связи главного корпуса нового парогазового блока на ТЭЦ-25. Шкафы СТМ представляют собой 19” стойки с габаритами 2000x800x800мм с цоколем 100мм, двухстороннего обслуживания, с прозрачной дверью в стальной раме и ручкой с трехточечной фиксацией, в которых располагаются следующие устройства:

- сервера телемеханики (основной и резервный) в основном и резервном шкафах соответственно;
- сервер РАС в основном шкафу;
- сервер ТУБР в резервном шкафу;
- коммутаторы ЛВС;
- межсетевые экраны;
- оптические кроссы;
- система АВР и источники бесперебойного питания.
- метеостанция в резервном шкафу СТМ;
- АРМ администратора СТМ в основном и резервном шкафу соответственно.

Проектом предусматривается установка стационарных автоматизированных рабочих мест (АРМ) СТМ, таких как:

- АРМ телемеханика в помещении главного щита управления в главном корпусе нового парогазового блока на ТЭЦ-25;
- АРМ ТУБР в помещении главного щита управления в главном корпусе ПГУ.

В помещениях, в которых устанавливается указанное оборудование, обеспечен температурный режим в пределах +20 - +21°С.

Устройства сбора данных в составе АСУ ЭТО располагаются в напольных и навесных шкафах с внутренней разводкой, которые устанавливаются в помещениях релейных щитов ПГУ как можно ближе к измерительным трансформаторам и цепям телесигнализации.

Устройства цифровых каналов связи располагаются в напольных 19” шкафах в комнате связи нового парогазового блока на ТЭЦ-25 и включают в себя:

- коммутаторы связи.

Взам. инв. №	как можно ближе к измерительным трансформаторам и цепям телесигнализации.										
Подп. и дата	Устройства цифровых каналов связи располагаются в напольных 19” шкафах в комнате связи нового парогазового блока на ТЭЦ-25 и включают в себя:										
Инв. № подл.	коммутаторы связи.										
							25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ				Лист
											16
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

и приборов

Объем ЗИП определяется в соответствии с требованиями к среднему времени восстановления компонентов СТМиС с учетом времени производства и поставки новых компонентов. Спецификация оборудования с учетом ЗИП приведена в отдельном томе.

Размещение и условия хранения ЗИП будут определены на стадии «Рабочая документация».

3 Описание автоматизируемых функций

В соответствии с требованиями, изложенными в Приложении 2 к «Регламенту допуска субъектов оптового рынка электроэнергии к торговой системе оптового рынка электроэнергии» СТМиС обеспечивает выполнение следующих функций:

1. Обмен телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора в согласованном объеме с использованием резервируемых цифровых каналов связи;
2. Сбор оперативных данных нормального режима (телемеханическая информация);
3. Сбор информации об аварийных событиях в согласованном объеме;
4. Оперативное и полное предоставление информации о работе энергообъекта в целом и основных его системах и агрегатах оперативному персоналу энергообъекта;
5. Привязку времени в системе телемеханики к единому астрономическому времени с точностью, не хуже ± 50 мс;
6. Ведение единого времени в системе телемеханики с точностью не хуже $\pm 0,5$ сек;
7. Поддержку, при необходимости, синхронизации компонентов системы от источника астрономического времени с точностью 1 мс.
8. Временные метки последовательности событий в системе телемеханики должны устанавливаться с точностью до ± 10 мс и разрешением 1 мс.
9. Диагностику программно-аппаратных средств системы.

3.1 Уровень локальной подсистемы АСУ ЭТО

На уровне локальной подсистемы АСУ ЭТО реализуется следующий набор функций:

1. Выполнение измерений и вычислений по каждому присоединению следующего набора параметров:
- U_{ab}, U_{bc}, U_{ca} – линейные напряжение;
- U_a, U_b, U_c, U_{cp} – фазные напряжение;
- I_a, I_b, I_c, I_{cp} – фазные токи;

Взам. инв. №		3.1 Уровень локальной подсистемы АСУ ЭТО На уровне локальной подсистемы АСУ ЭТО реализуется следующий набор функций: 1.Выполнение измерений и вычислений по каждому присоединению следующего набора параметров: Uab, Ubc, Uca – линейные напряжение; Ua, Ub, Uc, Ucp – фазные напряжение; Ia, Ib, Ic, Icp – фазные токи;						
						Подп. и дата		
Инв. № подл.		25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ						Лист
						Изм.	Кол.уч.	Лист

$P_a, P_b, P_c, P_{\text{сум}}$ – активная мощность для каждой фазы и суммарная;

$Q_a, Q_b, Q_c, Q_{\text{сум}}$ – реактивная мощность для каждой фазы и суммарная;

$S_a, S_b, S_c, S_{\text{сум}}$ – полная мощность для каждой фазы;

f – частота.

2. Выполнение сбора телесигнализации о положении выключателей разъединителей и заземляющих ножей, а также аварийно-предупредительной телесигнализации.

Телеизмерение осуществляется с помощью измерительных преобразователей в составе АСУ ЭТО, устанавливаемых на каждом присоединении ПГУ. Измерительные преобразователи подключаются к измерительным трансформаторам тока и напряжения класса точности не хуже, чем 0,5.

Телесигнализация собирается при помощи терминалов в составе АСУ ЭТО.

Модули объединяются между собой специализированной локальной вычислительной сетью. Вся телеинформация собирается на сервере АСУ ЭТО.

3. Собранные АСУ ЭТО телеизмерения передаются на уровень системы телемеханики ПГУ периодически, а телесигнализация - спорадически.

4. Также средства АСУ ЭТО регистрируют и передают информацию об аварийных событиях на сервер регистрации аварийных событий (РАС) в составе комплекса телемеханики.

Однолинейная схема нового парогазового блока на ТЭЦ-25 с указанием точек сбора телеинформации приведена на чертеже 25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ, листы 2,3.

3.2 Уровень системы телемеханики (СТМ)

На уровне СТМ реализуется функция сбора, хранения оперативных данных нормального режима (телемеханической информации), обмена телеинформацией с ДЦ Системного оператора (Московское РДУ).

1. Прием данных ТИ, включая расчетные, и ТС из АСУ ЭТО с метками времени, присвоенными микропроцессорными средствами приема и первичной обработки физических сигналов. Структуры данных ТИ и ТС, которые выдаются микропроцессорными средствами нижнего уровня АСУ ЭТО, содержат поле метки времени, в которое заносится время приема ТИ и ТС средствами АСУ ЭТО в точке, наиболее близкой к возникновению сигнала. В АСУ ЭТО полю метки времени присваивается значение текущего системного времени, формируемого подсистемой обеспечения единого времени АСУ ЭТО, в первичных микропроцессорных приборах АСУ ЭТО, осуществляющих прием и первичную обработку физических сигналов от электротехнического оборудования. Модуль, реализующий функции обеспечения единого времени входит в состав как СТМ ПГУ, так и в состав АСУ ЭТО ПГУ. Передача телеинформации осуществляется по протоколу

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ			18

МЭК 60870-5-104. Так же на данном уровне осуществляется прием текущих метеоданных от метеостанции.

2. Хранение данных ТИ и ТС в базе данных (БД). Массив данных от АСУ ЭТО, включая соответствующие метки времени, размещается в базе данных реального времени в памяти серверов СТМ.

3. Обмен телеинформацией с ОИК Системного оператора (Филиал АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ). На основе массива данных ТИ (включая расчетные) и ТС по всем присоединениям формируется выборочный набор записей ТИ и ТС, передаваемый в ОИК Системного оператора. Передача осуществляется средствами протокола МЭК 60870-5-104.

Указанные данные образуют самостоятельную БД в памяти серверов СТМ. При переполнении памяти отведенной для БД, наиболее старые записи БД переписываются, и сервера СТМ регистрируют соответствующее аварийное событие.

Для передачи в диспетчерский пункт Московского РДУ информация собирается в следующем объеме:

- телесигнализация положения выключателей, разъединителей и заземляющих ножей основной схемы;
- выборочная аварийно-предупредительная телесигнализация;
- телеизмерение по присоединениям основной схемы текущих значений следующих величин:
 - ток во всех фазах и средний;
 - активная мощность суммарная;
 - реактивная мощность суммарная;
 - полная мощность суммарная;
 - температура окружающего воздуха;
 - влажность окружающего воздуха;
 - скорость ветра.

4. Прием и хранение в базе данных (БД) сервера РАС информации о регистрации аварийных событий на ПГУ, а также информации (осциллограмм и протоколов работы) с устройств РЗА для их дальнейшей передачи Системному оператору;

5. Предоставление информации, хранящейся в сервере РАС, по запросу в Филиал АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ Системному оператору;

6. Обмен данными между серверами ТУБР ПГУ и Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ для обеспечения контроля процесса генерирования электроэнергии.

Технологическая информация:

- доведение диспетчерских графиков и диспетчерских распоряжений на несение измененной

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист		
									19		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ					

мощности по иерархии диспетчерского управления до диспетчерских пунктов электрических станций в масштабе времени близком к реальному;

- ввод оперативных уведомлений об изменениях параметров основного оборудования станции и доведения их по иерархии диспетчерского управления до Системного оператора.

Система обеспечивает хранение данных журнала и информации, в энергонезависимом запоминающем устройстве в случае снятия внешнего электропитания не допуская изменение данных, занесенных в журнал.

Полный перечень передаваемой телеинформации в соответствии с требованиями Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ может быть разработан после согласования главной электрической схемы с Системным оператором и будет приведен в рабочей документации.

3.3 Уровень каналообразующей аппаратуры

Уровень каналов связи обеспечивает функцию транспортировки данных между СТМиС нового парогазового энергоблока на ТЭЦ-25 и внешними потребителями, такими как Филиал АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ.

Подробное описание функций данного уровня приведено в томе 5.5.3 «Внешняя связь».

4 Решения по персоналу СТМиС

Персонал СТМиС, обеспечивающий функционирование системы, выполняет свои функции в соответствии с ограничениями, приведенными в Гигиенических требованиях к видеодисплейным терминалам, персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы (Санитарные правила и нормы. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 от 30 мая 2003 г., утверждены Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации).

