

---

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

---



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ  
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО  
56947007-29.240.034-2009**

---

**Руководящие указания  
по выбору объемов телеинформации при  
проектировании систем технологического управления  
электрическими сетями**

Стандарт организации

Дата введения: 25.06.2009

ОАО «ФСК ЕЭС»

2009

## **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**

**1 РАЗРАБОТАН:** ОАО «Институт «ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»

**2 ИСПОЛНИТЕЛИ:** А.М. Гельфанд, Л.И. Фридман

**3 ВНЕСЕН:** Департаментом информационно-технологических систем, Дирекцией технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС»

**3 УТВЕРЖДЁН:** распоряжением ОАО «ФСК ЕЭС» от 25.06.2009 № 262р

**4 ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:** с 25.06.2009

**5 ВВЕДЁН:** ВПЕРВЫЕ

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Дирекцию технического регулирования и экологии ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: [zhulev-an@fsk-ees.ru](mailto:zhulev-an@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

Введение	4
1 Область применения	5
2 Нормативные ссылки	7
3 Термины, определения и сокращения	8
4 Типы сигналов, участвующих в обмене телеинформацией	14
4.1 Сигналы телеизмерений - ТИ	15
4.2 Сигналы событий и тревоги - ТС	15
4.3 Сигналы телеуправления - ТУ	16
5 Номенклатура и оценка объемов телеинформации, используемой для целей оперативно-диспетчерского и диспетчерско-технологического управления электрическими сетями	17
5.1 Телеинформация, участвующая в обмене данными подстанций ЕНЭС с филиалами ОАО «СО ЕЭС»	17
5.2 Телеинформация, участвующая в обмене данными подстанций ЕНЭС с центрами управления сетями (ЦУС ФСК, ЦУС РСК)	19
5.3 Требования в части номенклатуры и объема команд телеуправления оборудованием подстанций ЕНЭС из центров управления сетями	22
5.4 Требования к подготовке телеинформации, участвующей в информационном обмене между подстанциями ЕНЭС, диспетчерскими центрами СО и центрами управления сетями	23
Приложение 1(справочное)_Примеры оценки объемов телеинформации, участвующей в информационном обмене между подстанциями ЕНЭС и центрами управления	35

## Введение

В настоящих «Руководящих указаниях» приведены общие требования к номенклатуре различных видов телеинформации (оперативной информации), участвующей в информационном обмене между подстанциями ЕНЭС, центрами управления электрическими сетями и диспетчерскими центрами Системного оператора.

Телеинформация является важнейшей составной частью общего объема технологической информации об электроэнергетическом режиме и состоянии электрической сети и сетевого оборудования, передаваемой с энергообъектов и используемой для целей оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления. 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.

Настоящие Руководящие указания (далее: РУ) ориентированы на расширенный объем телеинформации о параметрах режима, состоянии схемы соединений и оборудования ПС – по сравнению с «традиционным», базирующимся на действующих «Руководящих указаниях по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах («Энергосетьпроект», 1991 г., инв. № 13861тм-т1). С целью обеспечения решения задач ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» по оперативно-диспетчерскому и оперативно-технологическому управлению электрическими сетями расширенный объем телеинформации – помимо передаваемых в настоящее время телеизмерений основных режимных параметров для наиболее ответственных присоединений главной схемы ПС, а также телесигнализации положения выключателей на таких присоединениях - в общем случае может включать также данные о:

- состоянии большинства коммутационных аппаратов ПС (не только выключателей и отделителей, но и 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, данные регистрации аварийных событий (сигналы запуска, срабатывания устройств РЗА, ПА), определения места повреждения (ОМП), сигнализации гололедообразования на ЛЭП и т.п.;

- неисправностях программно-технических средств информационно-технологических и управляющих систем и средств связи (диагностические сигналы) и др.

Состав телеинформации должен обеспечивать наблюдаемость контролируемой электрической сети в объеме, определяемом конкретными задачами оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления (в соответствии с приказом РАО «ЕЭС России» № 68 от 30.01.2006 г. «Об утверждении целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России» и приказом ФСК № 402 от 21.12.2006 г. «О формировании Центров управления сетями в филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС»), а также соответствовать «Положению об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией».

Настоящие «Руководящие указания» учитывают изменившуюся структуру целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России, в частности регламентируют потоки телеинформации, которые должны обеспечиваться в новых условиях для функционирования филиалов ОАО «СО ЕЭС» (РДУ, ОДУ) и центров управления сетями (ЦУС), создаваемых в филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, а также в РСК.

