

---

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

---



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-  
29.130.01.092-2011**

---

**Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем  
сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей  
диспетчерского и технологического управления**

Стандарт организации

Дата введения 03.05.2011

ОАО «ФСК ЕЭС»

2011

## **Предисловие**

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2004.

## **Сведения о стандарте организации**

РАЗРАБОТАН: ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

ВНЕСЕН: Департаментом технологического развития и инноваций

УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ОАО «ФСК ЕЭС»

от 03.05.2011 № 262

ВЗАМЕН: СТО 56947007-29.240.034-2009

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент технологического развития и инноваций ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: [vaga-na@fsk-ees.ru](mailto:vaga-na@fsk-ees.ru); [demin-mv@fsk-ees.ru](mailto:demin-mv@fsk-ees.ru).

Настоящий стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «ФСК ЕЭС».

## Содержание

<b>Предисловие.....</b>	<b>2</b>
<b>Введение. ....</b>	<b>3</b>
<b>1. Область применения.....</b>	<b>4</b>
<b>2. Правовые основы для разработки Стандарта. ....</b>	<b>6</b>
<b>3. Термины, определения и сокращения. ....</b>	<b>7</b>
<b>4. Типы сигналов, участвующих в обмене телеинформацией. ....</b>	<b>13</b>
<b>4.1. Сигналы телеизмерений. ....</b>	<b>14</b>
<b>4.2. Сигналы событий (ТС) и аварийно-предупредительные сигналы (АПТС).....</b>	<b>14</b>
<b>4.3. Сигналы телеуправления (ТУ).....</b>	<b>16</b>
<b>5. Требования к составу телеинформации, используемой для целей оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления электрическими сетями. ....</b>	<b>16</b>
<b>5.1. Телеинформация, участвующая в обмене данными между подстанциями ЕНЭС и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС».....</b>	<b>16</b>
<b>5.2 Телеинформация, участвующая в обмене данными между подстанциями ЕНЭС и ЦУС. ....</b>	<b>18</b>
<b>5.3 Требования к составу команд телеуправления, передаваемых на подстанции ЕНЭС из ЦУС и диспетчерских центров. ....</b>	<b>21</b>
<b>5.4 Требования к формированию телеинформации, участвующей в информационном обмене между подстанциями ЕНЭС, диспетчерскими центрами СО. ....</b>	<b>22</b>
<b>Приложение 1 (справочное)</b>	
<b>Примеры оценки объемов телеинформации, участвующей в информационном обмене между подстанциями ЕНЭС и центрами управления.....</b>	<b>34</b>

## Введение

В настоящем стандарте ОАО «ФСК ЕЭС» «Выбор видов и объемов телеинформации при проектировании систем сбора и передачи информации подстанций ЕНЭС для целей диспетчерского и технологического управления» (далее – Стандарт) приведены общие требования к составу телеинформации, участвующей в информационном обмене объектов единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС) с центрами управления электрическими сетями (ЦУС) сетевых организаций и диспетчерскими центрами (ДЦ) ОАО «СО ЕЭС».

Телеинформация является важнейшей составной частью общего объема технологической информации об электроэнергетическом режиме и состоянии электрической сети и сетевого оборудования, передаваемой с объектов электроэнергетики и используемой для целей оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления электрическими сетями. Телеинформация – это передаваемая по выделенным каналам связи с использованием телемеханических протоколов обмена технологическая информация, к времени передачи которой предъявляются требования, обусловленные ее использованием при решении задач оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

Настоящий Стандарт ориентирован на расширенный объем телеинформации о параметрах режима, состоянии схемы соединений и оборудования подстанций по сравнению с «традиционным» объемом, базирующимся на «Руководящих указаниях по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах», разработанных институтом «Энергосетьпроект» (инв. № 13861тм-т1) и утвержденных Научно-техническим советом Минэнерго СССР в 1991 г. (протокол от 11.07.1991 № 35).

Настоящий Стандарт разработан с учётом «Положения об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией» (приложение № 4 к «Временному соглашению о взаимодействии системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций» от 18.03.2004 г. в редакции дополнительного соглашения от 01.07.2009 г.), утверждённое ОАО «ФСК ЕЭС» 16.06.2009г., ОАО «СО ЕЭС» 30.06.2009 г. и введённое в действие с 1.07.2009 г.

С целью обеспечения решения задач по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оперативно-технологическому управлению электрическими сетями расширенный объем телеинформации, помимо передаваемых в настоящее время телеизмерений основных режимных параметров для наиболее ответственных присоединений главной схемы подстанций (ПС) ЕНЭС и телесигнализации положения выключателей на таких присоединениях, включает также данные о:

- состоянии коммутационных аппаратов ПС (выключателей, отделителей, разъединителей, а в некоторых случаях и заземляющих ножей);
- положении анцапф устройств РПН автотрансформаторов и трансформаторного оборудования (для объектов, на которых целесообразно оперативное использование устройств РПН);
- режимных параметрах (ток, напряжение, активная и реактивная мощности, частота) для большинства присоединений главной схемы ПС;
- технологических событиях – аварийно-предупредительные сигналы недопустимых отклонений от заданных значений параметров, режима электрической сети и состояние сетевого оборудования, сигналы аварийных событий (сигналы запуска, срабатывания устройств РЗА, ПА), определения места повреждения, сигнализации гололедообразования на ЛЭП и т.п.;
- неисправностях программно-технических средств информационно-технологических и управляющих систем и средств связи (диагностические сигналы) и др.

## 1. Область применения

1.1. Настоящий Стандарт должен использоваться при проектировании и разработке комплексов программно-технических средств (ПТК) систем сбора и передачи информации (ССПИ) на энергообъектах (ПС) ЕНЭС, а также при приемке в эксплуатацию вновь созданных или модернизированных ПТК ССПИ.

1.2. Стандарт содержит требования к определению состава (вида и объемов) телеинформации, необходимой для:

- обеспечения деятельности персонала ДЦ всех уровней иерархии оперативно-диспетчерского управления в ЕЭС России;
- обеспечения деятельности персонала ЦУС электросетевых организаций и объектов электросетевого хозяйства, участвующего в решении задач по оперативно-технологическому управлению электрическими сетями;
- функционирования автоматизированных систем и подсистем диспетчерского и технологического управления различного назначения (как информационных, так и управляющих), использующих телеинформацию, поступающую с объектов ЕНЭС.

Стандарт определяет состав телеинформации, обмен которой должен осуществляться между энергообъектами (ПС) ЕНЭС и:

- ЦУС ОАО «ФСК ЕЭС»;
- ЦУС ОАО «Холдинга МРСК»;
- ДЦ ОАО «СО ЕЭС».

1.3. Действие Стандарта распространяется на сооружаемые, расширяемые, реконструируемые и технически перевооружаемые ПС ЕНЭС, а также функционирующие энергообъекты (ПС) ЕНЭС, на которых предусматривается модернизация и расширение существующих средств и систем телемеханики и связи. При этом требования к видам и объемам

телеинформации, передаваемой в ЦУС и ДЦ, регламентируются с учетом специфики следующих групп энергообъектов (ПС) ЕНЭС:

1.3.1. Новые и комплексно реконструируемые энергообъекты (ПС) ЕНЭС с высшим классом номинального напряжения 220 кВ и выше, а также отнесенные к ЕНЭС ПС с высшим классом номинального напряжения 110 и 35 кВ. На ПС данной группы, как правило, создаются автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП), обязательными функциями которых являются функции объектной ССПИ по сбору и передаче телеинформации в ЦУС и ДЦ.

1.3.2. Существующие (в том числе частично реконструируемые) ПС ЕНЭС с высшим классом номинального напряжения 220 кВ и выше, на которых модернизируются и расширяются объектные ССПИ в составе АСУТП.

1.3.3. Существующие ПС ЕНЭС, на которых модернизация и расширение объектных ССПИ осуществляется по утвержденной ОАО «ФСК ЕЭС» «Программе повышения надежности и наблюдаемости электрических сетей ЕНЭС».

1.3.4. Существующие ПС ЕНЭС, на которых расширение существующей объектной ССПИ осуществляется при расширении ПС, причем действие данных Руководящих указаний распространяется только на расширяемую часть ПС.

1.4. Для новых и комплексно реконструируемых ПС ЕНЭС, указанных в пункте 1.3.1, в настоящих Руководящих указаниях приведены полные объемы и виды телеинформации, подлежащей передаче в ЦУС и ДЦ. Указанные объемы и виды телеинформации могут быть ограничены лишь в связи с наличием на определенной ПС соответствующего электросетевого оборудования.

1.5. Для всех существующих (в том числе частично реконструируемых) ПС ЕНЭС в настоящем Стандарте приведены максимально возможные объемы и виды телеинформации, участвующей в обмене с ЦУС и ДЦ. При выборе объемов и видов телеинформации, передаваемой в ЦУС и ДЦ с определенной ПС, должны учитываться факторы, связанные с технической возможностью и целесообразностью получения тех или иных сигналов.