4.1 Решения по численности, режиму работы и функциям персонала, обеспечивающего функционирование СТМиС

В состав персонала, обеспечивающего функционирование СТМиС, входят дежурный инженер, инженер-электроник, инженер-программист и инженер-связист, являющиеся персоналом подрядной обслуживающей организации, привлекаемой для технического обслуживания и ремонта СТМиС на основе заключенного договора и регламента взаимодействия с эксплуатирующей организацией. Основные функции персонала приведены в таблице 2.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	В состав персонала, обеспечивающего функционирование СТМиС, входят дежурный инженер, инженер-электроник, инженер-программист и инженер-связист, являющиеся персоналом подрядной обслуживающей организации, привлекаемой для технического обслуживания и ремонта СТМиС на основе заключенного договора и регламента взаимодействия с эксплуатирующей организацией. Основные функции персонала приведены в таблице 2.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													

Таблица 2.

Наименование функции	Дежурный инженер	Инженер-электроник	Инженер-программист	Инженер-связист
Мониторинг работоспособности	*			
Мониторинг работоспособности каналов	*			
Мониторинг аварийных сообщений СТМиС	*			
Конфигурирование СТМиС			*	
Наименование функции	Дежурный инженер	Инженер-электроник	Инженер-программист	Инженер-связист
Задание прав доступа к СТМиС для изменения настроек и загрузки ПО.			*	
Задание прав доступа на уровне операционной системы.			*	
Техническое обслуживание СТМиС		*		
Ремонт оборудования СТМиС		*		
Замена компонентов СТМиС		*		
Техническое обслуживание оборудования каналов связи				*
Ремонт оборудования каналов связи				*

В обязанности персонала по техническому обслуживанию и ремонту технических средств СТМиС входят:

1. проведение периодического технического обслуживания;
2. оформление заявок на ремонт оборудования;
3. проведение ремонта оборудования;
4. учет сведений об отказах и нарушениях в работе СТМиС;
5. анализ причин повреждений и отказов технических средств СТМиС;
6. участие в пуско-наладочных работах при вводе нового оборудования СТМиС;
7. участие в приемке в эксплуатацию нового оборудования СТМиС;
8. надзор за монтажом (или монтаж) нового оборудования СТМиС;
9. составление сводных заявок на ЗИП;
10. составление рекламаций (уведомлений) на низкое качество технических средств СТМиС организациям-изготовителям.

Решения по численности персонала обеспечивающего функционирование СТМиС приведены в таблице 3.

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Лист
						21

25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ

Таблица 3.

№ п/п	Наименование организации/ должность сотрудника	Количество	Режим работы
1	Обслуж. организация/Инженер-	1	5 дневная рабочая неделя
2	Обслуж. организация/Инженер-	1	5 дневная рабочая неделя
3	Обслуж. организация/Инженер-связист	1	5 дневная рабочая неделя
4	Обслуж. организация /Дежурный	4	круглосуточный, сменный

Данный персонал учтен в штатном расписании, как привлеченный (вне штата ПГУ) из числа сотрудников департамента информационных технологий.

Решение по доукомплектации персонала, обеспечивающего функционирование СТМиС, принимается обслуживающей организацией.

4.2 Требования к квалификации персонала СТМиС

Персонал СТМиС должен пройти обучение по специально разработанной на этапе ввода системы в эксплуатацию программе по разделам:

1. принципы организации СТМиС на объекте, регламент ее работы и особенности эксплуатации;
2. подсистемы и функции СТМиС;
3. основные положения по программному и информационному обеспечению СТМиС;
4. взаимосвязь СТМиС на объекте смежными автоматизированными системами;
5. техническое обеспечение СТМиС;
6. технические и эксплуатационные характеристики оборудования СТМиС;
7. правила безопасной эксплуатации оборудования СТМиС;
8. правила технического обслуживания оборудования СТМиС;
9. способы и методики диагностики оборудования СТМиС;
10. правила и порядок замены вышедшего из строя оборудования.

Инженер-программист должен иметь квалификацию на уровне сертифицированного инженера по комплексу специального и общего ПО, реализующего функционал СТМиС.

[illegible]

4.3 Решения по организации технического обслуживания СТМиС

Виды технического обслуживания (ТО), а также их периодичность приведены в таблице 4.

Таблица 4.

№ п/п	Виды работ	Периодичность проведения
1	Дистанционный контроль	Ежедневно
2	Техническое обслуживание	Раз в месяц
3	Внеплановое обслуживание	При возникновении необходимости

В обязанности обслуживающего персонала входит проведение следующих мероприятий:

1. дистанционный контроль работоспособности СТМиС средствами системы и диагностического ПО;
2. техническое обслуживание - плановый периодический контроль исправной работы устройств в соответствии с инструкциями по эксплуатации, включая визуальный контроль внешнего вида и надежности подключения кабелей внешних проводок к зажимам устройств, с фиксацией результатов в регистрационном журнале;
3. внеплановое обслуживание при возникновении неисправностей, заключающееся в поиске и устранении неисправностей, а также монтаже/демонтаже неремонтопригодного оборудования для отправки производителю или в сервисные центры и его замене из комплекта ЗИП.

Техническое обслуживание входящего в состав СТМиС оборудования осуществляется в соответствии с требованиями эксплуатационной документации на СТМиС и инструкций производителей технических средств.

По завершении работ по техническому обслуживанию СТМиС все нарушенные в результате проведенных работ пломбы должны быть восстановлены. При необходимости должны быть внесены изменения в формуляры устройств.

Ремонт и метрологическое обслуживание средств измерения в составе АСУ ЭТО осуществляется силами метрологических подразделений эксплуатирующей организации или сторонними организациями на основе заключенных договоров.

Решение по организации ремонта СТМиС определяется обслуживающей организацией совместно с эксплуатирующей организацией.

4.4 Взаимодействие обслуживающей организации и нового парогазового блока на ТЭЦ-25 в процессе эксплуатации СТМиС

Взаимодействие обслуживающей организации и нового парогазового блока на ТЭЦ-25 в процессе эксплуатации СТМиС ПГУ осуществляется в соответствии с регламентом и договором на обслуживание СТМиС.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ		Лист
											23
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

5 Виды обеспечения СТМиС

Техническое и программное обеспечение СТМиС ПГУ разработаны и изготовлены на основе программно-технических средств, имеющих возможность интегрировать между собой АСУ ЭТО, СТМ и каналы связи ПГУ в единую систему.

5.1 Решения по техническому обеспечению

5.1.1 Устройства сбора телеинформации в составе АСУ ЭТО

Для измерения электрических величин в системе применяются цифровые измерительные преобразователи (ЦИП) в составе АСУ ЭТО.

1. ЦИП соответствуют следующим техническим требованиям:
2. возможность прямого подключения цепей переменного тока от ТН и ТТ без промежуточных преобразователей;
3. погрешность измерения основных электрических параметров – не хуже 0,5%;
4. цикл передачи измеряемых/вычисляемых параметров на выходе прибора – не более 0,5 сек.
5. возможность опроса по полевой шине (сети сбора данных) всех ЦИП за время, не более 1 сек.;
6. возможность интеграции ЦИП в сеть сбора данных АСУ ЭТО;
7. АСУ ЭТО обеспечивает сбор телеизмерений следующих действующих величин:
8. напряжения (фазное и линейное);
9. тока для каждой фазы и среднее;
10. активной мощности для каждой фазы и суммарная;
11. реактивной мощности для каждой фазы и суммарная;
12. полной мощности для каждой фазы и суммарная;
13. частоты.

Все измерительное оборудование в составе АСУ ЭТО имеет утвержденный тип средства измерений и внесено в Государственный реестр средств измерений.

Для сбора дискретных сигналов используются различные устройства сбора данных в составе АСУ ЭТО.

Устройства сбора дискретных сигналов АСУ ЭТО гальванически развязаны от других цепей.

АСУ ЭТО обеспечивает сбор следующих дискретных сигналов:

- телесигнализация (положение коммутационных аппаратов);

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Все измерительное оборудование в составе АСУ ЭТО имеет утвержденный тип средства измерений и внесено в Государственный реестр средств измерений. Для сбора дискретных сигналов используются различные устройства сбора данных в составе АСУ ЭТО. Устройства сбора дискретных сигналов АСУ ЭТО гальванически развязаны от других цепей. АСУ ЭТО обеспечивает сбор следующих дискретных сигналов: телесигнализация (положение коммутационных аппаратов);								
			25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ						Лист		
									24		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

- аварийно-предупредительная телесигнализация.

Для сбора информации о возможных авариях на ПГУ используются регистраторы аварийных событий.

Сигналы, собираемые АСУ ЭТО, имеют привязку к меткам единого астрономического времени.

Все измерительное оборудование в составе АСУ ЭТО имеет утвержденный тип средства измерений и внесено в Государственный реестр средств измерений.

5.1.2 Система телемеханики

Для приема информации от АСУ ЭТО и ее передачи на верхние уровни управления устанавливаются сервера телемеханики (основной и резервный), сервер РАС и сервер ТУБР.

Сервера телемеханики обеспечивают прием телеинформации от АСУ ЭТО и ее дальнейшую передачу в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ.

В том числе сервера телемеханики обеспечивают:

1. наращивание информационного объема ТС и ТИ при дальнейшем расширении системы;
2. ограничение прав доступа к серверам телемеханики;
3. регистрация действий пользователя;
4. конфигурирование системы телемеханики;
5. контроль выхода контролируемых параметров за уставки;
6. передачу аварийной сигнализации на АРМ телемеханика об отказах серверов телемеханики и каналов связи;
7. время передачи верхний уровень управления изменения состояния объектов ТС и ТИ не хуже 1 сек.
8. точность синхронизации встроенного источника времени со временем в системе ТМ при синхронизации по сети – ± 10 мсек;
9. буферизацию и архивирование информации;
10. аппаратную защиту от сбоев программного обеспечения устройства и обеспечение и автоматического рестарта устройства;
11. поддержку протоколов обмена с верхним уровнем – МЭК 61870-5-104;
12. автоматическую самодиагностику функционально важных узлов, каналов связи и сигнализацию неисправностей.

Сервер регистрации аварийных событий (РАС) обеспечивает прием, хранение информации от АСУ ЭТО, собранной регистраторами аварийных событий и

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	9. буферизацию и архивирование информации; 10. аппаратную защиту от сбоев программного обеспечения устройства и обеспечение и автоматического рестарта устройства; 11. поддержку протоколов обмена с верхним уровнем – МЭК 61870-5-104; 12. автоматическую самодиагностику функционально важных узлов, каналов связи и сигнализацию неисправностей. Сервер регистрации аварийных событий (РАС) обеспечивает прием, хранение информации от АСУ ЭТО, собранной регистраторами аварийных событий и					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ		Лист
								25

микропроцессорными терминалами РЗА, а также предоставление данной информации по запросу Системному оператору в лице Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ.