## **1 Область применения**

1.1 Настоящие «Руководящие указания» (РУ) должны использоваться при проектировании и разработке комплексов программно-технических средств (ПТК) систем сбора и передачи информации (ССПИ) в энергетических системах и объединениях, а также приемке в эксплуатацию вновь разработанных и модернизированных ПТК ССПИ.

1.2 Действие РУ распространяется на сооружаемые, расширяемые, реконструируемые и технически перевооружаемые подстанции ЕНЭС, а также функционирующие подстанции ЕНЭС, на которых предусматривается модернизация и расширение существующих средств и систем телемеханики и связи. При этом требования к объемам телеинформации, передаваемой в центры управления, регламентируются с учетом специфики следующих групп подстанций.

1.2.1 Новые и комплексно реконструируемые подстанции ЕНЭС (ПС напряжением 220 кВ и выше, а также отнесенные к ЕНЭС подстанции 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, обработке и передаче телеинформации в удаленные центры управления;

1.2.2 Существующие (в том числе частично реконструируемые) подстанции ЕНЭС напряжением 220 кВ и выше, на которых модернизируются и расширяются объектные ССПИ в составе АСУТП.

1.2.3 Существующие подстанции ЕНЭС напряжением 220 кВ и ниже, на которых модернизация и расширение объектных ССПИ осуществляется по утвержденной ОАО «ФСК ЕЭС» «Программе повышения надежности и наблюдаемости электрических сетей ЕНЭС».

1.2.4 Расширение существующей объектной ССПИ при расширении ПС, причем действие данных РУ распространяется только на расширяемую часть ПС.

1.3 Для ПС группы 1.2.1 в настоящем документе приведена номенклатура телеинформации, участвующей в обмене с центрами управления, являющаяся практически полной, ограничиваемой лишь наличием на данной ПС соответствующего оборудования.

1.4 Для всех существующих (в том числе частично реконструируемых) ПС, при выборе объемов телеинформации, передаваемой в центры управления, должны учитываться факторы, связанные с технической возможностью и целесообразностью получения тех или иных сигналов. Прежде всего, это относится к ПС группы 1.2.3, где при модернизации и расширении объектных ССПИ 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 подстанции и единицы оборудования; решение о необходимости получения и передачи соответствующих сигналов принимается при предпроектном обследовании и проектировании и согласуется заказчиком. При этом должны приниматься во внимание также специальные нормативно-технические документы, регламентирующие выбор объемов информации для соответствующих групп подстанций.

Для указанных ПС в настоящем документе приведена номенклатура телеинформации, участвующей в обмене с центрами управления, являющаяся максимально возможной.

1.5 РУ содержат основные требования и рекомендации по определению объемов телеинформации, необходимой для обеспечения персонала всех уровней иерархии оперативно-диспетчерского управления ЕНЭС, также энергообъектов, центров управления сетями, участвующего в решении задач по оперативно-диспетчерскому и оперативно-технологическому управлению электрическими сетями, а также для функционирования автоматизированных систем и подсистем технологического управления различного назначения (как информационных, так и управляющих), использующих телеинформацию от объектов ЕНЭС.

1.6 При модернизации и расширении существующих средств и систем телемеханики объемы телеинформации необходимо определять с учетом требований «Положения об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией». Целесообразность передачи сигналов подлежит оценке для

каждой конкретной подстанции и единицы оборудования; решение о необходимости передачи сигналов принимается в составе проекта и согласуется заказчиком, а также филиалом ОАО «СО ЕЭС».

1.7 Для вновь строящихся и комплексно реконструируемых подстанций основным фактором, лимитирующим объем передаваемой телеинформации, является требуемая наблюдаемость контролируемой электрической сети в объеме, определяемом конкретными задачами оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

1.8 Помимо телеинформации о режиме сети, состоянии оборудования и произошедших технологических событиях, объемы которой регламентируются настоящим документом, для выполнения функций диспетчерских центров и центров управления сетями, а также функциональных подразделений, ответственных за управление активами, должен 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. Требования к соответствующим видам технологической информации и объемам передаваемых данных определяются в самостоятельном нормативно-техническом документе.

## **2 Нормативные ссылки**

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

- 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.

- Типовые решения по программно-аппаратному оснащению Центров управления сетями, создаваемых в филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» - ПМЭС и РСК.

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

- Концепция построения АСУТП на подстанциях ЕНЭС.

- Концепция создания автоматизированной системы технологического управления (АСТУ) ОАО «ФСК ЕЭС».

- Регламент допуска субъектов оптового рынка электроэнергии к торговой системе оптового рынка электроэнергии. Приложения № 1, 2 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка. (НП «АТС». 2003).