Прежде всего, это относится к ПС ЕНЭС, указанным в пункте 1.3.2, 1.3.3 настоящего Стандарта, при модернизации и расширении объектных ССПИ которых не предусматривается замена или дооснащение существующего основного оборудования ПС, в том числе измерительных трансформаторов тока и напряжения, коммутационных аппаратов с ненадежной контактно-сигнальной системой, оборудования ЩПТ, ЩСН и др.

Указанная техническая возможность и целесообразность подлежит оценке для каждой конкретной ПС ЕНЭС и единицы оборудования. Решение о необходимости передачи соответствующих сигналов принимается на основании данных предпроектного обследования и проектирования по согласованию с ОАО «СО ЕЭС».

1.6. Для вновь строящихся и комплексно реконструируемых ПС ЕНЭС, а также при модернизации и расширении существующих средств и систем телемеханики состав телеинформации должен обеспечивать наблюдаемость и управляемость контролируемой электрической сети в объеме, определяемом конкретными задачами оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

1.7. Помимо оперативной телеинформации о режиме сети, состоянии оборудования и произошедших технологических событиях, объемы которой регламентируются настоящим Стандартом, для выполнения функций ЦУС и ДЦ, а также функциональных подразделений, ответственных за управление активами, может использоваться более полный объем технологической информации (включающий также характеристики оборудования, данные от систем РЗА, ПА, РАС, ОМП и др.), вводимой и сохраняемой в архиве (информационном хранилище) ЦУС и ДЦ.

~~Настоящий Стандарт не определяет~~ Технические требования к соответствующим видам технологической информации и объемам передаваемых данных, а также к организации обмена телеинформацией между ПС ЕНЭС и ДЦ, ЦУС определяются специальными стандартами.

## **2. Правовые основы для разработки Стандарта**

При разработке настоящего Стандарта учтены требования следующих документов:

2.1. Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах («Энергосетьпроект», 1991 г., инв. № 13861ТМ-Т1).

2.2. Программа повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС:

- часть 1. Оснащение подстанций комплексами мониторинга и управления технологическими процессами – для объектов ФСК;
- часть 2. Модернизация и расширение систем телемеханики и передачи информации - для объектов ЕНЭС.

2.3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 (ОАО «ФСК ЕЭС», 2008 г.).

2.4. Регламент допуска к торговой системе оптового рынка. Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. (НП «Совет рынка», утв. 26.11.2009 г., с изм. от 30.07.2010 г.).

2.5. Регламент внесения изменений в расчётную модель электроэнергетической системы. Приложение № 2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. (НП «Совет рынка», утв. 14.07.2006 г., с изм. от 30.07.2010 г.).

2.6. Типовой комплекс центральной приемо-передающей станции. Общие Технические Требования. Стандарт РАО «ЕЭС России» СО 34.48.159-2004.

2.7. Концепция системы оперативно-технологического управления объектами ЕНЭС в ОАО «ФСК ЕЭС», утверждена приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 12.02.2010 г. № 70.

2.8. СТО «Руководящие указания по выбору объемов неоперативной технологической информации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в центры управления электрическими сетями, а также между центрами управления.», утверждены распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2009 г. № 399р (СТО 56947007-29.240.036-2009).

2.9. Временное соглашение о взаимодействии системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций (от 18.03.2004 г. в редакции дополнительного соглашения от 01.07.2009 г.).

2.10. Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией» (приложение № 4 к «Временному соглашению о взаимодействии системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций» от 18.03.2004 г. в редакции дополнительного соглашения от 01.07.2009 г.), утверждённое ОАО «ФСК ЕЭС» 16.06.2009г., ОАО «СО ЕЭС» 30.06.2009 г. и введённое в действие с 1.07.2009 г.

2.11. Целевая модель прохождения диспетчерских команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и ЦУС сетевых организаций, подстанциями.

2.12. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. СО 153-34.20.122-06.

2.13. Общие требования к системам противоаварийной и режимной автоматики, релейной защиты и автоматики, телеметрической информации, технологической связи в ЕЭС России (Приложение 1 к приказу РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 № 57).

2.14. Технические требования к системе обмена технологической информацией объекта электросетевого хозяйства с автоматизированной системой Системного оператора (Приложение № 1 к «Положению об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией».

### 3. Термины, определения и сокращения

**Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике**

- комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергосистемы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в



- электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению.
- Диспетчерский центр (ДЦ)** - структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление электроэнергетическим режимом энергосистемы.
- Диспетчерское управление** - организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов с использованием средств телеуправления из диспетчерского центра.
- Диспетчерское ведение** - организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.
- Технологическое управление** - выполняемые оперативным персоналом координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства и (или) сами действия с использованием средств телеуправления или непосредственно на объектах электросетевого хозяйства, исключая случаи, когда эти действия выполняются по диспетчерской команде или координируются оперативным персоналом.
- Технологическое ведение** - подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электросетевого хозяйства, осуществляемое оперативным персоналом.
- Оперативно-** - комплекс мер по управлению технологическими

**технологическое  
управление**

режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства не включены субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, в отношении которых осуществляется выдача оперативных диспетчерских команд и распоряжений.

**ЕНЭС**

- единая национальная (общероссийская) электрическая сеть представляет собой комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики и обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.

**Федеральная сетевая  
компания – ОАО  
«ФСК ЕЭС»  
(ФСК ЕЭС, ФСК)**

- организация, ответственная за эксплуатацию и развитие единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС).

**Системный оператор  
(ОАО «СО ЕЭС», СО)**

- специализированная организация, единолично осуществляющая централизованное оперативно-диспетчерское управление в пределах Единой энергетической системы России и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

**Объекты  
электросетевого  
хозяйства  
(электросетевые  
объекты)**

- линии электропередачи, трансформаторные и преобразовательные подстанции, распределительные пункты и иное предназначенное для обеспечения электрических связей и осуществления передачи электрической энергии оборудование.

**Линии электро-  
передачи (ЛЭП)  
системного значения**

ЛЭП, соответствующие следующим критериям:

1. ЛЭП, изменение эксплуатационного состояния и перетоков мощности по которым может привести к нарушению устойчивости, токовой перегрузке оборудования и недопустимым

	<p>изменениям напряжения в узлах электрической сети в нормальной и ремонтных схемах.</p> <p>2. ЛЭП, не входящие в контролируемые сечения, но эксплуатационное состояние которых приводит к изменению максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях.</p> <p>3. ЛЭП, обеспечивающие выдачу мощности электростанций, включая все ЛЭП транзитов.</p> <p>4. ЛЭП, оснащенные устройствами системной ПА или участвующие в работе комплексов ПА.</p>
<b>Центр управления электрическими сетями (ЦУС)</b>	- структурное подразделение сетевой организации, осуществляющее функции оперативно-технологического управления в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в его эксплуатационную зону.
<b>Операционные функции</b>	- функции, которые выполняются для непосредственного управления технологическим режимом и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики, и принятия решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах.
<b>Неоперационные функции</b>	- функции, не связанные с непосредственным управлением технологическим режимом и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики, и принятием решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах.
<b>Операционная зона ДЦ</b>	- территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.
<b>Телеинформация</b>	- передаваемая по выделенным каналам связи с использованием телемеханических протоколов обмена технологическая информация, к времени доставки которой предъявляются требования, обусловленные ее использованием для целей оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.
<b>Автоматизированная система управления технологическими</b>	- система, включающая как программно-технический комплекс – ПТК, решающий различные задачи сбора, обработки, анализа, визуализации, хранения и

- процессами (АСУТП) подстанции** передачи технологической информации и автоматизированного управления оборудованием ПС, так и соответствующие действия персонала по контролю и оперативному управлению технологическими процессами ПС, выполняемые во взаимодействии с ПТК.
- В состав функций АСУТП входят сбор, обработка и передача в центры управления требуемых объемов оперативной (телеинформации) и неоперативной технологической информации.
- Объектные средства системы сбора и передачи информации – ССПИ** - реализованные на энергообъектах средства сбора, обработки, подготовки, передачи телеинформации и приема сигналов (команд) телеуправления, являющиеся составной частью ССПИ (системы, в состав которой, кроме того, входят приемно-передающие устройства, устанавливаемые в центрах управления, а также используемые для передачи данных каналы связи). На объекте, оснащенном АСУТП, объектные средства ССПИ являются функциональной подсистемой АСУТП.
- Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ СО)** - иерархическая автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления энергосистемой (региональной энергосистемой, объединенной энергосистемой (ОЭС), ЕЭС России), программно-технические средства которой реализуются в диспетчерских центрах Системного оператора и на объектах ЕЭС России.
- Автоматизированная система технологического управления (АСТУ) ФСК ЕЭС** иерархическая автоматизированная система управления электрическими сетями, программно-технические средства которой реализуются в ФСК ЕЭС, ее филиалах (МЭС, ПМЭС), центрах управления сетями (ЦУС) и на подстанциях ЕНЭС. Функциями АСТУ является поддержка процессов, связанных с оперативно-технологическим управлением эксплуатацией электрических сетей ЕНЭС.
- Автоматическое управление** - управление, осуществляемое средствами автоматизации без непосредственного участия человека в процессах сбора, обработки и передачи информации, формирования и выполнения управляющих воздействий.