В том числе сервер РАС обеспечивает:

- наращивание информационного объема при дальнейшем расширении системы;
- ограничение прав доступа к серверу РАС;
- конфигурирование сервера РАС;
- буферизацию и архивирование информации;
- аппаратную защиту от сбоев программного обеспечения устройства и обеспечение и автоматического рестарта устройства;
- поддержку протоколов обмена с верхним уровнем – МЭК 61870-5-104;
- прием информации о регистрации аварийных событий в формате COMTRADE и доступ к этой информации из ДЦ Московского РДУ.

Сервер терминала участника балансирующего рынка электроэнергии (ТУБР) обеспечивает обмен данными между серверами ТУБР ПГУ и Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ для обеспечения контроля процесса генерирования электроэнергии.

В том числе сервер ТУБР обеспечивает:

- 1 доведение диспетчерских графиков и диспетчерских распоряжений на несение измененной мощности по иерархии диспетчерского управления до диспетчерских пунктов электрических станций в масштабе времени близком к реальному;
- 2 ввод оперативных уведомлений об изменениях параметров основного оборудования станции и доведения их по иерархии диспетчерского управления до Системного оператора.
- 3 хранение данных журнала и информации в энергонезависимом запоминающем устройстве в случае снятия внешнего электропитания, не допуская изменение данных, занесенных в журнал.

Помимо серверов в систему телемеханики входят источники бесперебойного питания, автоматизированные рабочие места, устройство синхронизации СОЕВ, коммутаторы и другое сетевое оборудование.

Устройство синхронизации СОЕВ выполнено на основе ГЛОНАСС/GPS приемника с подключением его к серверу телемеханики. Синхронизация таймеров на других уровнях системы производится по единой цифровой технологической сети СТМиС ПГУ.

Коммутаторы ЛВС предназначены для решения задач выделения и защиты трафика технологических сегментов ЛВС от трафика каналообразующей ЛВС энергообъекта.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
									26	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ				

Метеостанция предназначена для сбора и передачи в сервера телемеханики текущих метеоданных в районе нового парогазового блока на ТЭЦ-25 для дальнейшей их передачи на ДП Филиала АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ.

Питание системы телемеханики соответствует следующим требованиям:

- питание от сети переменного тока (220+22;-33) В, частотой (50±2) Гц;
- наличие на каждый шкаф комплекса телемеханики не менее двух независимых вводов питающего напряжения ~230 В.

Источники бесперебойного питания СТМ обеспечивают:

- безынерционный переход на резервное питание при временном отсутствии или понижении основного питающего напряжения, а также неисправности источника питания;
- автоматический подзаряд аккумуляторной батареи ИБП в процессе работы устройства;
- обеспечение питания компонентов комплекса телемеханики от ИБП продолжительностью не менее 1 часа при отсутствии напряжения на входных питающих фидерах.

АРМы телемеханика и ТУБР включают в себя, кроме штатного оборудования, источник бесперебойного питания, лазерный принтер, поддерживает работу в сети FastEthernet, имеет цветной графический дисплей, достаточный для отображения мнемосхем, размером не менее 24", удовлетворяющий требованиям Госсанэпиднадзора, САНПиН.

АРМ телемеханика обеспечивает:

- прием и обработку телеинформации;
- отображение состояния коммутационной аппаратуры, аварийно-предупредительной сигнализации и измеряемых параметров всех объектов телемеханики станции в виде мнемосхем;
- представление оперативной, архивной и справочной информации в виде графиков и таблиц; отображение состояния всех устройств телемеханики (питание, самодиагностика, сигнализация вскрытия устройства и т.д.);
- администрирование файлов технологической и нормативно-справочной информации;
- вывод мнемосхем, графиков и таблиц, информации на печать;
- возможность оперативного изменения пользователем логики работы комплекса и дальнейшего наращивания функций без привлечения фирмы-поставщика;
- полностью диагностировать работоспособность, вести и получать статистику всего комплекса телемеханики и отдельных его компонентов;
- возможность ручного ввода телеинформации ТИ, ТС.

АРМ ТУБР обеспечивает отображение информации от сервера ТУБР ПГУ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ						
			27						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

Для информационного обмена между СТМиС, АСУ ЭТО и каналообразующей аппаратурой нового парогазового блока на ТЭЦ-25 используются корпоративные цифровые каналы передачи данных с пропускной способностью не менее 100 Мбит/сек. Для этой цели прокладываются волоконно-оптические кабели.

5.1.3 Каналы связи

Каналы связи обеспечивают функцию транспортировки данных между СТМиС нового парогазового блока на ТЭЦ-25 и внешними потребителями, такими как Филиал АО «СО ЕЭС» - Московское РДУ.

Устройства цифровых каналов связи ПГУ включают в себя:

1. коммутаторы связи.

Основной и резервный каналы передачи данных от СТМиС ПГУ до филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ предполагается организовать с использованием волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) и арендованных каналов операторов связи.

Подробное описание технологического обеспечения данного уровня приведено в томе 5.5.3 «Внешняя связь».

5.1.4 Решения по информационному обеспечению

Информационное обеспечение включает:

- информационные массивы, включая входную аналоговую и дискретную информацию для всех уровней СТМиС;
- базы данных и конфигурационные файлы серверов СТМиС;
- кадры экранных форм АРМ телемеханика;
- результаты расчета/дорасчета и наиболее важные промежуточные результаты для создания экранных форм АРМ телемеханика;
- справочную информацию;
- структурную схему сбора и передачи информации (см. чертеж 25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ, лист 4);

Однолинейную схему электрических соединений ПГУ с указанием перечня и состава телеинформации (см. чертеж 25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ, листы 2,3).

Документы, не вошедшие в данный проект, будут приведены в рабочей документации.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	- структурную схему сбора и передачи информации (см. чертеж 25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ, лист 4); Однолинейную схему электрических соединений ПГУ с указанием перечня и состава телеинформации (см. чертеж 25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ, листы 2,3). Документы, не вошедшие в данный проект, будут приведены в рабочей документации.					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ		Лист
								28

5.1.5 Решения по структуре технологической информации

В соответствии с требованиями, изложенными в Приложении 3 к «Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка», СТМиС обеспечивает возможность обмена следующими видами телеинформации: телеизмерения текущие (ТИ), и телесигнализация (ТС), информация с регистраторов аварийных событий.

ТИ содержат информацию о следующих параметрах:

1. активная и реактивная мощности всех присоединений – пофазно и суммарная;
2. напряжение на шинах (на каждой системе и секции), фазные и линейные напряжения на всех ТН;
3. токи нагрузок всех присоединений главной схемы электростанции;
4. частота на системах шин и генераторах;
5. положение РПН трансформаторов;
6. метеоданные.

ТС содержит информацию о следующих параметрах:

1. положения коммутационных аппаратов, включая разъединители и заземляющие ножи главной электрической схемы энергообъекта, сигналы от устройств фиксации коммутационного состояния элементов сети, состояние элементов вторичной коммутации на энергообъекте;
2. аварийно-предупредительная телесигнализация.

5.1.6 Решения по человеко-машинному интерфейсу

При работе с СТМиС ПГУ каждый пользователь имеет возможность:

1. контролировать процесс в рамках заданных ему полномочий путем просмотра на дисплее изображений, генерируемых системой автоматически или вызываемых с помощью разнообразных меню и пиктограмм;

Человеко-машинный интерфейс СТМиС обеспечивает:

1. отображение технологических схем (однолинейных, схем электрических соединений) объектов на дисплеях АРМ с визуализацией на них фактических параметров и сигналов, поступающих в СТМиС;
2. отображение предупредительных и аварийных сигналов, в том числе о состоянии информационно-измерительной подсистемы, а также наличие возможности квитирования этих сигналов, в том числе при поступлении серии сигналов;
3. поддержку ручного ввода (редактирования) с помощью клавиатуры;

Взам. инв. №									
Подп. и дата									
Инв. № подл.									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				Лист
						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ			29

5. отображение на русском языке текстовой информации, содержащейся в графических видеокадрах, таблицах, меню, необходимых оператору для выполнения диспетчерского управления. Ввод текстовой информации в диалоговом режиме с клавиатуры осуществляется также на русском языке с возможностью перехода (при необходимости) на латинский регистр и обратно;

Проектом предусматривается следующий набор мнемосхем:

1. однолинейная схема энергообъекта;
2. детализация однолинейной схемы ПГУ;
3. структурная схема СТМиС с функциями вывода/отображения диагностических сообщений;
4. список событий;
5. список аварий.

СТМиС ПГУ обеспечивает:

1. текстовый и графические способы общения пользователей со средствами автоматизации;
2. диалоговый режим общения пользователей со средствами автоматизации;
3. формирование запросов с АРМ;
4. техническая документация разрабатывается на русском языке;
5. диагностические сообщения, тестовая информация в графических отображениях, опции «меню», тексты подсказок, предупредительных и аварийных сообщений выполняются на русском языке.

Программное обеспечение соответствует современному мировому уровню, является лицензионным и имеет техническую поддержку разработчика не менее 10 лет.

Взам. инв. №		5. диагностические сообщения, тестовая информация в графических отображениях, опции «меню», тексты подсказок, предупредительных и аварийных сообщений выполняются на русском языке.							
Подп. и дата		5.1.8 Решения по программному обеспечению Программное обеспечение соответствует современному мировому уровню, является лицензионным и имеет техническую поддержку разработчика не менее 10 лет.							
Инв. № подл.								25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ	Лист
									30
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Программное обеспечение СТМиС ПГУ обеспечивает выполнение функций Системы в соответствии с выполняемыми задачами и имеет возможность расширения с учетом перспективы развития.

На каждом уровне иерархической модели СТМиС, имеется свое программное обеспечение. Условно ПО можно разделить на: ПО серверов СТМ, ПО АРМ, ПО устройствам сбора данных в составе АСУ ЭТО и ПО цифровых измерительных преобразователей в составе АСУ ЭТО.