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

- Временное соглашение о взаимодействии системного оператора и организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью при выполнении ими своих функций (с изменениями от 10.03.06 и 18.09.06).

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

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

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ), утвержденные Минэнерго России (№ 229 от 19.06.03) и зарегистрированные Минюстом России (№ 4799 от 20.06.03).

- Приказ РАО «ЕЭС России» № 68 от 30.01.2006 г. «Об утверждении целевой организационно-функциональной модели оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России».

- 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).

- 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**

#### **Управление**

- совокупность действий персонала организаций, участвующих в соответствующих процессах управления (от анализа ситуации, предшествующей принятию решения об управлении до его выполнения), и/или технических средств с целью изменения состояния, режима работы электроэнергетических объектов (объектов управления)

#### **Оперативно-диспетчерское управление**

- 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 энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в перечень объектов, подлежащих такому управлению



<b>Диспетчерский центр (ДЦ)</b>	<p>(Федеральный закон «Об электроэнергетике»)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- структурное подразделение организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление электроэнергетическим режимом ЕЭС.</li> </ul>
<b>Диспетчерское управление</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования и устройств, включенных в перечень объектов диспетчеризации, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов изменяется только по оперативным диспетчерским командам диспетчера соответствующего диспетчерского центра.</li> </ul>
<b>Диспетчерское ведение</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием ЛЭП, оборудования и устройств, включенных в перечень объектов диспетчеризации, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов изменяется только с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра.</li> </ul>
<b>Оперативное управление/ (оперативное ведение)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- организация управления технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием объектов электрических сетей, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов изменяется по оперативным командам (с разрешения) оперативного персонала, - ЦУС или энергообъекта, - уполномоченного соответствующим субъектом электроэнергетики.</li> </ul>
<b>Оперативно-технологическое управление</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- комплекс мер по управлению технологическими 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 (Федеральный закон «Об электроэнергетике»). Включает управление технологическими процессами эксплуатационного обслуживания и ремонтов электросетевого оборудования, в том числе процедуры, связанные с</li> </ul>

оперативным управлением соответствующими сетевыми объектами; осуществляется персоналом центра управления сетями и энергообъектов.

## **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), осуществляющая технологическое управление процессами эксплуатации ЕНЭС и являющаяся субъектом оперативно-диспетчерского управления ЕНЭС.

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

- Системный оператор по управлению Единой энергетической системой России. Специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой.

## **Объекты электросетевого хозяйства (электросетевые объекты) Линии электропередачи (ЛЭП) системного значения**

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

ЛЭП, соответствующие следующим критериям:

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

	<p>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>
<p><b>Центры управления сетями - ЦУС (ЦУС МЭС, ЦУС РСК)</b></p>	<p>Структурное подразделение сетевой компании, уполномоченное на осуществление оперативного управления и оперативного ведения подведомственными объектами электрических сетей, в том числе объектами диспетчеризации, в пределах закрепленной за ним зоны эксплуатационной ответственности.</p>
<p><b>Операционные функции</b></p>	<p>- функции, которые выполняются для непосредственного управления электроэнергетическим режимом и принятия решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах</p>
<p><b>Неоперационные функции</b></p>	<p>- функции, не связанные с непосредственным управлением электроэнергетическим режимом и принятием решений о способе действий подчиненного персонала в нормальных и аварийных режимах</p>
<p><b>Операционная зона</b></p>	<p>- территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр</p>
<p><b>Технологическая информация</b></p>	<p>- информация различного вида и назначения, содержащая сведения об электроэнергетическом режиме и состоянии электрической сети и сетевого оборудования. Включает как оперативную (телеинформацию), так и неоперативную информацию.</p>
<p><b>Телеинформация (оперативная информация)</b></p>	<p>- передаваемая по выделенным каналам связи с использованием телемеханических протоколов обмена (ГОСТ Р МЭК 60870-5-101–2006, ГОСТ Р МЭК 60870-5-104–2004, СО 34.48.160-2004 и др.) технологическая информация, к времени доставки</p>

которой предъявляются требования, обусловленные ее использованием для целей оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

**Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУТП) подстанции** - система, включающая как программно-технический комплекс – ПТК, решающий различные задачи сбора, обработки, анализа, визуализации, хранения и 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 (энергообъединением, ЕЭС России), программно-технические средства которой реализуются в диспетчерских центрах Системного оператора (ЦДУ ЕЭС, ОДУ, РДУ) и на объектах ЕЭС России.

**Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления (АСДТУ) 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 АСДТУ является поддержка процессов, связанных с:

- оперативно-технологическим управлением эксплуатацией электрических сетей ЕНЭС;
- участием подразделений ФСК в оперативно-диспетчерском управлении (в качестве субъектов

	оперативно-диспетчерского управления ЕНЭС).
<b>Контроль (технологический контроль)</b>	- совокупность действий по сбору, обработке и анализу информации о режиме работы и состоянии оборудования и объекта управления.
<b>Автоматическое управление</b>	- Управление, осуществляемое средствами автоматизации без непосредственного участия человека в процессах сбора, обработки и передачи информации, формирования и выполнения управляющих воздействий.
<b>Автоматизированное управление</b>	- Управление, осуществляемое персоналом во взаимодействии со средствами автоматизации основных операций по управлению оборудованием ПС
<b>Программно-технический комплекс (ПТК)</b>	- 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.
<b>Управление дистанционное</b>	- автоматизированное управление, осуществляемое оперативным персоналом с места, удаленного от соответствующих исполнительных органов управления оборудованием электроэнергетического объекта
<b>Телемеханика (ТМ)</b>	- способы и средства контроля и управления объектами на расстоянии посредством передачи информации и команд управления по каналам связи между объектами и удаленными пунктами управления
<b>Устройство (комплекс) телемеханики</b>	- 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
<b>Телеуправление</b>	- дистанционное управление, осуществляемое оперативным (оперативно-диспетчерским) персоналом с удаленного пункта управления с использованием телемеханики
<b>Сигнал (команда) телеуправления (ТУ)</b>	- сигнал (команда) телеуправления, передаваемая средствами системы управления непосредственно на исполнительные органы управления оборудованием

	электроэнергетического объекта
<b>Телеизмерение - ТИ</b>	- сигналы телеизмерений текущих значений параметров, характеризующих режим электрической сети и состояние сетевого оборудования, - составная часть передаваемой телеинформации
<b>Сигналы событий (в том числе тревоги)</b>	- 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 (в том числе тревоги), 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>Отключение</b>	- отключение выключателя схемой ручного или автоматического управления или в результате работы устройств РЗА
<b>Включение</b>	- включение выключателя схемой ручного или автоматического управления или в результате работы устройств РЗА
<b>Размыкание</b>	- размыкание разъединителя или заземлителя схемой ручного или автоматического управления
<b>Замыкание</b>	- замыкание разъединителя или заземлителя схемой ручного или автоматического управления

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

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

- сигналы событий и тревоги (телесигнализация изменения состояния коммутационных аппаратов и устройств, аварийно-предупредительная телесигнализация) – ТС, в том числе АПТС;

- сигналы телеизмерений текущих значений параметров, характеризующих режим электрической сети и состояние сетевого оборудования, - ТИ;
- сигналы телеуправления (команды) коммутационными аппаратами и устройствами подстанции - 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 - ТИ**

4.1.1 Основными источниками сигналов измерений режимных параметров по электрооборудованию должны являться непосредственно измерительные трансформаторы тока (1/5А) и трансформаторы напряжения (58/100 В) без промежуточных аналоговых измерительных преобразователей. Информация от этих источников (ТТ и ТН) должна оцифровываться в устройствах системы контроля с присвоением метки единого времени.

4.1.2 Сигналы от некоторых датчиков технологических величин (например, неэлектрической природы - температура масла в трансформаторе, температурный контроль в электропомещениях, метеоданные и т.п.), а также специализированные сигналы от электрооборудования: РУ 0.4 кВ (токи, напряжения), системы оборудования постоянного тока - ОПТ (токи, напряжения) и т.п. допускается вводить при помощи унифицированных аналоговых сигналов постоянного тока 4-20 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 трансформаторов / автотрансформаторов является датчик с цифровым или аналоговым выходом.

#### **4.2 Сигналы событий и тревоги - ТС**

4.2.1 Источниками сигналов событий и тревоги 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);
- 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 тревоги могут быть также интеллектуальные микропроцессорные – МП 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 Сигналы тревоги (технологическая предупредительная и аварийная сигнализация) предназначены для извещения оперативного персонала о возникновении нарушений в ходе технологического процесса. В общем случае к сигналам тревоги относятся:

- сигналы аномальных (в том числе аварийных) отклонений параметров, характеризующих режим работы и состояние объектов электросетевого хозяйства, – сигналы выхода за установленные пределы и возврата назад измеренных значений технологических параметров;
- сигналы срабатывания устройств РЗА и противоаварийной автоматики, 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 подстанции 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, 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**

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

В качестве исполнительных механизмов, на которые поступают сигналы (команды) управления, 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 трансформаторов / автотрансформаторов;
- устройства (системы) управления управляемых шунтирующих реакторов (УШР), батарей статических конденсаторов (БСК), синхронных компенсаторов (СК), статических тиристорных компенсаторов (СТК).