- Автоматизированное управление** - управление, осуществляемое персоналом во взаимодействии со средствами автоматизации основных операций по управлению оборудованием ПС.
- Программно-технический комплекс (ПТК)** - комплекс взаимосвязанных и взаимодополняющих технических и программных средств, обеспечивающий выполнение всех технологических и общесистемных функций системы контроля и управления (в том числе АСУТП) или ее части - подсистемы.
- Управление дистанционное** - автоматизированное управление, осуществляемое оперативным персоналом с места, удаленного от соответствующих исполнительных органов управления оборудованием объекта электроэнергетики.
- Телемеханика (ТМ)** - способы и средства контроля и управления объектами на расстоянии посредством передачи информации и команд управления по каналам связи между объектами и удаленными пунктами управления.
- Устройство (комплекс) телемеханики** - устанавливаемое на подстанции устройство (программно-технический комплекс ТМ), выполняющее сбор, обработку и передачу телеинформации в центры управления, а также прием сигналов (команд) телеуправления. При создании на подстанции АСУТП должно входить в ее состав.
- Телеуправление** - управление, осуществляемое оперативным персоналом с удаленного пункта управления или диспетчерским персоналом из диспетчерского центра с использованием кодированного сигнала, передаваемого по каналам связи.
- Сигнал (команда) телеуправления (ТУ)** - сигнал (команда) телеуправления, передаваемая средствами системы управления непосредственно на исполнительные органы управления оборудованием электроэнергетического объекта.
- Телеизмерение (ТИ)** - сигналы телеизмерений текущих значений параметров, характеризующих режим электрической сети и состояние сетевого оборудования, - составная часть передаваемой телеинформации.
- Сигналы событий** - дискретные сигналы изменения состояния и режима оборудования, фиксируемые и передаваемые средствами системы управления для целей контроля

	и сигнализации (в том числе изменение положения коммутационных аппаратов, аварийно-предупредительная сигнализация).
<b>Телесигнализация (ТС)</b>	- сигналы событий, передаваемые в качестве составной части передаваемой телеинформации.
<b>Автоматизированное рабочее место персонала ПС (АРМ)</b>	- оборудование рабочего места персонала ПС, включающее специализированные программно-технические средства – ПТС для непосредственной поддержки выполнения персоналом ПС возложенных на него функций.
<b>Промежуточная обработка телеинформации (при ретрансляции)</b>	- формирование передаваемых данных путем распаковки принимаемых данных.
<b>ПА</b>	- противоаварийная автоматика.
<b>РЗА</b>	- релейная защита и автоматика.
<b>АПТС</b>	- аварийно-предупредительная телесигнализация.
<b>ЩПТ</b>	- щит постоянного тока.
<b>ЩСН</b>	- щит собственных нужд.
<b>РПН</b>	- устройство для регулирования коэффициента трансформации без отключения (авто)трансформатора.
<b>ВДТ</b>	- вольтдобавочный трансформатор
<b>ЛР</b>	- линейный регулятор
<b>ТТ</b>	- трансформатор тока.
<b>ТН</b>	- трансформатор напряжения.
<b>КРУ</b>	- комплектное распределительное устройство.
<b>ПС</b>	- электрическая подстанция.
<b>АВР</b>	- автоматический ввод резерва.
<b>Отключение</b>	- отключение коммутационного аппарата схемой ручного или автоматического управления или в результате работы устройств РЗА.
<b>Включение</b>	- включение коммутационного аппарата схемой ручного или автоматического управления или в результате работы устройств РЗА.

#### 4. Типы сигналов, участвующих в обмене телеинформацией

Средства ССПИ, установленные на ПС ЕНЭС и используемые при сборе и передаче телеинформации, должны поддерживать три основных типа сигналов:

- сигналы событий (телесигнализация изменения состояния коммутационных аппаратов и устройств, аварийно-предупредительная телесигнализация) – ТС, в том числе АПТС;
- сигналы телеизмерений текущих значений параметров, характеризующих технологический режим работы электросетевого оборудования и ЛЭП, – ТИ;
- сигналы (команды) телеуправления коммутационными аппаратами и устройствами ПС – ТУ.

Каждый сигнал должен быть снабжен меткой единого времени его возникновения. С этой целью подстанционные средства ССПИ должны быть «привязаны» к единому астрономическому времени (например, с помощью приемников системы GPS/ГЛОНАСС).

#### **4.1. Сигналы телеизмерений**

4.1.1. Основными источниками сигналов измерений режимных параметров электрооборудования должны являться непосредственно измерительные трансформаторы тока (ТТ 1/5 А) и трансформаторы напряжения (ТН 58/100 В) без промежуточных аналоговых измерительных преобразователей. Информация от ТТ и ТН должна формироваться и оцифровываться в многофункциональных измерительных преобразователях или контроллерах присоединений.

4.1.2. Сигналы от некоторых датчиков технологических величин (например, неэлектрической природы – температурный контроль оборудования (температуры масла в трансформаторе, проводов ЛЭП), температуры в помещениях, метеоданные и т.п.), а также сигналы от электрооборудования: РУ 0.4 кВ (токи, напряжения), системы оборудования постоянного тока (токи, напряжения) и т.п. допускается вводить при помощи унифицированных аналоговых сигналов постоянного тока  $4 \div 20$  мА или напряжения  $\pm 10$  В. При этом для измерений (токов) в системе оперативного постоянного тока используются соответствующие шунты.

4.1.3. Источником информации о положении анцапф устройства РПН (авто)трансформаторов является датчик с цифровым или аналоговым выходом.

#### **4.2. Сигналы событий (ТС) и аварийно-предупредительные сигналы (АПТС)**

4.2.1. Источниками сигналов событий и аварийно-предупредительных сигналов являются:

- блок-контакты и концевые выключатели силовых коммутационных аппаратов (высоковольтных выключателей, отделителей, короткозамыкателей, разъединителей и заземляющих ножей, тележек выкатных элементов КРУ, автоматических выключателей ЩСН и ЩПТ);

- в случае отсутствия возможности получения сигналов от блок-контактов разъединителей и заземляющих ножей на подстанциях, указанных в п. 1.3.3. для передачи положений источником информации о состоянии данных коммутационных аппаратов должны служить «псевдо ТС» (ручной ввод Р и ЗН с АРМ ПТК ССПИ ПС);

- контакты органов ручного управления (автоматических выключателей с ручным управлением, ключей управления, режимных ключей, испытательных блоков);

- контакты реле схемы управления и автоматики коммутационных аппаратов; контакты реле схемы автоматики трансформаторного оборудования;

- контакты выходных реле автономных устройств и подсистем (РЗА, ПА, инженерных и вспомогательных систем ПС).

4.2.2. Источниками сигналов событий и аварийно-предупредительных сигналов могут быть также интеллектуальные микропроцессорные устройства информационно-технологических систем, установленные на ПС, в том числе терминалы РЗА и ПА, средства систем контроля и управления, мониторинга и диагностики основного оборудования, оборудование связи, телемеханики и т.д.

4.2.3. Аварийно-предупредительные сигналы (АПТС) предназначены для извещения оперативного и диспетчерского персонала о возникновении нарушений в ходе технологического процесса. В общем случае к аварийно-предупредительным сигналам относятся:

- сигналы срабатывания устройств РЗА и ПА, аварийные и самопроизвольные (в том числе однофазные) отключения выключателей;

- сигналы обнаружения неисправностей технических средств, исчезновения электропитания и т.п.;

- сигналы о действии блокировок, АВР источников электропитания, об изменении положения коммутационных аппаратов, происходящем без команд от оперативного и диспетчерского персонала;

- сигналы от инженерных и вспомогательных систем ПС, в том числе срабатывания охранной и пожарной сигнализации.

4.2.4. В общем случае дискретные сигналы могут поступать в устройства ССПИ ПС ЕНЭС как в виде «сухого» контакта, так и в цифровом коде.

4.2.5. В подстанционном ПТК ССПИ должна быть обеспечена возможность групповой сигнализации, сигналы которой формируются по какому-либо признаку (например, ТС, обобщающие заранее заданный набор сигналов, относящихся к одному присоединению, одному распределительному устройству и т.п.).

4.2.6. Обобщенные сигналы аварийно-предупредительной сигнализации формируются либо в устройствах нижнего уровня ПТК ССПИ путем



логической обработки вводимых в ПТК первичных сигналов, либо путем сборки в цепях вторичной коммутации схем типа «ИЛИ».

### **4.3. Сигналы телеуправления (ТУ)**

4.3.1. В качестве сигналов ТУ (команд) используются дискретные сигналы, при помощи которых обеспечивается управление оборудованием ПС.

4.3.2. В качестве исполнительных механизмов, на которые поступают сигналы (команды) ТУ, используются:

- электромагниты включения и отключения в приводе высоковольтных выключателей или реле команды;
- магнитные пускатели двигательных приводов дистанционно управляемых разъединителей;
- реле оперативной блокировки;
- магнитные пускатели или приводы РПН (авто)трансформаторов;
- устройства (системы) управления управляемых шунтирующих реакторов, батарей статических конденсаторов, синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов.