5.1.8.1 Решения по программному обеспечению серверов телемеханики

Программное обеспечение серверов СТМ состоит из базового и инструментального ПО. Базовое ПО отвечает требованиям, предъявляемым к микропроцессорным системам реального времени с высокой степенью готовности, защиты от сбоев и зависаний.

Базовое ПО поставляется на ПЗУ в составе серверов СТМ. Инструментальное ПО предназначено для проектирования (параметрирования) рабочей конфигурации системы сбора и передачи данных для устройств телемеханики.

Функциональная структура и интерфейс пользователя инструментального ПО соответствуют стандартам и рекомендациям МЭК.

Инструментальное ПО работает под операционной системой Linux и имеет развитую систему контекстной помощи.

5.1.8 Решения по программному обеспечению цифровых измерительных преобразователей и устройств сбора данных в составе АСУ ЭТО

Программное обеспечение ЦИП включает в себя инструментальное ПО для мониторинга, диагностирования, конфигурирования и является неотъемлемой частью программного обеспечения АСУ ЭТО для всех микропроцессорных устройств нижнего уровня.

5.1.9 Сведения о метрологическом обеспечении

Цифровые измерительные преобразователи и устройства системы телемеханики внесены в Государственный реестр средств измерений и имеют «Сертификат об утверждении типа средств измерений», выданный органами Госстандарта РФ.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Цифровые измерительные преобразователи и устройства системы телемеханики внесены в Государственный реестр средств измерений и имеют «Сертификат об утверждении типа средств измерений», выданный органами Госстандарта РФ.					
						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ		Лист
								31
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

6.3 Мероприятия по созданию необходимых подразделений и рабочих мест

Решения по численности, квалификации и функциям персонала, режимам его работы и порядку взаимодействия приведены в разделе 4.

7 Перечень использованных сокращений

АВР - автоматическое включение резерва

АРМ - автоматизированное рабочее место

АРМ ТМ – АРМ телемеханика

АСУ ЭТО – автоматизированная система управления электротехническим оборудованием

БД – база данных

ДЦ – диспетчерский центр

ЕЭС – единая энергосистема

ЗИП – запасные части и принадлежности

ИБП – источник бесперебойного питания

ИИК – информационно-измерительный комплекс

ЛВС – локальная вычислительная сеть

МЭК - международная электротехническая комиссия

НСД – несанкционированный доступ

АО – акционерное общество

ОИК – оперативный информационный комплекс

ООО - общество с ограниченной ответственностью

ПО – программное обеспечение

ПТЭ – правила технической эксплуатации электрических станций и сетей

ПГУ – парогазовая установка

ПТК – программно-технический комплекс

ПУЭ – правила устройства энергоустановок

РДУ – районное диспетчерское управление

СО – системный оператор

СОЕВ - система обеспечения единого времени

СТМ – система телемеханики

ТИ – телеизмерения

ТМ –телемеханика

ТН – трансформатор напряжения

ТС – телесигнализация

ТТ – трансформатор тока

ТУБР – терминал участника балансирующего рынка электроэнергии

ЦИП – цифровой измерительный преобразователь

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
										33
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ				

Приложение А

Перечень сигналов ТИ проекта «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия» на территории промзоны ТЭЦ-25 филиале ПАО «Мосэнерго»

№ п/ п		СБОР ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ			ПЕРЕДАЧА ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ		НОВ./ СУЩ. сигнал	Примечание/ Место установки ТТ и ТН	
		НАИМЕНОВАНИЕ СИГНАЛОВ ТИТ	Ед. измер.	Средство сбора	СТМиС	ДЦ МосРДУ			
Взам. инв. №	Подп. и дата	1.	Тр возбуждения 15 кВ ТВ-1А Ia	А	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	ТА37
		2.	Тр возбуждения 15 кВ ТВ-1А Ib	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		3.	Тр возбуждения 15 кВ ТВ-1А Ic	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		4.	Тр возбуждения 15 кВ ТВ-1А Isр	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		5.	ТГ-1А I ротора	А	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	От системы возбуждения
		6.	ТГ-1А U ротора	кВ		+		Нов. 1 эт.	
		7.	ТСН-61 15 кВ Ia	А	АСУ ЭТО	+	+	Нов. 1 эт.	ТА34
		8.	ТСН-61 15 кВ Ib	А		+	+	Нов. 1 эт.	— / —
		9.	ТСН-61 15 кВ Ic	А		+	+	Нов. 1 эт.	— / —
		10.	ТСН-61 15 кВ Isр	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		11.	ТСН-61 15 кВ Ua	кВ		+		Нов. 1 эт.	ТН-2
		12.	ТСН-61 15 кВ Ub	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		13.	ТСН-61 15 кВ Uc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		14.	ТСН-61 15 кВ Uср.ф	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		15.	ТСН-61 15 кВ Uab	кВ		+	+	Нов. 1 эт.	— / —
		16.	ТСН-61 15 кВ Ubc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		17.	ТСН-61 15 кВ Uca	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		18.	ТСН-61 15 кВ Uср.лин	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		19.	ТСН-61 15 кВ Pa	МВт		+		Нов. 1 эт.	ТА34
		20.	ТСН-61 15 кВ Pb	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		21.	ТСН-61 15 кВ Pc	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		22.	ТСН-61 15 кВ Pсум	МВт		+	+	Нов. 1 эт.	— / —
		23.	ТСН-61 15 кВ Qa	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		24.	ТСН-61 15 кВ Qb	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		25.	ТСН-61 15 кВ Qc	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		26.	ТСН-61 15 кВ Qсум	Мвар		+	+	Нов. 1 эт.	— / —
		27.	ТСН-61 15 кВ Sa	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		28.	ТСН-61 15 кВ Sb	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		29.	ТСН-61 15 кВ Sc	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		30.	ТСН-61 15 кВ Scум	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
Инв. № подл.									
									Лист 34
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.										
		31.	Положение анцапф РПН ТСН-61	Ступень	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	От ТСН-61	
		32.	ТГ-1А Ia	А	АСУ ЭТО	+	+	Нов. 1 эт.	ТА20	
		33.	ТГ-1А Ib	А		+	+	Нов. 1 эт.	—— / ——	
		34.	ТГ-1А Ic	А		+	+	Нов. 1 эт.	—— / ——	
		35.	ТГ-1А Icp	А		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		36.	ТГ-1А Ua	кВ		+		Нов. 1 эт.	ТН-3	
		37.	ТГ-1А Ub	кВ		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		38.	ТГ-1А Uc	кВ		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		39.	ТГ-1А Ucp.ф	кВ		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		40.	ТГ-1А Uab	кВ		+	+	Нов. 1 эт.	—— / ——	
		41.	ТГ-1А Ubc	кВ		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		42.	ТГ-1А Uca	кВ		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		43.	ТГ-1А Ucp.лин	кВ		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		44.	ТГ-1А F	Гц		+	+	Нов. 1 эт.	—— / ——	
		45.	ТГ-1А Pa	МВт		+		Нов. 1 эт.	ТА20	
		46.	ТГ-1А Pb	МВт		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		47.	ТГ-1А Pc	МВт		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		48.	ТГ-1А Pсум	МВт		+	+	Нов. 1 эт.	—— / ——	
		49.	ТГ-1А Qa	Мвар		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		50.	ТГ-1А Qb	Мвар		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		51.	ТГ-1А Qc	Мвар		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		52.	ТГ-1А Qсум	Мвар		+	+	Нов. 1 эт.	—— / ——	
		53.	ТГ-1А Sa	МВА		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		54.	ТГ-1А Sb	МВА		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		55.	ТГ-1А Sc	МВА		+		Нов. 1 эт.	—— / ——	
		56.	ТГ-1А Sсум	МВА		+	+	Нов. 1 эт.	—— / ——	
		57.	Тр возбуждения 10 кВ ТВ-1Б Ia	А	АСУ ЭТО	+		Нов. 2 эт.	ТА32	
		58.	Тр возбуждения 10 кВ ТВ-1Б Ib	А		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
		59.	Тр возбуждения 10 кВ ТВ-1Б Ic	А		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
		60.	Тр возбуждения 10 кВ ТВ-1Б Icp	А		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
		61.	ТГ-1Б I ротора	А	АСУ ЭТО	+		Нов. 2 эт.	От системы возбуждения	
		62.	ТГ-1Б U ротора	кВ		+		Нов. 2 эт.		
		63.	ТГ-1Б Ia	А	АСУ ЭТО	+	+	Нов. 2 эт.	ТА-20	
		64.	ТГ-1Б Ib	А		+	+	Нов. 2 эт.	—— / ——	
		65.	ТГ-1Б Ic	А		+	+	Нов. 2 эт.	—— / ——	
		66.	ТГ-1Б Icp	А		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
		67.	ТГ-1Б Ua	кВ		+		Нов. 2 эт.	ТН-6	
		68.	ТГ-1Б Ub	кВ		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
		69.	ТГ-1Б Uc	кВ		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
		70.	ТГ-1Б Ucp.ф	кВ		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
		71.	ТГ-1Б Uab	кВ		+	+	Нов. 2 эт.	—— / ——	
		72.	ТГ-1Б Ubc	кВ		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
		73.	ТГ-1Б Uca	кВ		+		Нов. 2 эт.	—— / ——	
								25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ		Лист
										35
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