## **5. Требования к составу телеинформации, используемой для целей оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления электрическими сетями**

### **5.1. Телеинформация, участвующая в обмене данными между подстанциями ЕНЭС и диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС»**

5.1.1. Общие требования к передаче телеинформации с подстанций ЕНЭС в ДЦ ОАО «СО ЕЭС»

5.1.1.1 Для всех групп подстанций ЕНЭС состав (виды и объемы) телеинформации, участвующей в обмене данными с ДЦ ОАО «СО ЕЭС», а также требования к указанному обмену определяются в соответствии с действующим «Положением об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией».

5.1.1.2 Телеинформация от подстанций должна передаваться в соответствующий ДЦ без промежуточной обработки (ретрансляции) по основному и резервному каналу.

5.1.2 Требования к составу телеинформации, передаваемой с ПС ЕНЭС в ДЦ:

5.1.1.1. Телеизмерения:

- а) нагрузки (ток, активная и реактивная мощности суммарные):
- линий электропередачи,
  - шиносоединительных, секционных, обходных выключателей,

- сторон высшего, среднего и низшего напряжения трансформаторов (у автотрансформаторов связи со стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений и в ряде случаев общей обмотки);

- фидеров, заведенных под САОН;

- б) нагрузки (ток, реактивная мощность) по устройствам компенсации реактивной мощности;

- в) напряжения (для измерения  $P$  и  $Q$  всегда должно использоваться напряжение именно той системы шин, к которой в данный момент присоединен трансформатор (автотрансформатор) или ЛЭП, либо, при наличии, с ТН, непосредственно присоединенного к данному трансформатору (автотрансформатору) или ЛЭП);

- г) частота (измеряемая на отдельных присоединениях по выбору диспетчерского центра СО, с тем чтобы при аварийном разделении единой сети на несинхронно работающие части имелась возможность контролировать частоту в каждой из этих частей); частота на каждой из систем шин либо на участках с установленными ТН

- д) температура окружающей среды на ПС.

5.1.1.2. Телесигнализация:

- а) положения выключателей и отделителей;

- б) положения разъединителей и заземляющих ножей;

- в) положения выключателей фидеров, заведенных под действие ПА;

- г) положения заземляющих ножей в нейтралях трансформаторов 110 кВ (используется при оперативном изменении режима заземления нейтрали трансформатора);

- д) аварийно-предупредительной сигнализации по оборудованию 750–110 кВ и подсистемам РЗА и ПА;

- е) положения анцапф устройств РПН трансформаторов (автотрансформаторов) связи распределительных устройств различных классов напряжений, специальных регулировочных трансформаторов.

5.1.2. Детализированный состав телеинформации, которая должна передаваться с ПС ЕНЭС в ДЦ, указаны в таблицах 1 и 2 настоящих Руководящих указаний.

5.1.3. В отдельных случаях – например, для ПС и групп ПС регионов, когда осуществляются изменения в существующей структуре оперативно-диспетчерского управления (в том числе, при оптимизации операционных зон ряда РДУ), виды и объемы телеинформации, участвующей в обмене данными между ПС ЕНЭС и ДЦ, определяются специальными требованиями ОАО «СО ЕЭС».

5.1.4. При внедрении систем телеуправления на ПС ЕНЭС необходимость телеуправления из ДЦ коммутационными аппаратами ЛЭП и устройствами ПА, находящимися в диспетчерском управлении ДЦ, определяется по согласованию с ОАО «СО ЕЭС».

Типовой состав команд телеуправления, возможность получения которых на ПС ЕНЭС должна быть обеспечена при осуществлении

телеуправления из ДЦ, определяется в соответствии с подразделом 5.3 настоящих Руководящих указаний.

## **5.2 Телеинформация, участвующая в обмене данными между подстанциями ЕНЭС и ЦУС**

5.2.1. Требования к составу телеинформации, передаваемой с ПС ЕНЭС в ЦУС, обусловлены необходимостью обеспечить эффективное выполнение возложенных на ЦУС операционных и неоперационных функций.

5.2.1.1. Для выполнения ЦУС таких функций, как:

- технологическое управление оборудованием;
- мониторинг технического состояния электрической сети;
- контроль выполнения оперативным персоналом ПС ЕНЭС диспетчерских команд (распоряжений);
- контроль действий подчиненного оперативного персонала по ликвидации технологических нарушений,

должна быть обеспечена передача в ЦУС с ПС ЕНЭС:

- телесигнализации состояния оборудования электросетевых объектов (сигналов о положении коммутационных аппаратов - «отключено/включено»);
- аварийно-предупредительной сигнализации об определенных технологических событиях.

Информация должна быть достаточной для восстановления фактической последовательности изменений состояния коммутационной аппаратуры и/или технологических событий.

5.2.1.2. Для выполнения ЦУС функций, связанных с:

- контролем загрузки работающего оборудования;
- ликвидацией технологических нарушений;
- контролем уровней напряжения в контрольных пунктах подведомственной сети;
- обеспечением эффективности вводимых ограничений и отключений;
- анализом режимов ЛЭП и оборудования;
- подготовкой технологических режимов для обеспечения возможности вывода оборудования из работы и др.,

должны быть обеспечена передача в ЦУС с ПС ЕНЭС телеизмерений активной и реактивной мощности, напряжения, тока и частоты на соответствующих присоединениях ПС.

5.2.1.3. Для выполнения ЦУС функций, связанных с:

- получением информации об отключениях первичного оборудования действием устройств РЗА и ПА;
- анализом отключений первичного оборудования действием устройств РЗА и ПА;
- определением места повреждения на ВЛ;
- своевременной организацией плавки гололеда на ВЛ;

-своевременным переводом устройств автоматического контроля исправности ВЧ канала основных защит ВЛ 110 кВ и выше в режим ускоренной проверки,

должна использоваться соответствующая оперативная технологическая информация от систем РЗА, ПА, РАС, ОМП и др. В отсутствие на ПС АСУТП эта информация должна предоставляться в ЦУС объектными средствами ССПИ.

5.2.1.4. При осуществлении телеуправления (с помощью сигналов ТУ) отдельными коммутационными аппаратами ПС ЕНЭС из ЦУС необходимость реализации телеуправления и состав телеуправляемых коммутационных аппаратов конкретной ПС должны определяться индивидуально для каждой ПС. В частности, такое телеуправление следует организовывать для «необслуживаемых» ПС, т.е. переводимых на режим обслуживания без постоянного дежурства на ПС оперативного персонала.

5.2.1.5 Конкретные технические требования по подготовке телеинформации для передачи в ЦУС приведены в п. 5.4 настоящих Руководящих указаний.

5.2.2 Требования к объемам и видам телеинформации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в ЦУС.

5.2.2.1 Объемы и виды телеинформации, передаваемой с ПС ЕНЭС в ЦУС сетевых организаций (ЦУС ПМЭС, ЦУС РСК), должны определяться исходя из состава конкретных объектов (ЛЭП, оборудования, устройств), находящихся в технологическом управлении или технологическом ведении соответствующего ЦУС.

5.2.2.2. В состав телеинформации, передаваемой с ПС ЕНЭС в ЦУС, включаются следующие группы сигналов:

5.2.2.2.1. Телеизмерения значений параметров, характеризующих режим работы объектов, находящихся в технологическом управлении или ведении данного ЦУС:

- а) напряжения на шинах ПС;
- б) нагрузки (ток, активная и реактивная мощности суммарные):
  - линий электропередачи,
  - шиносоединительных, секционных, обходных выключателей,
  - сторон высшего, среднего и низшего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов);
- в) нагрузки (ток, реактивная мощность) по устройствам компенсации реактивной мощности;
- г) частота, измеряемая на системах шин, а также на отдельных присоединениях – по требованию сетевой организации;
- д) температура окружающей среды на ПС.

5.2.2.2.2. Телесигнализация:

- а) сигналы состояния коммутационных аппаратов объектов, находящихся в технологическом управлении или технологическом ведении

данного ЦУС, в том числе выключателей и отделителей, разъединителей и заземляющих ножей.

б) сигналы положения анцапф устройств РПН трансформаторов (автотрансформаторов).

5.2.3. Помимо сигналов, перечисленных в пункте 5.2.2 настоящих Руководящих указаний, в ЦУС ПМЭС ФСК с ПС ЕНЭС должен передаваться расширенный объем телеинформации, включающий сигналы:

а) положения коммутационных аппаратов по оборудованию постоянного тока (вводных выключателей ОПТ) и щиту собственных нужд (вводных и секционных выключателей ЩСН);

б) напряжения на секциях ЩПТ 220 В;

в) сигналы аварийно-предупредительной сигнализации:

– аномальных (включая аварийные) отклонений параметров, характеризующих режим работы и состояние оборудования ПС, – сигналы выхода за установленные пределы и возврата назад измеренных значений технологических параметров;

– срабатывания устройств РЗА и противоаварийной автоматики, аварийные и самопроизвольные (в том числе однофазные) отключения выключателей;

– обнаружения неисправностей технических средств, исчезновения электропитания;

– изменения состояния автоматических устройств;

– действия блокировок, АВР источников электропитания, изменения положения коммутационных аппаратов, происходящем без команд от оперативно-диспетчерского персонала;

– сигналы от инженерных и вспомогательных систем ПС, в том числе срабатывания охранной и пожарной сигнализации.