		74.	ТГ-1Б Уср.лин	кВ	АСУ ЭТО	+		Нов. 2 эт.	— / —	
		75.	ТГ-1Б F	Гц		+	+	Нов. 2 эт.	— / —	
		76.	ТГ-1Б Pa	МВт		+		Нов. 2 эт.	ТА-20	
		77.	ТГ-1Б Pb	МВт		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		78.	ТГ-1Б Pc	МВт		АСУ ЭТО	+		Нов. 2 эт.	— / —
		79.	ТГ-1Б Pсум	МВт	+		+	Нов. 2 эт.	— / —	
		80.	ТГ-1Б Qa	Мвар	+			Нов. 2 эт.	— / —	
		81.	ТГ-1Б Qb	Мвар	+			Нов. 2 эт.	— / —	
		82.	ТГ-1Б Qc	Мвар	+			Нов. 2 эт.	— / —	
		83.	ТГ-1Б Qсум	Мвар	+		+	Нов. 2 эт.	— / —	
		84.	ТГ-1Б Sa	МВА	+			Нов. 2 эт.	— / —	
		85.	ТГ-1Б Sb	МВА	+			Нов. 2 эт.	— / —	
		86.	ТГ-1Б Sc	МВА	+			Нов. 2 эт.	— / —	
		87.	ТГ-1Б Sсум	МВА	+	+	Нов. 2 эт.	— / —		
		88.	Т-91Б 500 кВ Ia	А	АСУ ЭТО	+	+	Нов. 2 эт.	ТА1	
		89.	Т-91Б 500 кВ Ib	А		+	+	Нов. 2 эт.	— / —	
		90.	Т-91Б 500 кВ Ic	А		+	+	Нов. 2 эт.	— / —	
		91.	Т-91Б 500 кВ Iср	А		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		92.	Т-91Б 500 кВ Pa	МВт		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		93.	Т-91Б 500 кВ Pb	МВт		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		94.	Т-91Б 500 кВ Pc	МВт		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		95.	Т-91Б 500 кВ Pсум	МВт		+	+	Нов. 2 эт.	— / —	
		96.	Т-91Б 500 кВ Qa	Мвар		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		97.	Т-91Б 500 кВ Qb	Мвар		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		98.	Т-91Б 500 кВ Qc	Мвар		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		99.	Т-91Б 500 кВ Qсум	Мвар		+	+	Нов. 2 эт.	— / —	
		100.	Т-91Б 500 кВ Sa	МВА		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		101.	Т-91Б 500 кВ Sb	МВА		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		102.	Т-91Б 500 кВ Sc	МВА		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		103.	Т-91Б 500 кВ Sсум	МВА		+		Нов. 2 эт.	— / —	
		104.	Т-91А 500 кВ Ia	А	АСУ ЭТО	+	+	Нов. 1 эт.	ТА1	
		105.	Т-91А 500 кВ Ib	А		+	+	Нов. 1 эт.	— / —	
		106.	Т-91А 500 кВ Ic	А		+	+	Нов. 1 эт.	— / —	
		107.	Т-91А 500 кВ Iср	А		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		108.	Т-91А 500 кВ Pa	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		109.	Т-91А 500 кВ Pb	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		110.	Т-91А 500 кВ Pc	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		111.	Т-91А 500 кВ Pсум	МВт		+	+	Нов. 1 эт.	— / —	
		112.	Т-91А 500 кВ Qa	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		113.	Т-91А 500 кВ Qb	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		114.	Т-91А 500 кВ Qc	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		115.	Т-91А 500 кВ Qсум	Мвар		+	+	Нов. 1 эт.	— / —	
		116.	Т-91А 500 кВ Sa	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		117.	Т-91А 500 кВ Sb	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		118.	Т-91А 500 кВ Sc	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		119.	Т-91А 500 кВ Sсум	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —	
		120.	ТН-500 кВ Очаково №8	кВ		+		Нов. 1 эт.	ТН-1 (ТН-2)	
Инв. № подл.								25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ		Лист
										36
Взам. инв. №		Подп. и дата		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

		Ua		АСУ ЭТО									
121.		ТН-500 кВ Очаково №8 Ub	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
122.		ТН-500 кВ Очаково №8 Uc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
123.		ТН-500 кВ Очаково №8 Уср.ф	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
124.		ТН-500 кВ Очаково №8 Uab	кВ		+	+	Нов. 1 эт.	— / —					
125.		ТН-500 кВ Очаково №8 Ubc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
126.		ТН-500 кВ Очаково №8 Uca	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
127.		ТН-500 кВ Очаково №8 Уср. лин	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
128.		ТН-500 кВ Очаково №8 F	Гц	АСУ ЭТО	+	+	Нов. 1 эт.	— / —					
129.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Ia	А		+	+	Нов. 1 эт.	ТА4					
130.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Ib	А		+	+	Нов. 1 эт.	— / —					
131.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Ic	А		+	+	Нов. 1 эт.	— / —					
132.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Iср	А		+		Нов. 1 эт.	— / —					
133.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Ua	кВ		+		Нов. 1 эт.	ТН					
134.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Ub	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
135.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Uc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
136.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Уср.ф	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
137.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Uab	кВ		+	+	Нов. 1 эт.	— / —					
138.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Ubc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
139.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Uca	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
140.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Уср.лин	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —					
141.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево F	Гц		+	+	Нов. 1 эт.	— / —					
142.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Pa	МВт		+		Нов. 1 эт.	ТА4					
143.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Pb	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —					
144.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Pc	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —					
145.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Рсум	МВт		+	+	Нов. 1 эт.	— / —					
146.		ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Qa	Мвар	+		Нов. 1 эт.	— / —						
Инв. № подл.						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ							Лист
													37
Взам. инв. №													
Подп. и дата													
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата								

		147.	ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Qb	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		148.	ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Qc	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		149.	ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Qсум	Мвар		+	+	Нов. 1 эт.	— / —
		150.	ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Sa	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		151.	ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Sb	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		152.	ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Sc	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		153.	ТН-110 кВ Очаково-Новокунцево Scум.	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		154.	Положение анцапф РПН Т-60Р3	Ступень	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	От Т-60Р3
		155.	В-1 6кВ Т-60Р3 Ia	А	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	ТА3
		156.	В-1 6кВ Т-60Р3 Ib	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		157.	В-1 6кВ Т-60Р3 Ic	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		158.	В-1 6кВ Т-60Р3 Icp	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		159.	ТН В-1 6кВ Т-60Р3 Ua	кВ		+		Нов. 1 эт.	ТН-В1
		160.	ТН В-1 6кВ Т-60Р3 Ub	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		161.	ТН В-1 6кВ Т-60Р3 Uc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		162.	ТН В-1 6кВ Т-60Р3 Ucp.ф	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		163.	ТН В-1 6кВ Т-60Р3 Uab	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		164.	ТН В-1 6кВ Т-60Р3 Ubc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		165.	ТН В-1 6кВ Т-60Р3 Uca	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		166.	ТН В-1 6кВ Т-60Р3 Ucp.лин	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		167.	В-1 6кВ Т-60Р3 Pa	МВт		+		Нов. 1 эт.	ТА3
		168.	В-1 6кВ Т-60Р3 Pb	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		169.	В-1 6кВ Т-60Р3 Pc	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		170.	В-1 6кВ Т-60Р3 Pсум	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		171.	В-1 6кВ Т-60Р3 Qa	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		172.	В-1 6кВ Т-60Р3 Qb	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		173.	В-1 6кВ Т-60Р3 Qc	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		174.	В-1 6кВ Т-60Р3 Qсум	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		175.	В-1 6кВ Т-60Р3 Sa	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
Взам. инв. №		176.	В-1 6кВ Т-60Р3 Sb	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		177.	В-1 6кВ Т-60Р3 Sc	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		178.	В-1 6кВ Т-60Р3 Scум	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		179.	В-2 6кВ Т-60Р3 Ia	А		+		Нов. 1 эт.	ТА3
180.	В-2 6кВ Т-60Р3 Ib	А	+			Нов. 1 эт.	— / —		
Подп. и дата	181.	В-2 6кВ Т-60Р3 Ic	А	+			Нов. 1 эт.	— / —	
	182.	В-2 6кВ Т-60Р3 Icp	А	+			Нов. 1 эт.	— / —	
	183.	ТН В-2 6кВ Т-60Р3В Ua	кВ	+			Нов. 1 эт.	ТН-В2	
	184.	ТН В-2 6кВ Т-60Р3В Ub	кВ	+			Нов. 1 эт.	— / —	
	185.	ТН В-2 6кВ Т-60Р3В Uc	кВ	+			Нов. 1 эт.	— / —	
	186.	ТН В-2 6кВ Т-60Р3В	кВ	+			Нов. 1 эт.	— / —	
Инв. № подл.									
								25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ	Лист
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		38

		Уср.ф			АСУ ЭТО							
187.		ТН В-2 6кВ Т-60Р3В Uab		кВ		АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	— / —		
188.		ТН В-2 6кВ Т-60Р3В Ubc		кВ			+		Нов. 1 эт.	— / —		
189.		ТН В-2 6кВ Т-60Р3В Uca		кВ			+		Нов. 1 эт.	— / —		
190.		ТН В-2 6кВ Т-60Р3В Уср.лин		кВ			+		Нов. 1 эт.	— / —		
191.		В-2 6кВ Т-60Р3 Pa		МВт			+		Нов. 1 эт.	ТА3		
192.		В-2 6кВ Т-60Р3 Pb		МВт			+		Нов. 1 эт.	— / —		
193.		В-2 6кВ Т-60Р3 Pc		МВт			+		Нов. 1 эт.	— / —		
194.		В-2 6кВ Т-60Р3 Рсум		МВт			+		Нов. 1 эт.	— / —		
195.		В-2 6кВ Т-60Р3 Qa		Мвар			+		Нов. 1 эт.	— / —		
196.		В-2 6кВ Т-60Р3 Qb		Мвар			+		Нов. 1 эт.	— / —		
197.		В-2 6кВ Т-60Р3 Qc		Мвар			+		Нов. 1 эт.	— / —		
198.		В-2 6кВ Т-60Р3 Qсум		Мвар			+		Нов. 1 эт.	— / —		
199.		В-2 6кВ Т-60Р3 Sa		МБА			+		Нов. 1 эт.	— / —		
200.		В-2 6кВ Т-60Р3 Sb		МБА			+		Нов. 1 эт.	— / —		
201.		В-2 6кВ Т-60Р3 Sc		МБА			+		Нов. 1 эт.	— / —		
202.		В-2 6кВ Т-60Р3 Scум		МБА			+		Нов. 1 эт.	— / —		
203.		В-1 6кВ ТСН-61 Ia		А	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	ТА3			
204.		В-1 6кВ ТСН-61 Ib		А		+		Нов. 1 эт.	— / —			
205.		В-1 6кВ ТСН-61 Ic		А		+		Нов. 1 эт.	— / —			
206.		В-1 6кВ ТСН-61 Iср		А		+		Нов. 1 эт.	— / —			
207.		ТН В-1 6кВ ТСН-61 Ua		кВ		+		Нов. 1 эт.	ТН-В1			
208.		ТН В-1 6кВ ТСН-61 Ub		кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —			
209.		ТН В-1 6кВ ТСН-61 Uc		кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —			
210.		ТН В-1 6кВ ТСН-61 Уср.ф		кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —			
211.		ТН В-1 6кВ ТСН-61 Uab		кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —			
212.		ТН В-1 6кВ ТСН-61 Ubc		кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —			
213.		ТН В-1 6кВ ТСН-61 Uca		кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —			
214.		ТН В-1 6кВ ТСН-61 Уср.лин		кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —			
215.		В-1 6кВ ТСН-61 Pa		МВт		+		Нов. 1 эт.	ТА3			
216.		В-1 6кВ ТСН-61 Pb		МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —			
217.		В-1 6кВ ТСН-61 Pc		МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —			
218.		В-1 6кВ ТСН-61 Рсум		МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —			
219.		В-1 6кВ ТСН-61 Qa		Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —			
220.		В-1 6кВ ТСН-61 Qb		Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —			
221.		В-1 6кВ ТСН-61 Qc		Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —			
222.		В-1 6кВ ТСН-61 Qсум		Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —			
223.		В-1 6кВ ТСН-61 Sa		МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —			
224.		В-1 6кВ ТСН-61 Sb		МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —			
225.		В-1 6кВ ТСН-61 Sc		МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —			
226.		В-1 6кВ ТСН-61 Scум		МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —			
227.		В-2 6кВ ТСН-61 Ia		А	+		Нов. 1 эт.	ТА3				
228.		В-2 6кВ ТСН-61 Ib		А	+		Нов. 1 эт.	— / —				
229.		В-2 6кВ ТСН-61 Ic		А	+		Нов. 1 эт.	— / —				
230.		В-2 6кВ ТСН-61 Iср		А	+		Нов. 1 эт.	— / —				
Инв. № подл.						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ						Лист
												39
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата						

Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.		231.	ТН В-2 6кВ ТСН-61 Ua	кВ	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	ТН-В2
		232.	ТН В-2 6кВ ТСН-61 Ub	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		233.	ТН В-2 6кВ ТСН-61 Uc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		234.	ТН В-2 6кВ ТСН-61 Уср.ф	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		235.	ТН В-2 6кВ ТСН-61 Uab	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		236.	ТН В-2 6кВ ТСН-61 Ubc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		237.	ТН В-2 6кВ ТСН-61 Uca	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		238.	ТН В-2 6кВ ТСН-61 Уср.лин	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		239.	В-2 6кВ ТСН-61 Pa	МВт		+		Нов. 1 эт.	ТА3
		240.	В-2 6кВ ТСН-61 Pb	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		241.	В-2 6кВ ТСН-61 Pc	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		242.	В-2 6кВ ТСН-61 Pсум	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		243.	В-2 6кВ ТСН-61 Qa	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		244.	В-2 6кВ ТСН-61 Qb	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		245.	В-2 6кВ ТСН-61 Qc	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		246.	В-2 6кВ ТСН-61 Qсум	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		247.	В-2 6кВ ТСН-61 Sa	МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		248.	В-2 6кВ ТСН-61 Sb	МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		249.	В-2 6кВ ТСН-61 Sc	МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		250.	В-2 6кВ ТСН-61 Scум	МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		251.	В-2 6кВ МРП-2А Ia	А	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	ТА3
		252.	В-2 6кВ МРП-2А Ib	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		253.	В-2 6кВ МРП-2А Ic	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		254.	В-2 6кВ МРП-2А Iср	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
		255.	ТН В-2 6кВ МРП-2А Ua	кВ		+		Нов. 1 эт.	ТН-В2
		256.	ТН В-2 6кВ МРП-2А Ub	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		257.	ТН В-2 6кВ МРП-2А Uc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		258.	ТН В-2 6кВ МРП-2А Уср.ф	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		259.	ТН В-2 6кВ МРП-2А Uab	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		260.	ТН В-2 6кВ МРП-2А Ubc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		261.	ТН В-2 6кВ МРП-2А Uca	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		262.	ТН В-2 6кВ МРП-2А Уср.лин	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
		263.	В-2 6кВ МРП-2А Pa	МВт		+		Нов. 1 эт.	ТА3
		264.	В-2 6кВ МРП-2А Pb	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		265.	В-2 6кВ МРП-2А Pc	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		266.	В-2 6кВ МРП-2А Pсум	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
		267.	В-2 6кВ МРП-2А Qa	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		268.	В-2 6кВ МРП-2А Qb	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		269.	В-2 6кВ МРП-2А Qc	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		270.	В-2 6кВ МРП-2А Qсум	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
		271.	В-2 6кВ МРП-2А Sa	МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		272.	В-2 6кВ МРП-2А Sb	МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		273.	В-2 6кВ МРП-2А Sc	МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —
		274.	В-2 6кВ МРП-2А Scум	МБА		+		Нов. 1 эт.	— / —
						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ			Лист
									40
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				

275.	В-2 6кВ МРП-2Б Ia	А	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.	ТАЗ
276.	В-2 6кВ МРП-2Б Ib	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
277.	В-2 6кВ МРП-2Б Ic	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
278.	В-2 6кВ МРП-2Б Isp	А		+		Нов. 1 эт.	— / —
279.	ТН В-2 6кВ МРП-2Б Ua	кВ		+		Нов. 1 эт.	ТН-В2
280.	ТН В-2 6кВ МРП-2Б Ub	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
281.	ТН В-2 6кВ МРП-2Б Uc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
282.	ТН В-2 6кВ МРП-2Б Уср.ф	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
283.	ТН В-2 6кВ МРП-2Б Uab	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
284.	ТН В-2 6кВ МРП-2Б Ubc	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
285.	ТН В-2 6кВ МРП-2Б Uca	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
286.	ТН В-2 6кВ МРП-2Б Уср.лин	кВ		+		Нов. 1 эт.	— / —
287.	В-2 6кВ МРП-2Б Pa	МВт		+		Нов. 1 эт.	ТАЗ
288.	В-2 6кВ МРП-2Б Pb	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
289.	В-2 6кВ МРП-2Б Pc	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
290.	В-2 6кВ МРП-2Б Pсум	МВт		+		Нов. 1 эт.	— / —
291.	В-2 6кВ МРП-2Б Qa	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
292.	В-2 6кВ МРП-2Б Qb	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
293.	В-2 6кВ МРП-2Б Qc	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
294.	В-2 6кВ МРП-2Б Qсум	Мвар		+		Нов. 1 эт.	— / —
295.	В-2 6кВ МРП-2Б Sa	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
296.	В-2 6кВ МРП-2Б Sb	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
297.	В-2 6кВ МРП-2Б Sc	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
298.	В-2 6кВ МРП-2Б Sсум	МВА		+		Нов. 1 эт.	— / —
299.	Скорость ветра	м/с		+	+	Нов.	Метеостанция
300.	Темп. наружного воздуха	°С		+	+	Нов.	— / —

- 1 Параметры телеизмерений передаются с привязкой метки времени по протоколу МЭК 60870-5-104 с типом блока данных: <13> M_ME_NC_1 – циклическая передача, <36> M_ME_TF_1 – спорадическая передача.
- 2 Перечни сигналов ТИТ могут быть откорректированы при изменении диспетчерского наименования оборудования, в процессе ПНР и по согласованию с Заказчиком.

Приложение Б

Перечень сигналов ТС проекта «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия» на территории промзоны ТЭЦ-25 филиале ПАО «Мосэнерго»

№ п/п	СБОР ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ		ПЕРЕДАЧА ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ		НОВ./СУЩ. сигнал
	НАИМЕНОВАНИЕ СИГНАЛОВ ТС	Средство сбора	СТМиС	ДЦ МосРДУ	
1.	ЗНО 10 кВ ТГ-1Б (вкл.)		+	+	Нов. 2 эт
2.	ЗНО 10 кВ ТГ-1Б (откл.)		+	+	Нов. 2 эт
3.	В-201Б (вкл.)		+	+	Нов. 2 эт
4.	В-201Б (откл.)		+	+	Нов. 2 эт

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

						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		41

Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.						АСУ ЭТО АСУ ЭТО	+	+	Нов. 2 эт		
	5.	ТР 10 кВ Т-91Б (вкл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	6.	ТР 10 кВ Т-91Б (откл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	7.	ЗН ТР 10 кВ Т-91Б (вкл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	8.	ЗН ТР 10 кВ Т-91Б (откл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	9.	ЗНТ ТР 500 кВ Т-91Б (вкл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	10.	ЗНТ ТР 500 кВ Т-91Б (откл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	11.	ТР 500 кВ Т-91Б (вкл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	12.	ТР 500 кВ Т-91Б (откл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	13.	ЗНЛ ТР 500 кВ Т-91Б (вкл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	14.	ЗНЛ ТР 500 кВ Т-91Б (откл.)					+	+	Нов. 2 эт		
	15.	ЗНЛ ЛР 500 кВ Очаково №8 (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	16.	ЗНЛ ЛР 500 кВ Очаково №8 (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	17.	ЛР 500 кВ Очаково №8 (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	18.	ЛР 500 кВ Очаково №8 (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	19.	ЗНЛ ТР 500 кВ Т-91А (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	20.	ЗНЛ ТР 500 кВ Т-91А (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	21.	ТР 500 кВ Т-91А (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	22.	ТР 500 кВ Т-91А (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	23.	ЗНТ ТР 500 кВ Т-91А (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	24.	ЗНТ ТР 500 кВ Т-91А (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	25.	ТР 15 кВ Т-91А (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	26.	ТР 15 кВ Т-91А (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	27.	ЗН ТР 15 кВ Т-91А (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	28.	ЗН ТР 15 кВ Т-91А (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	29.	В-201А (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	30.	В-201А (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	31.	Р 15 кВ ТПУ (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	32.	Р 15 кВ ТПУ (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	33.	ЗНО 15 кВ ТГ-1А (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	34.	ЗНО 15 кВ ТГ-1А (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	35.	В-105 (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	36.	В-105 (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	37.	ЗР-1 110 кВ Т-60РЗ (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	38.	ЗР-1 110 кВ Т-60РЗ (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	39.	ЗНВ ЛР 110 кВ Очаково – Новокунцево (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	40.	ЗНВ ЛР 110 кВ Очаково – Новокунцево (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	41.	ЛР 110 кВ Очаково – Новокунцево (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	42.	ЛР 110 кВ Очаково – Новокунцево (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	43.	ЗНЛ ЛР 110 кВ Очаково – Новокунцево (вкл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	44.	ЗНЛ ЛР 110 кВ Очаково – Новокунцево (откл.)					+	+	Нов. 1 эт.		
	45.	ЗР В-1 6 кВ ТСН-61 (вкл.)					+		Нов. 1 эт.		
	46.	ЗР В-1 6 кВ ТСН-61 (откл.)					+		Нов. 1 эт.		
	47.	В-1 6 кВ ТСН-61 (вкл.)					+		Нов. 1 эт.		
	48.	В-1 6 кВ ТСН-61 (откл.)					+		Нов. 1 эт.		
	49.	ЗР В-2 6 кВ ТСН-61 (вкл.)					+		Нов. 1 эт.		
	50.	ЗР В-2 6 кВ ТСН-61 (откл.)					+		Нов. 1 эт.		
	51.	В-2 6 кВ ТСН-61 (вкл.)					+		Нов. 1 эт.		
	52.	В-2 6 кВ ТСН-61 (откл.)					+		Нов. 1 эт.		