5.2.4. В дополнение к сигналам аварийно-предупредительной сигнализации, перечисленным в подпункте «в» пункта 5.2.3 настоящих Руководящих указаний, в ЦУС ПМЭС должна передаваться следующая телеинформация:

а) с ПС ЕНЭС без постоянного дежурства оперативного персонала:

– температура масла трансформаторного оборудования;

– сигнализация снижения изоляции в сети 6 – 35 кВ или факта наличия «ЗЕМЛИ»,

– неисправность в системе воздушного хозяйства (для ПС с воздушными выключателями),

– снижение давления элегаза (для ПС с элегазовыми выключателями).

б) с ПС ЕНЭС, оснащенных (оснащаемых) подсистемами мониторинга трансформаторного оборудования, компенсирующих устройств, раннего обнаружения гололедообразования и управления плавкой гололеда на ВЛ (для отдельных регионов с соответствующими метеоусловиями) или контроля функционирования инженерных и вспомогательных систем ПС (для «необслуживаемых» ПС):

– сигналы, формируемые на основе информации, собираемой средствами указанных подсистем (в объеме сигнализации событий и тревог, необходимом оперативному персоналу).

Перечень таких сигналов АПТС приведен в табл. 2 настоящих Руководящих указаний.

Дополнительная телеинформация должна передаваться с новых или комплексно реконструируемых ПС ЕНЭС, где предусматривается установка средств перечисленных подсистем, а также с действующих ПС, на которых при модернизации ССПИ обеспечивается возможность использования соответствующих уже существующих на ПС микропроцессорных средств.

5.2.5. Детализированный состав телеинформации, передаваемой в ЦУС с ПС ЕНЭС, приведен в таблицах 1, 2 настоящих Руководящих указаний.

5.2.6. При проектировании схемы передачи телеинформации с ПС ЕНЭС в ЦУС следует руководствоваться требованиями Распоряжения ОАО «ФСК ЕЭС» от 03.06.2010 № 302р «Об утверждении целевой архитектуры информационных потоков АСТУ и диспетчерской телефонной связи».

5.2.7. При осуществлении телеуправления отдельными коммутационными аппаратами на ПС ЕНЭС из ЦУС ПМЭС необходимость реализации телеуправления и состав телеуправляемых коммутационных аппаратов должны определяться индивидуально для каждой ПС.

Типовой состав команд телеуправления, возможность получения которых на ПС ЕНЭС должна быть обеспечена при осуществлении телеуправления из ЦУС ПМЭС, определяется в соответствии с подразделом 5.3 настоящих Руководящих указаний.

### **5.3 Требования к составу команд телеуправления, передаваемых на подстанции ЕНЭС из ЦУС и диспетчерских центров**

5.3.1. На ПС ЕНЭС следует предусматривать реализацию функций дистанционного управления элементами оборудования ПС с автоматизированного рабочего места дежурного оперативного персонала ПС.

5.3.2. Перечень конкретных элементов ПС ЕНЭС, для которых должна быть предусмотрена возможность телеуправления из ДЦ и (или) ЦУС, определяется по согласованию между ФСК и ОАО «СО ЕЭС» на стадии выдачи технического задания на проектирование строительства (реконструкции) данной ПС.

5.3.3. В общем случае, управляемыми из ЦУС ПМЭС элементами оборудования ПС ЕНЭС должны быть:

- выключатели главной схемы ПС;
- разъединители и заземляющие ножи РУ 110 кВ и выше, а также трансформаторы (автотрансформаторы) 35 кВ и выше;
- устройства систем компенсации реактивной мощности, в том числе управляемые шунтирующие реакторы, батареи статических конденсаторов, синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы;

- РПН трансформаторов (автотрансформаторов).

5.3.4. В общем случае управляемыми из ДЦ элементами оборудования ПС ЕНЭС должны быть выключатели ЛЭП, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ.

5.3.5. Телеуправление коммутационными аппаратами ПС ЕНЭС из ЦУС и ДЦ предусматривается при наличии на ПС АСУТП или ПТК ССПИ с функциями автоматизированного управления.

5.3.6. Разрешения на команды управления из ЦУС, ДЦ и АРМ ОП не должны быть взаимоисключающими. Возможность переключения разрешений на управление должна быть предоставлена оперативному персоналу ЦУС. Должно быть реализовано отображение источника управления на АРМ ОП и регистрация всех действий по передаче разрешений и управлению на серверах АСУ ТП

#### **5.4 Требования к формированию телеинформации, участвующей в информационном обмене между подстанциями ЕНЭС, диспетчерскими центрами СО**

Подготовка телеинформации для передачи в ДЦ, осуществляемая средствами ПТК ССПИ подстанции, должна удовлетворять следующим требованиям.

5.4.1 При организации сбора и подготовки телеинформации должны использоваться многофункциональные измерительные преобразователи с классом точности не хуже 0.5. (Точность измерителей частоты должна быть не хуже  $\pm 0,01$  Гц). Апертуры аналоговых сигналов для передачи в ДЦ должны определяться на момент проектирования систем передачи информации, и быть не более 0,5% от номинала измерительных трансформаторов для тока, напряжения и мощности и 0,1% от номинала для частоты.

5.4.2 Телеинформация, передаваемая в спорадическом режиме, должна содержать метки единого астрономического времени.

5.4.3. Методы передачи телеинформации должны соответствовать ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, т. е. система сбора телеинформации энергообъекта должна обеспечивать возможность спорадической, периодической и фоновой передачи телеинформации, а также передачу по запросу.

В целях обеспечения минимальных нагрузок на ЦППС передача объема информации в свободное время канала и блоками без интервала не используется, кроме случаев, специально оговоренных и утвержденных при проектировании систем передачи телеинформации. Периодическая передача информации разрешается только по инициативе ЦППС с использованием функции «Общий опрос данных».

5.4.4. Используемые протоколы передачи телеинформации на ДЦ должны соответствовать протоколам ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, ГОСТ Р

МЭК 60870-5-104. Тип протокола и его реализация должны быть согласованы с ДЦ СО.

5.4.5. Передача телеметрической информации в ДЦ должна осуществляться в инженерных единицах.

5.4.6. Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации (ТИ, ТС) с объекта диспетчеризации в ДЦ устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно лежать в пределах не более 1-2 (одной – двух) секунд;

5.4.7. Подготовка и передача телеинформации для систем АРЧМ, ПА, РЗФ, СМПП должна осуществляться в соответствии с техническими требованиями к этим системам.



Таблица 1

Состав телеинформации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС», ЦУС ПМЭС и ЦУС РСК

Параметры телеинформации	Объекты передачи телеинформации			Примечание	
	ДЦ СО (РДУ)	ЦУС ПМЭС	ЦУС РСК		
1	2	3	4	5	
<i>Телеизмерения</i>					
Режимные параметры ЛЭП 750-500-330 кВ					
Действующее значение междуфазного напряжения	Uab	+	+	-	
	Ubc	+	+	-	
	Uca	+	+	-	
Действующее значение фазного тока	Ia	+	+	-	
	Ib	+	+	-	
	Ic	+	+	-	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+	+	-	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+	+	-	
Режимные параметры ЛЭП 220 кВ и обходного выключателя					
Действующее значение междуфазного напряжения * (для однофазных ТН - фазного напряжения)	Uab	+	+	-	* при наличии ТН на ЛЭП
	Ubc	+	+	-	
	Uca	+	+	-	
Действующее значение фазного тока	Ia	+	+	-	
	Ib	+	+	-	
	Ic	+	+	-	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+	+	-	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+	+	-	
Режимные параметры ЛЭП 110 кВ и обходного выключателя					
Действующее значение фазного напряжения *	U <sub>bo</sub>	+	+	+	*при наличии ТН на ЛЭП или емкостного отбора
Действующее значение фазного тока	Ia	+	+	+ **	** для ЛЭП к мощным потребителям с возможностью несимметричных режимов
	Ib	+	+	+	
	Ic	+	+	+ **	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+	+	+	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		ДЦ СО (РДУ)	ЦУС ПМЭС	ЦУС РСК	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+	+	+	
Режимные параметры ЛЭП 35 кВ					
Действующее значение фазного тока	Ia	-	+ **	+ **	* от отдельных присоединений - по требованию СО ** для ЛЭП к мощным потребителям с возможностью несимметричных режимов
	Ib	+ *	+	+	
	Ic	-	+ **	+ **	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+ *	+	+	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+ *	+	+	
Режимные параметры ЛЭП 10 (20) - 6 кВ					
Действующее значение фазного тока	Ib	-	+	+	* по ЛЭП к потребителям, отключаемым от действия АЧР (САОН)
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+ *	+	+	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	+	+	
Секционные и шиносоединительные выключатели 220 кВ и выше					
Действующее значение фазного тока	Ia	+	+	-	
	Ib	+	+	-	
	Ic	+	+	-	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+	+	-	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+	+	-	
Секционные и шиносоединительные выключатели 110 кВ					
Действующее значение фазного тока	Ia	+	+	-	
	Ib	+	+	-	
	Ic	+	+	-	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+	+	+	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+	+	+	
Секционные выключатели и присоединения 35-20-10-6 кВ (кроме ЛЭП)					
Действующее значение фазного тока	Ib	-	+	+ **	** перечень измерений согласуется с ЦУС
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	+	+ **	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	+	+ **	
Секции шин 750-500-330-220 кВ					
Действующее значение	Uав	+	+	-	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		ДЦ СО (РДУ)	ЦУС ПМЭС	ЦУС РСК	
междуфазного напряжения	U <sub>вс</sub>	+	+	-	
	U <sub>са</sub>	+	+	-	
Частота сети	F	+	+	-	
Секции шин 110 кВ					
Действующее значение междуфазного напряжения	U <sub>ав</sub>	+	+	+	
	U <sub>вс</sub>	+	+	+	
	U <sub>са</sub>	+	+	+	
Частота сети	F	+ *	+	-	* в точках возможного деления - по требованию СО
Секции шин 35 кВ и ниже					
Действующее значение междуфазного напряжения	U <sub>ав</sub>	+ *	+	+	* по требованию СО
	U <sub>вс</sub>	+ *	+	+	
	U <sub>са</sub>	+ *	+	+	
(Авто) трансформаторы со стороны высшего напряжения 220 кВ и выше (по каждой стороне АТ)					
Действующее значение фазного тока	I <sub>б</sub>	+	+	-	
Активная мощность трехфазной системы	±P	+	+	-	
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	+	+	-	
Действующее значение тока в общей обмотке	I <sub>оо</sub>	+*	+*	-	* При наличии подключенных источников активной или реактивной мощности
Положение анцапф РПН, ВДТ		+	+	-	
(Авто) трансформаторы со стороны высшего напряжения 110 кВ (по каждой стороне)					
Действующее значение фазного тока	I <sub>б</sub>	+ *	+	-	* для сторон 35 кВ и ниже – по требованию СО
Активная мощность трехфазной системы	±P	+ *	+	-	
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	+ *	+	-	
Действующее значение тока в общей обмотке	I <sub>оо</sub>	+**	+**	-	** При наличии подключенных источников активной или реактивной мощности

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		ДЦ СО (РДУ)	ЦУС ПМЭС	ЦУС РСК	
Положение анцапф РПН, ВДТ		-	+	-	
Трансформаторы со стороны высшего напряжения 35-20-10-6 кВ (по каждой стороне)					
Действующее значение фазного тока	I <sub>б</sub>	-	+	+	
Активная мощность трехфазной системы	±P	-	+	+	
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	-	+	+	
Положение анцапф РПН		-	+	-	
ВДТ, ЛР 35-20-10-6 кВ					
Положение переключающего устройства		-	+	-	
Средства компенсации реактивной мощности напряжением 750-500-330-220-110 кВ, и напряжением ниже 110 кВ мощностью 25 МВар и более					
Действующее значение фазного тока	I <sub>б</sub>	+	+	-	
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	+	+	-	
Активная мощность трехфазной системы (потери в установке)	P	-	+	-	
Дополнительные телеизмерения					
Напряжение на секциях ЩПТ =220В	U <sub>аб</sub>	-	+	-	** с ПС 110 кВ и ниже
Температура наружного воздуха	t	+	+	-	
Расстояние до места повреждения на ВЛ (км)		+ *	+	+ **	* от ВЛ 110 кВ и выше - по требованию СО ** в ЦУС РСК от ВЛ 110 кВ и ниже, находящихся в эксплуатационном обслуживании РСК
Телесигнализация					
Положение коммутационных аппаратов 750-500-330-220 кВ					
Положение выключателей	ТС	+	+	-	* для отд. присоед. 220 кВ – по треб. СО
Положение разъединителей	ТС	+	+	-	
Положение заземляющих ножей	ТС	+ *	+	-	
Положение отделителей 220 кВ	ТС	+	+	-	
Положение коммутационных аппаратов 110 кВ					
Положение выключателей	ТС	+	+	+	* от отдельных присоединений - по требованию СО
Положение разъединителей	ТС	+	+	+	
Положение заземляющих	ТС	+ *	+	+	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		ДЦ СО (РДУ)	ЦУС ПМЭС	ЦУС РСК	
ножей					
Положение отделителей	ТС	+ *	+	+	
Положение заземляющих ножей в нейтралях трансформаторов 110 кВ	ТС	+	+	+	при оперативном изменении режима заземления нейтрали трансформатора
Положение коммутационных аппаратов 35-20-10-6 кВ					
Положение выключателей	ТС	+ *	+	+	* от отдельных присоединений - по требованию СО
Положение разъединителей	ТС	-	+	+	
Положение заземляющих ножей	ТС	-	+	+	
Положение отделителей 35 кВ	ТС	-	+	+	
Положение коммутационных аппаратов по оборудованию постоянного тока (ОПТ) и щиту собственных нужд (ЩСН)					
Положение вводных выключателей ОПТ	ТС	-	+	-	
Положение вводных выключателей ЩСН	ТС	-	+	-	
Положение секционных выключателей ЩСН	ТС	-	+	-	
Аварийно-предупредительная сигнализация по оборудованию 750–500–330–220 кВ					
Неисправность (неготовность) выключателя	АПТС	+	+	-	Обобщенный сигнал, включающий: - неисправность (неготовность) цепей управления; - готовность привода; - недопустимое отклонение плотности элегаза (для элегазовых выключателей)
Срабатывание устройств РЗА (обобщенный сигнал по комплексу основных защит)	АПТС	+	+	-	
Срабатывание устройств РЗА (обобщенный сигнал по комплексу резервных защит)	АПТС	+	+	-	
Работа АПВ выключателей 750-220 кВ	АПТС	+	+	-	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		ДЦ СО (РДУ)	ЦУС ПМЭС	ЦУС РСК	
Срабатывание устройств ПА (по каждому устройству)	АПТС	+	+	-	
Неисправность РЗА *	АПТС	+	+	-	*Обобщенный сигнал по защитам одного присоединения для необслуживаемых ПС, обобщенный сигнал по каждому РУ для ПС с круглосуточным дежурством.
Неисправность ПА (обобщенный сигнал – единый по ПС)	АПТС	+	+	-	
Недопустимое отклонение температуры верхних слоев масла в АТ/Т	АПТС	-	+	-	
<b>Аварийно-предупредительная сигнализация по оборудованию 110 кВ</b>					
Неисправность (неготовность) выключателя	АПТС	+ *	+	+	Обобщенный сигнал, включающий: - неисправность (неготовность) цепей управления; - готовность привода; - недопустимое отклонение плотности элегаза (для элегазовых выключателей) * от отдельных присоединений - по требованию СО
Срабатывание устройств РЗА (обобщенный сигнал по комплекту основных защит)	АПТС	+ *	+	+	* от отдельных присоединений - по требованию СО
Срабатывание устройств РЗА	АПТС	+ *	+	+	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		ДЦ СО (РДУ)	ЦУС ПМЭС	ЦУС РСК	
(обобщенный сигнал по комплекту резервных защит)					
АПВ выключателей 110 кВ	АПТС	+ *	+	+	
Срабатывание устройств ПА (по каждому устройству)	АПТС	+	+	+	
Неисправность РЗА *	АПТС	+	+	-	*Обобщенный сигнал по защитам одного присоединения для необслуживаемых ПС, обобщенный сигнал по каждому РУ для ПС с круглосуточным дежурством.
Неисправность ПА (обобщенный сигнал)	АПТС	+	+	-	
Недопустимое отклонение температуры верхних слоев масла в АТ/Т	АПТС	-	+	-	
Технологические события по оборудованию 35-20-10-6 кВ					
Срабатывание устройств РЗА и ПА, АВР секционных выключателей (6-10 кВ) - обобщенный сигнал по секции	АПТС	-	+	-	
Неисправность РЗА, ПА (обобщенный сигнал)	АПТС	-	+	+	
Телесигнализация по щиту собственных нужд (ЩСН) и оборудования постоянного тока (ОПТ)					
Отсутствие напряжения 0,4 кВ (неисправность в ЩСН) – обобщенный сигнал	АПТС	-	+	-	
Неисправность в системе ОПТ (обобщенный сигнал)	АПТС	-	+	-	
Телесигнализация по подстанции в целом					
Работа охранной сигнализации (обобщенный сигнал)	АПТС	-	+	-	* по требованию СО - от ПС 110 кВ и выше ** с ПС 110 кВ и ниже
Работа пожарной сигнализации (обобщенный сигнал)	АПТС	-	+	-	
Неисправность в пожарной системе (обобщенный)	АПТС	-	+	-	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		ДЦ СО (РДУ)	ЦУС ПМЭС	ЦУС РСК	
сигнал)					
Центральная сигнализация ПС- неисправность на ПС	АПТС	+	+	-	
Центральная сигнализация ПС- авария на ПС	АПТС	+	+	-	
Неисправность в системе ТМ (обобщенный сигнал)	АПТС	+	+	-	