53.	ЗР В-1 6 кВ Т-60РЗ (вкл.)	АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.
54.	ЗР В-1 6 кВ Т-60РЗ (откл.)		+		Нов. 1 эт.
55.	В-1 6 кВ Т-60РЗ (вкл.)		+		Нов. 1 эт.
56.	В-1 6 кВ Т-60РЗ (откл.)		+		Нов. 1 эт.
57.	ЗР В-2 6 кВ Т-60РЗ (вкл.)		+		Нов. 1 эт.
58.	ЗР В-2 6 кВ Т-60РЗ (откл.)		+		Нов. 1 эт.
59.	В-2 6 кВ Т-60РЗ (вкл.)		+		Нов. 1 эт.
60.	В-2 6 кВ Т-60РЗ (откл.)		+		Нов. 1 эт.
61.	В-2 6 кВ МРП-2А (вкл.)		+		Нов. 1 эт.
62.	В-2 6 кВ МРП-2А (откл.)		+		Нов. 1 эт.
63.	ЗР В-2 6 кВ МРП 2А (вкл.)		+		Нов. 1 эт.
64.	ЗР В-2 6 кВ МРП 2А (откл.)		+		Нов. 1 эт.
65.	В-2 6 кВ МРП-2Б (вкл.)		+		Нов. 1 эт.
66.	В-2 6 кВ МРП-2Б (откл.)		+		Нов. 1 эт.
67.	ЗР В-2 6 кВ МРП-2Б (вкл.)		+		Нов. 1 эт.
68.	ЗР В-2 6 кВ МРП-2Б (откл.)		+		Нов. 1 эт.

1. Параметры телесигнализации передаются с привязкой метки времени по протоколу МЭК 60870-5-104 с типом блока данных: <1> M_SP_NA_1 – общий опрос, <30> M_SP_TB_1 – спорадическая передача. По согласованию допускается передача типом блока данных <31>,<3>;
2. Перечни сигналов ТС могут быть откорректированы при изменении диспетчерского наименования оборудования, в процессе ПНР и по согласованию с Заказчиком.

Приложение В

Перечень сигналов АПТС проекта «Строительство парогазового блока мощностью 225МВт как независимого предприятия» на территории промзоны ТЭЦ-25 филиале ПАО «Мосэнерго»

№ п/п	СБОР ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ		ПЕРЕДАЧА ТЕЛЕИНФОРМАЦИИ		НОВ./ СУЩ. сигнал
	НАИМЕНОВАНИЕ СИГНАЛОВ АПТС	Средство сбора	СТМиС	ДЦ МосРДУ	
1.	Срабатывание основных защит ТГ-1Б (1 к-т)	АСУ ЭТО	+		Нов. 2 эт.
2.	Срабатывание резервных защит ТГ-1Б (1 к-т)		+		Нов. 2 эт.
3.	Срабатывание ПА АЛАР ТГ-1Б (1 к-т)		+	+	Нов. 2 эт.
4.	Срабатывание основных защит ТГ-1Б (2 к-т)		+		Нов. 2 эт.
5.	Срабатывание резервных защит ТГ-1Б (2 к-т)		+		Нов. 2 эт.
6.	Срабатывание ПА АЛАР ТГ-1Б (2 к-т)		+	+	Нов. 2 эт.
7.	Срабатывание основных защит ТГ-1А (1 к-т)		+		Нов. 1 эт.
8.	Срабатывание резервных защит ТГ-1А (1 к-т)		+		Нов. 1 эт.
9.	Срабатывание ПА АЛАР ТГ-1А (1 к-т)		+	+	Нов. 1 эт.
10.	Срабатывание основных защит ТГ-1А (2 к-т)		+		Нов. 1 эт.

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ	Лист
							43

Взам. инв. № Подп. и дата Инв. № подл.						АСУ ЭТО	+		Нов. 1 эт.			
	11.	Срабатывание резервных защит ТГ-1А (2 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	12.	Срабатывание ПА АЛАР ТГ-1А (2 к-т)					+	+	Нов. 1 эт.			
	13.	Срабатывание защиты Т-91Б 500 кВ на отключение					+		Нов. 2 эт.			
	14.	Срабатывание защиты Т-91А 500 кВ на отключение					+		Нов. 1 эт.			
	15.	Неисправность комплекта защит генератора с функцией АЛАР ТГ-1Б (1 к-т)					+	+	Нов. 2 эт.			
	16.	Неисправность комплекта защит генератора с функцией АЛАР ТГ-1Б (2 к-т)					+	+	Нов. 2 эт.			
	17.	Неисправность комплекта защит генератора с функцией АЛАР ТГ-1А (1 к-т)					+	+	Нов. 1 эт.			
	18.	Неисправность комплекта защит генератора с функцией АЛАР ТГ-1А (2 к-т)					+	+	Нов. 1 эт.			
	19.	Неисправность контроллера измерения U,I ротора генератора ТГ-1Б					+		Нов. 2 эт.			
	20.	Неисправность контроллера измерения U,I ротора генератора ТГ-1А					+		Нов. 1 эт.			
	21.	Срабатывание защиты ротора от замыкания на землю ТГ-1Б					+		Нов. 2 эт.			
	22.	Срабатывание защиты ротора от перегрузки ТГ-1Б					+		Нов. 2 эт.			
	23.	Срабатывание защиты статора от замыкания на землю ТГ-1Б					+		Нов. 2 эт.			
	24.	Срабатывание защиты ротора от замыкания на землю ТГ-1А					+		Нов. 1 эт.			
	25.	Срабатывание защиты ротора от перегрузки ТГ-1А					+		Нов. 1 эт.			
	26.	Срабатывание защиты статора от замыкания на землю ТГ-1А					+		Нов. 1 эт.			
	27.	Срабатывание ТО/МТЗ трансформатора возбуждения ТВ-1Б					+		Нов. 2 эт.			
	28.	Срабатывание ТО/МТЗ трансформатора возбуждения ТВ-1А					+		Нов. 1 эт.			
	29.	Срабатывание основных защит ТСН-61 (1 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	30.	Срабатывание резервных защит ТСН-61 (1 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	31.	Срабатывание основных защит ТСН-61 (2 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	32.	Срабатывание резервных защит ТСН-61 (2 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	33.	Срабатывание основных защит Т-60РЗ (1 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	34.	Срабатывание резервных защит Т-60РЗ (1 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	35.	Срабатывание основных защит Т-60РЗ (2 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	36.	Срабатывание резервных защит Т-60РЗ (2 к-т)					+		Нов. 1 эт.			
	1. Параметры телесигнализации передаются с привязкой метки времени по протоколу МЭК 60870-5-104 с типом блока данных: <1> М_SP_NA_1 – общий опрос, <30> М_SP_TB_1 – спорадическая передача;											
							25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ				Лист	
											44	
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.		Дата					

2. Перечни сигналов АПТС могут быть откорректированы при изменении диспетчерского наименования оборудования, в процессе ПНР и по согласованию с Заказчиком.

Приложение Г

Расчет пропускной способности цифровых каналов связи

Для передачи оперативно-диспетчерской информации в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ и из АСУ ЭТО в СТМиС используется протокол МЭК 60870-5-104.

Телемеханическая информация, собранная на серверах телемеханики (основной и резервный), передается в ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ по двум независимым цифровым каналам – основному и резервному (резервирование по разным физическим трассам):

- скорость обмена не менее 512 Кбит/с;
- цикл передачи основных ТИ не более 1 секунды;
- время передачи ТС не более 1 секунды;
- протокол передачи телеинформации – МЭК 60870-5-104.

Из АСУ ЭТО в СТМиС телемеханическая информация также передается по двум независимым цифровым каналам – основному и резервному:

- скорость обмена не менее 100 Мбит/с;
- коэффициент готовности по каждому направлению передачи не ниже 0.99;
- время восстановления не более 5 минут;
- коэффициент ошибок в канале не более 10⁻⁵.

При расчете требуемой пропускной способности учитывается:

- состав и объем данных;
- протокол, по которому передаются данные;
- приоритеты передачи данных.

Расчет пропускной способности цифрового канала передачи телеинформации осуществляется на основании документа «Методические рекомендации по реализации информационного обмена энергообъектов с корпоративной информационной системой АО «Системный оператор Единой энергетической системы» по протоколу ГОСТ Р МЭК 60870-5-104», 2008 г.

Максимальная длина ASDU (блока данных прикладного уровня) ограничена

249 байтами согласно ГОСТ Р МЭК 60870-5-101:2006 «Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы телемеханики. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики». Исключая из блока данных ASDU (249 байт) идентификатор блока данных (6 байт), получим максимальную длину полезного тела кадра (Скп) равную 243 байтов, в которых могут содержаться объекты информации.

Учитывая, что размер адреса объекта информации состоит из 3-х байт, то в одном кадре максимально можно передать следующее число целых элементов информации:

- 16 ТИ тип данных <36>, short float с полной меткой времени (16x15=240 байт),
- 22 ТС тип данных <30>, одноэлементный с полной меткой времени (22x11=242 байт),
- 30 ТИ тип данных <13>, short float без метки времени (30x8=240 байт),
- 60 ТС тип данных <1>, одноэлементный без метки времени (60x4=240 байт).

Максимальная длина IP-кадра (Cip), включая заголовки IP и TCP, блок данных ASDU максимальной длины и служебную информацию составляет 292 (20+20+6+6+240) байта.