## Перечень дополнительных сигналов АПТС

Параметры телеинформации	ДЦ СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Примечание
<i>Телесигнализация (АПТС)</i>				
Телесигнализация по данным мониторинга трансформаторного оборудования ПС				Для ПС, оснащаемых системами мониторинга АТ(Т)
Уровень масла ниже критического	-	+	-	Для трехфазных групп однофазных АТ/Т относится к каждой фазе
Авария системы охлаждения	-	+	-	
Неисправность РПН	+	+	-	
Неисправность в подсистеме мониторинга (обобщенный сигнал)	-	+	-	Для «необслуживаемых» ПС
Телесигнализация по данным мониторинга компенсирующих устройств ПС				Для ПС, оснащаемых системами мониторинга компенсирующих устройств
Сигнал недопустимого отклонения контролируемых параметров оборудования (обобщенный сигнал)	-	+	-	
Неисправность в подсистеме мониторинга (обобщенный сигнал)	-	+	-	Для «необслуживаемых» ПС
<i>Телеинформация по данным устройств с функцией ОМП</i>				
Неисправность устройств ОМП (обобщенный сигнал)	-	+	-	Для «необслуживаемых» ПС
Телеинформация от метеосистем, систем обнаружения гололедообразования и управления плавкой гололеда на ВЛ				Для ПС с системой плавки гололеда - в регионах с соответствующими метеоусловиями
Сигнализация метеосистем	-	+ **	-	** перечень сигналов

Параметры телеинформации	ДЦ СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Примечание
(обобщенный сигнал)				согласуется с ЦУС, СО (по требованию СО – для отдельных ВЛ 110 кВ и выше)
Сигнализация систем обнаружения гололедообразования на проводах и тросах ВЛ о наличии гололеда (обобщенный сигнал)	+ **	+ **	-	
Сигнал начала плавки гололеда на ВЛ	+ **	+ **	-	
Сигнал об опадании гололедных отложений в местах контроля на ВЛ	-	+ **	-	
Неисправность системы обнаружения гололеда	-	+ **	-	
Телеинформация по данным контроля функционирования инженерных и вспомогательных систем ПС				для «необслуживаемых» ПС
Пожарная сигнализация на ПС (обобщенный сигнал по отдельным компонентам оборудования и/или пожароопасным помещениям)	-	+	-	
Работа автоматической установки пожаротушения (обобщенные сигналы)	-	+	-	
Срабатывание охранной сигнализации зданий, сооружений и территории ПС (обобщенный сигнал)	-	+	-	
Неисправность (отказ) устройств инженерных и вспомогательных систем ПС – обобщенный сигнал	-	+	-	

## Приложение 1 (справочное)

### Примеры оценки объемов телеинформации, участвующей в информационном обмене между подстанциями ЕНЭС и центрами управления

В качестве примеров, иллюстрирующих применение табл. 1 – 2 Стандарта, приведены результаты ориентировочных расчетов объемов телеинформации, которая должна передаваться в Архангельское РДУ, ЦУС МЭС Северо-Запада и ЦУС РСК, для двух подстанций Архангельского ПМЭС МЭС Северо-Запада: ПС 220/110/35/10 кВ «Плесецк» и ПС 220/110/35/6 кВ «Савино». В столбце «Примечание» приведены объемы телеинформации, которые передавались бы в ДЦ в соответствии с действующей НТД (см. «Руководящие указания по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах». 13861тм-т1, Москва, 1991 г.).

Приведенные предварительные расчеты объемов телеинформации (ТИ, ТС) получены в следующих предположениях:

1) оценивались максимальные объемы телеинформации, т.е. предполагается, что существует техническая возможность и целесообразность передачи отмеченных в таблице сигналов (например, при проведении соответствующих работ по модернизации средств ССПИ на указанных подстанциях). Это относится к сигналам положения разъединителей, заземляющих ножей и отделителей/короткозамыкателей, и к сигналам аварийно-предупредительной сигнализации;

2) предполагается, что требования СО или ЦУС в части отмеченных в таблице сигналов, передача которых предусматривается для отдельных присоединений (по согласованию), охватывают все присоединения данного типа на подстанции;

3) принимается, что на подстанциях для всех выключателей 35 кВ и выше обеспечивается возможность телеуправления из удаленных центров. Т.к. в общем случае при этом требуется синхронизация, то предусматривается только команда «ОТКЛЮЧИТЬ».

1. Пример ориентировочного расчета количества ТИ, ТС для ПС 220/110/35/10 кВ «Плесецк».

Краткая характеристика ПС:

- заходы 5 ВЛ 220 кВ, на каждой ВЛ однофазный ТН;
- заходы 9 ВЛ 110 кВ, на 2-х ВЛ однофазные ТН;
- заходы 3 ВЛ 35 кВ;
- 13 отходящих фидеров 10 кВ;
- 2 АТ 220/110/10 кВ;
- 2 ТР 110/35/10 кВ;
- ОВ 220 кВ;
- ОВ 110 кВ;
- СВ 220 кВ;
- СВ 35 кВ;
- СВ 10 кВ;
- ШСВ 110 кВ;
- 6 ТСН 10/0,4 кВ.

Таблица ориентировочного расчета количества ТИ, ТС для ПС 220/110/35/10 кВ «Плесецк»

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соотв. с РУ по выбору объемов информации 1991г.
<i>Телеизмерения</i>					
Основные режимные параметры ЛЭП 220 кВ и обходного выключателя					
Действующее значение фазного напряжения	U <sub>b0</sub>	6	6	-	6
	I <sub>a</sub>	6	6	-	
Действующее значение фазного тока	I <sub>b</sub>	6	6	-	
	I <sub>c</sub>	6	6	-	
Активная мощность трехфазной системы	±P	6	6	-	6
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	6	6	-	6
Основные режимные параметры ЛЭП 110 кВ и обходного выключателя					
Действующее значение фазного напряжения	U <sub>bo</sub>	3	3	3	
Действующее значение фазного тока	I <sub>a</sub>	10	10	10	
	I <sub>b</sub>	10	10	10	
Активная мощность трехфазной системы	I <sub>c</sub>	10	10	10	
	±P	10	10	10	10

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соотв. с РУ по выбору объемов информации 1991г.
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	10	10	10	10
Основные режимные параметры ЛЭП 35 кВ					
Действующее значение фазного тока	I <sub>b</sub>	-	3	3	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	3	3	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	3	3	
Основные режимные параметры ЛЭП 10 кВ					
Действующее значение фазного тока	I <sub>b</sub>	-	13	13	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	13	13	13	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	13	13	
Секционный выключатель 220 кВ					
Действующее значение фазного тока	I <sub>a</sub>	1	1	-	
	I <sub>b</sub>	1	1		
	I <sub>c</sub>	1	1		
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	1	1	-	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	1	1	-	
Шиносоединительный выключатель 110 кВ					
Действующее значение фазного тока	I <sub>a</sub>	-	1	-	
	I <sub>b</sub>	1	1	1	
	I <sub>c</sub>	-	1	-	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	1	1	1	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	1	1	1	
Секционный выключатель 35 кВ					
Действующее значение фазного тока	I <sub>b</sub>	-	1	1	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	1	1	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	1	1	
Выключатели ТСН, вводов и секционный 10 кВ					
Действующее значение фазного тока	I <sub>b</sub>	-	3	5	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	3	5	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	3	5	
Секции шин 220 кВ					
Действующее значение линейного напряжения	U <sub>ав</sub>	2	2	-	2
	U <sub>вс</sub>	2	2	-	2

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соотв. с РУ по выбору объемов информации 1991г.
	Uca	2	2	-	2
Частота сети	F	2	-	-	1
Действующее значение напряжения ОСШ	Ubo	1	1	-	1
<b>Секции шин 110 кВ</b>					
Действующее значение линейного напряжения	Uав	2	2	2	2
	Uвс	2	2	2	2
	Uca	2	2	2	2
Частота сети	F	2	-	-	-
Действующее значение напряжения ОСШ	Ubo	1	1	1	1
<b>Секции шин 35 и 10 кВ</b>					
Действующее значение линейное напряжения	Uав	-	4	4	
	Uвс	-	4	4	
	Uca	-	4	4	
<b>(Авто) трансформаторы 220-110 кВ (по каждой обмотке)</b>					
Действующее значение фазного тока	Ib	6	6	4	
Активная мощность трехфазной системы для АТ 220/110/10 кВ	±P	4	4	2	2
Активная мощность трехфазной системы для ТР 110/35/10 кВ	±P	6	6	4	2
Реактивная мощность трехфазной системы для АТ 220/110/10 кВ	±Q	4	4	2	4
Реактивная мощность трехфазной системы для ТР 110/35/10 кВ	±Q	6	6	4	4
<b>Дополнительные телеизмерения</b>					
Напряжение на секциях ЩПТ =220В	Uаб	-	2	-	
Температура наружного воздуха	t	1	1	-	
Расстояние до места повреждения на ВЛ (км)		14	17	12	
Итого ТИ по подстанции		169	231	179	65
<b>Телесигнализация</b>					
<b>Положения коммутационных аппаратов 220 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	9	9	-	9
Положение разъединителей	ТС	28	28	-	
Положение заземляющих ножей	ТС	41	41	-	
<b>Положения коммутационных аппаратов 110 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	15	15	15	15
Положение разъединителей	ТС	61	61	61	
Положение заземляющих ножей	ТС	81	81	81	
<b>Положения коммутационных аппаратов 35-10 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	6	25	25	
Положение разъединителей	ТС	-	40	40	
Положение заземляющих ножей	ТС	-	42	42	

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соотв. с РУ по выбору объемов информации 1991г.
<b>Положения коммутационных аппаратов по оборудованию постоянного тока (ОПТ) и щиту собственных нужд (ЩСН)</b>					
Положение вводных выключателей ОПТ	ТС	-	4	-	
Положение вводных выключателей ЩСН	ТС	-	6	-	
Положение секционных выключателей ЩСН	ТС	-	4	-	
<b>Технологические события по оборудованию 220-110 кВ</b>					
Неисправность (неготовность) выключателя	АПТС	24	24	15	
АПВ выключателей 220-110 кВ	АПТС	16	16	10	
Срабатывание устройств РЗ (основные и резервные)	АПТС	58	18+2+ 26+2= =58	28	
Срабатывание ПА (по каждому устройству)	АПТС	28	6x3+1 0=28	10	
Неисправность РЗА, ПА (обобщенный сигнал по каждому РУ)	АПТС	2	2	1	
Недопустимое отклонение температуры верхних слоев масла в АТ/Т	АПТС	-	4	2	
Недопустимое отклонение температуры верхних слоев масла в АТ/Т	АПТС	-	4	2	
<b>Технологические события по оборудованию 35-10 кВ</b>					
Неисправность (неготовность) выключателя	АПТС	-	24	24	
Срабатывание устройств РЗА и ПА, АВР (10кВ) - обобщенный сигнал	АПТС	-	3	3	
Неисправность РЗА, ВК, (обобщенный сигнал)	АПТС	-	2	2	
<b>Телесигнализация по щиту собственных нужд (ЩСН)</b>					
Отсутствие напряжения 0,4 кВ (неисправность в ЩСН) – обобщенный сигнал	АПТС	-	1	-	
<b>Телесигнализация по подстанции в целом</b>					
Работа охранной сигнализации	АПТС	-	1	-	
Работа пожарной сигнализации	АПТС	-	1	-	
Неисправность в пожарной системе (обобщенный сигнал)	АПТС	-	1	-	
Центральная сигнализация ПС-неисправность на ПС	АПТС	1	1	-	
Центральная сигнализация ПС- авария на ПС	АПТС	1	1	-	
Неисправность в системе ТМ	АПТС	1	1	-	

Параметры телеинформации	РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соотв. с РУ по выбору объемов информации 1991г.
(обобщенный сигнал)				
Итого ТС по подстанции	294	532	366	24

2. Пример ориентировочного расчета количества телеинформации для ПС 220/110/35/6 кВ «Савино».

Краткая характеристика ПС:

- заходы 2 ВЛ 220 кВ;
- заходы 4 ВЛ 110 кВ;
- 2 АТ 220/110/35 типа АТДТНГУ-60000/220 с устройством РПН;
- 2 ЛТДН 40000/10 (ВД) с устройством РПН (относится к АТ 220);
- ОВ 110 кВ;
- СВ 110 кВ;
- заходы ВЛ 35 кВ;
- 1 ТР 35/6 ТМ6300;
- КРУ 6 кВ (4 секции шин; секционные выключатели -2; вводные выключатели - 5; отходящие фидера 6 кВ - 34, ТСН - 2 без выключателей).

Таблица ориентировочного расчета количества ТИ, ТС для ПС 220/110/35/6 кВ «Савино»

Параметры телеинформации	РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соответствии с РУ по выбору объемов информации (1991г.)	
<i>Телеизмерения</i>					
Основные режимные параметры ЛЭП 220 кВ					
Действующее значение линейного напряжения	Uab	2	2	-	2
	Ubc	2	2	-	2
	Uca	2	2	-	2
Действующее значение фазного тока	Ia	2	2	-	-
	Ib	2	2	-	-
	Ic	2	2	-	-
Активная мощность трехфазной системы	±P	2	2	-	2
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	2	2	-	2
Частота сети	F	2	-	-	1
Основные режимные параметры ЛЭП 110 кВ и обходного выключателя					



Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соответствии с РУ по выбору объемов информации (1991г.)
Действующее значение фазного тока	Ia	5	5	5	-
	Ib	5	5	5	-
	Ic	5	5	5	-
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	5	5	5	5
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	5	5	5	5
<b>Основные режимные параметры ЛЭП 35 кВ</b>					
Действующее значение фазного тока	Ib	-	2	2	-
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	2	2	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	2	2	
<b>Основные режимные параметры присоединений 6 кВ</b>					
Действующее значение фазного тока	Ib	-	34	34	-
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	34	34	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	34	34	
<b>Секционные и шиносоединительные выключатели 110 кВ</b>					
Действующее значение фазного тока	Ib	1	1	1	-
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	1	1	1	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	1	1	1	
<b>Секционные выключатели, ТСН и выключатели 6 кВ</b>					
Действующее значение фазного тока	Ib	-	-	2	-
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	-	2	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	-	2	
<b>Секции шин 110 кВ (1,2,обх)</b>					
Действующее значение линейного напряжения	Uав	2	2	2	2
	Uвс	2	2	2	2
	Uса	2	2	2	2
Действующее значение фазного напряжения обх. СШ	Uво	1	1	1	1
Частота сети	F	2	-	-	1
<b>Секции шин 35 кВ и ниже</b>					
Действующее значение линейное напряжения	Uав	-	5	5	-
	Uвс	-	5	5	-
	Uса	-	5	5	-
<b>2 автотрансформатора 220В/110/6 кВ (по каждой обмотке)</b>					

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соответствии с РУ по выбору объемов информации (1991г.)
Действующее значение фазового тока	I <sub>b</sub>	6	6	4	-
Активная мощность трехфазной системы	±P	6	6	4	4
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	6	6	4	4
<b>Трансформатор 35 кВ (по каждой обмотке)</b>					
Действующее значение фазного тока	I <sub>b</sub>	-	2	2	-
Активная мощность трехфазной системы	±P	-	2	2	-
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	-	2	2	-
<b>Дополнительные телеизмерения</b>					
Напряжение на секциях ЩПТ 220 В	U <sub>аб</sub>	-	1	-	-
Температура наружного воздуха	t	1	1	-	-
Расстояние до места повреждения на ВЛ 220 и 110 кВ (км)		6	6	4	
Итого ТИ по подстанции		80	205	186	38
<b>Телесигнализация</b>					
<b>Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 220 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	2	2	-	2
Положение разъединителей	ТС	8	8	-	-
Положение заземляющих ножей	ТС	14	14	-	-
<b>Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 110 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	8	8	8	8
Положение разъединителей	ТС	25	25	25	-
Положение заземляющих ножей	ТС	37	37	37	-
<b>Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 35 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	1	1	1	1
Положение разъединителей	ТС	-	3	3	-
Положение заземляющих ножей	ТС	-	4	4	-
<b>Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 6 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	-	41	41	-
Положение разъединителей	ТС	-	45	45	-
Положение заземляющих ножей	ТС	-	44	44	-
<b>Телесигнализация положения коммутационных аппаратов по оборудованию постоянного тока (ОПТ) и щиту собственных нужд (ЩСН)</b>					
Положение вводных выключателей ОПТ	ТС	-	4	-	-
Положение вводных выключателей ЩСН	ТС	-	2	-	-
Положение секционных выключателей ЩСН	ТС	-	1	-	-
<b>Телесигнализация технологических событий по оборудованию 220-110 кВ</b>					
Неисправность (неготовность)	АПТС	10	10	10	

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соответствии с РУ по выбору объемов информации (1991г.)
выключателя					28
АПВ выключателей 220-110 кВ	АПТС	9	9	7	
Срабатывание устройств РЗ (основные и резервные)	АПТС	6	6+12 +6+4 =28	22	
Срабатывание ПА (по каждому устройству)	АПТС	3x2=6	6+10= 16	10	
Неисправность РЗА, ПА (обобщенный сигнал по каждому РУ)	АПТС	2	2	1	
Недопустимое отклонение температуры верхних слоев масла в АТ/Т	АПТС	-	4	2	
Неисправность РЗА (обобщенный сигнал)	АПТС	-	4	4	-
Технологические события по оборудованию 35-6 кВ					
Неисправность (неготовность) выключателя	АПТС	-	45	45	
Срабатывание устройств РЗА и ПА, АВР (10кВ) - обобщенный сигнал	АПТС	-	12	12	
Неисправность РЗА, (обобщенный сигнал)	АПТС	-	5	5	
Телесигнализация по щиту собственных нужд (ЩСН)					
Отсутствие напряжения 0,4 кВ (неисправность в ЩСН) – обобщенный сигнал	АПТС	-	1	-	-
Телесигнализация по подстанции в целом					
Работа охранной сигнализации	АПТС	-	1	-	-
Работа пожарной сигнализации	АПТС	-	1	-	
Неисправность в пожарной системе (обобщенный сигнал)	АПТС	-	1	-	
Центральная сигнализация ПС-неисправность на ПС	АПТС	1	1	-	
Центральная сигнализация ПС- авария на ПС	АПТС	1	1	-	
Неисправность в системе ТМ (обобщенный сигнал)	АПТС	1	1	-	
Итого ТС по подстанции		131	381	328	9