Исходя из «Формуляра»:

- размер одного ТИ с полной меткой времени составляет 15 байт;
- размер одного ТС с полной меткой времени составляет 11 байт.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ	Лист
							45
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

Данные, передаваемые в ДЦ МосРДУ	Телеизмерения	43	МЭК 60870-5-104	1
	Телесигнализация	52		

Выделенная скорость канала телеинформации на ДЦ «МосРДУ» составляет не менее 512 Кбит/с.

По одному основному цифровому каналу (ОЦК) скоростью 512 кбит/с можно передать 219 IP-кадров максимальной длины (292 байта) за одну секунду.

Общий объем передаваемых ТИ и ТС в байтах составляет:

$$C_{\text{ПИ}} = N_{\text{ТИ}} \cdot C_{\text{ТИ}} + N_{\text{ТС}} \cdot C_{\text{ТС}} = 43 \cdot 15 + 52 \cdot 11 = 1217 \text{ байт},$$

где $N_{\text{ТИ}}$ — количество ТИ; $C_{\text{ТИ}}$ — размер одного ТИ (байт); $N_{\text{ТС}}$ — количество ТС;

$C_{\text{ТС}}$ — размер одного ТС (байт).

С учетом полезной длины количество кадров, необходимых для передачи всего объема, составит:

$$N_{\text{К}} = \frac{C_{\text{ПИ}}}{C_{\text{КП}}} = \frac{1217}{243} = 5 \text{ кадров},$$

где $C_{\text{КП}}$ — максимальная длина полезного тела кадра.

В соответствии со значением максимальной длины IP-кадра общий объем передаваемой информации составит:

$$C_{\text{общ}} = C_{\text{ip}} \cdot N_{\text{К}} = 292 \cdot 5 = 1462 \text{ байт},$$

где C_{ip} — максимальная длина IP-кадра.

Время доставки телеинформации от объекта до ДЦ не должно превышать 1 секунды, согласно требованиям нормативных документов. Соответственно минимально необходимая скорость, обеспечивающая выполнение этого требования для расчетного объема телеинформации составит:

$$V_{\text{min}} = \frac{C_{\text{общ}} \cdot 8}{t} = \frac{1462 \cdot 8}{1} = 11,699 \text{ бит/с} \approx 0,012 \text{ Кбит/с},$$

где t — время доставки.

Пропускная способность канала на ДЦ Филиала АО «СО ЕЭС» Московское РДУ составляет не менее 512 Кбит/с, следовательно, согласно проведенному расчету, скорости передачи данных достаточно для передачи необходимого объема телеинформации.

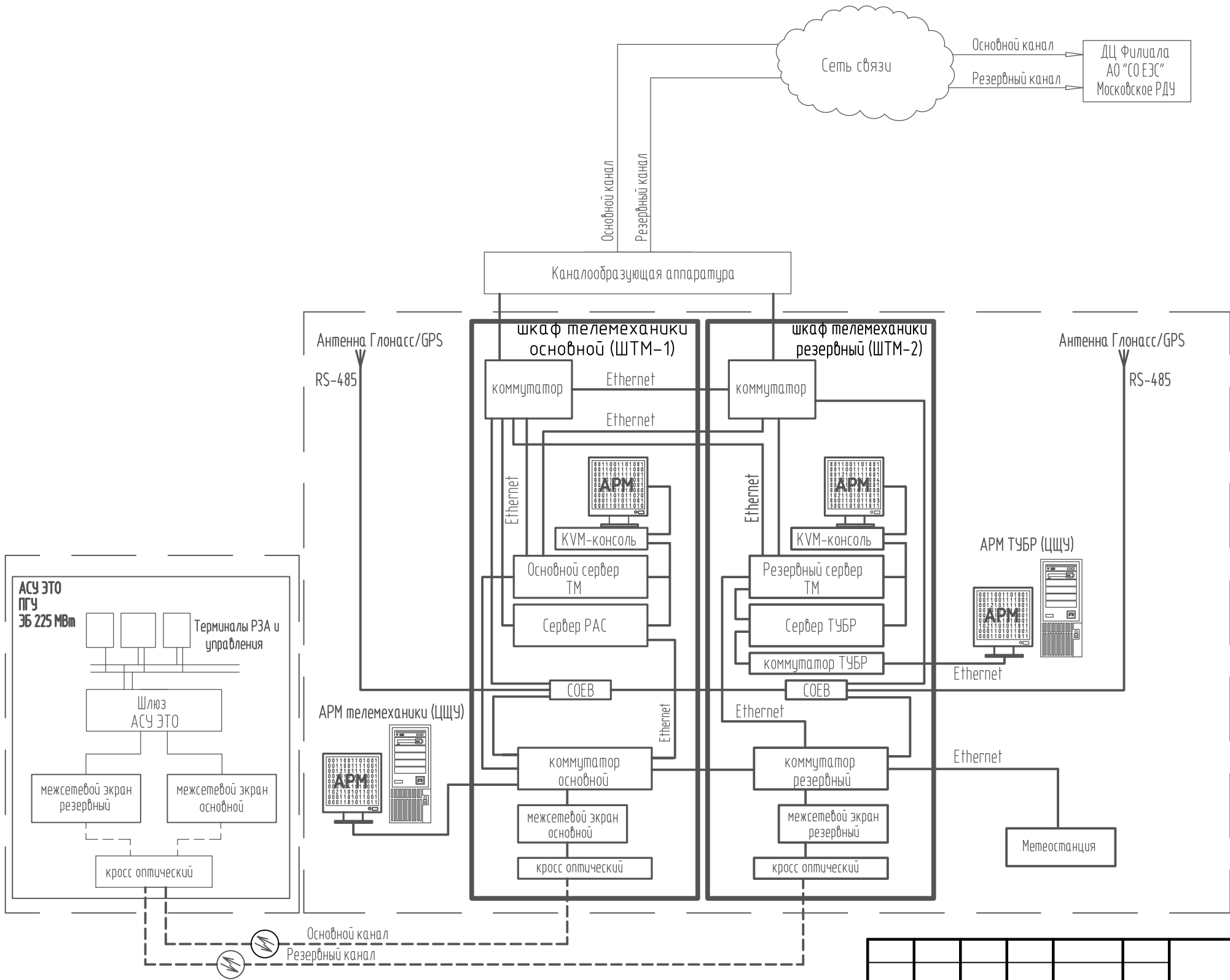
Инв. № подл.						Подп. и дата		Взам. инв. №	
						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ТЧ			Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата				47

Лист	Наименование	Примечание
1	Ведомость графической части СТМиС	
2	Схема электрическая с нанесенными точками измерения и сбора телеинформации СТМиС. ПГУ 225 МВт.	
3	Схема электрическая с нанесенными точками измерения и сбора телеинформации СТМиС. Трансформаторы собственных нужд и магистраль резервного питания.	
4	Структурная схема организации сети сбора и передачи сигналов телеинформации СТМиС	
5	План размещения оборудования СТМиС	

Взам. инв. №		Подп. и дата											
Инв. № подл.								25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ					
								Строительство паросилового энергоблока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25– филиала ПАО «Мосэнерго»					
		Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата						
		Разработал		Молчанов			09.02.26	Графическая часть		Стадия	Лист	Листов	
		Проверил		Корольков			09.02.26			П	1	5	
								Ведомость графической части		 Общество с ограниченной ответственностью «МОСЭНЕРГОПРОЕКТ» (ООО «МЭП»)			
Нач. отдела		Корольков			09.02.26								
Н. контр.		Тукмачев			09.02.26								
ГИП		Яшукова			09.02.26								

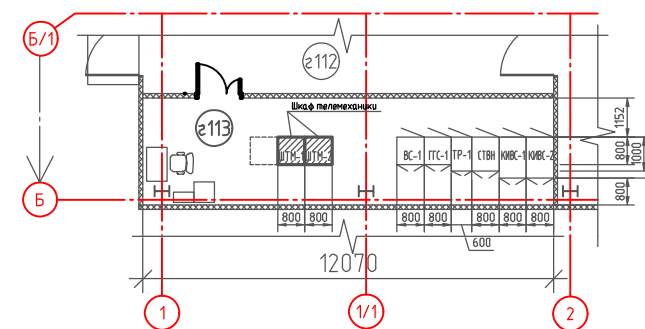
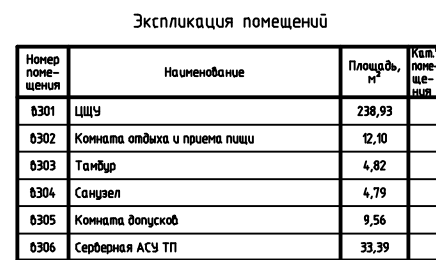
Согласовано			
Взам. инв. №			
Подп. и дата			
Инв. № подл.			

Проектируемое оборудование выделено.



						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ			
						Строительство парогазового блока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25 - филиала ПАО "Мосэнерго"			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Система телемеханики и связи (СТМиС)	Стадия	Лист	Листов
Разработал		Молчанов			09.02.26		П	4	
Проверил		Корольков			09.02.26				
На ч. отдела		Корольков			09.02.26	Структурная схема организации сети сбора и передачи сигналов телеинформации СТМиС	 Общество с ограниченной ответственностью "МОСЭНЕРГПРОЕКТ" (ООО "МЭП")		
Н. контр.		Тукмачёв			09.02.26				

Инв. № подл.



Номер помещения	Наименование	Площадь, м ²	Кап. помещения
з111	Лестничная площадка	24,08	
з112	Тамбур	57,04	
з113	Комната связи	37,96	

-  - Шкаф проектируемый
-  - Шкафы проектируемые
отдельным томом/ми
-  - Резервное место под шкаф

Примечание:
1) Проектируемое данным проектом оборудование и шкафы на плане выделены

						25-83G1-00-ИОС1.5.1-264-ГЧ			
						Строительство паросилового энергоблока мощностью 225 МВт как независимого предприятия на территории промзоны ТЭЦ-25- филиала ПАО «Мосэнергосбыт»			
Изм.	Кол. уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		Стадия	Лист	Листов
Разработал		Молчанов			09.02.26	Система телемеханики и связи (СТМиС)	П	5	
Проверил		Корольков			09.02.26				
Нач. отдела		Корольков			09.02.26	План расположения оборудования СТМиС	 Общество с ограниченной ответственностью “МОСЭНЕРГОПРОЕКТ” (ООО “МЭП”)		
Н. контр.		Тукмачев			09.02.26				