## **5 Номенклатура и оценка объемов телеинформации, используемой для целей оперативно-диспетчерского и диспетчерско-технологического управления электрическими сетями**

### **5.1 Телеинформация, участвующая в обмене данными подстанций ЕНЭС с филиалами ОАО «СО ЕЭС»**

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

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

5.1.1.2 В особых условиях – например, для отдельных подстанций и групп ПС регионов, в которых осуществляются изменения в существующей структуре оперативно-диспетчерского управления (в том числе, при оптимизации операционных зон ряда РДУ), - состав и объемы телеинформации, участвующей в обмене данными с филиалами ОАО «СО ЕЭС» (РДУ), и требования к обмену определяются специальными требованиями Системного оператора.

5.1.1.3 Необходимость реализации телеуправления (с помощью сигналов ТУ) оборудованием подстанции ЕНЭС из удаленного диспетчерского центра ОАО «СО ЕЭС», должна определяться отдельными документами.

5.1.1.4 Основные технические требования по подготовке телеинформации для передачи в филиалы ОАО «СО ЕЭС» приведены в п. 5.3 настоящих РУ.

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

5.1.2 Требования к номенклатуре и объемам телеинформации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в филиалы ОАО «СО ЕЭС»

Общая номенклатура телеинформации, передаваемой от подстанции ЕНЭС в филиалы ОАО «СО ЕЭС» (РДУ), как правило, должна включать следующие группы сигналов.

**Телеизмерения** - значения параметров, характеризующих электроэнергетический режим операционной зоны и энергообъектов, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении данного диспетчерского центра СО, в том числе:

- нагрузки (токовая, активная и реактивная мощности):
  - линий электропередачи,
  - шиносоединительных, секционных, обходных, мостовых выключателей,
  - сторон высшего, среднего и низшего напряжения трансформаторов (у автотрансформаторов связи со стороны обмоток высшего, среднего и низшего напряжений);
  - фидеров, заведенных под САОН;
- нагрузки (токовая, реактивная мощность) по устройствам компенсации реактивной мощности;
- напряжения на шинах ПС (для измерения Р и Q всегда должно использоваться напряжение именно той системы шин, к которой в данный момент присоединен трансформатор или ЛЭП);
- частота (измеряемая на отдельных присоединениях по выбору диспетчерского центра СО - в узловых точках сети, с тем чтобы при аварийном разделении единой сети на несинхронно работающие части имелась возможность контролировать частоту в каждой из этих частей);
- температура окружающей среды по ПС.

**Телесигнализация** – сигналы состояния коммутационных аппаратов объектов, находящихся в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении данного диспетчерского центра СО, в том числе:

- выключателей и отделителей;
- разъединителей и заземляющих ножей в цепях указанных выключателей;
- фидеров, заведенных под САОН;
- заземляющих ножей в нейтралях трансформаторов 110 кВ (используется при оперативном изменении режима заземления нейтрали трансформатора),

а также сигналы аварийно-предупредительной сигнализации по оборудованию 750–220 кВ и подсистемам РЗА и ПА.

**Сигналы положения анцапф устройств РПН трансформаторов** (автотрансформаторов).

Детализированная номенклатура телеинформации, которая должна передаваться с подстанции ЕНЭС в диспетчерские центры СО, характеризуется приведенными ниже табл. 1 и 2.

## **5.2 Телеинформация, участвующая в обмене данными подстанций ЕНЭС с центрами управления сетями (ЦУС ФСК, ЦУС РСК)**

### **5.2.1 Общие требования к телеинформации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в ЦУС МЭС и ЦУС РСК**

Требования к телеинформации, передаваемой от подстанций ЕНЭС в ЦУС, обусловлены необходимостью обеспечить эффективное выполнение возложенных на ЦУС операционных и неоперационных функций.

#### **5.2.1.1 Для выполнения таких функций ЦУС, как:**

- оперативное управление оборудованием,
- мониторинг состояния основной электрической сети,
- контроль выполнения диспетчерских команд (распоряжений),
- координация действий подчиненного оперативного персонала объектов по ликвидации технологических нарушений и т.п.,
- должна быть обеспечена дискретная информация (ТС) о состоянии оборудования электросетевых объектов – положении коммутационной аппаратуры (отключено/включено), а также аварийно-предупредительная сигнализация 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 функций ЦУС, связанных с:**

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

должны быть обеспечены данные о значениях измеряемых параметров текущего режима сети (ТИ) – активной и реактивной мощности, напряжении, тока и частоты на соответствующих присоединениях подстанции.

#### **5.2.1.3 Для выполнения функций ЦУС, 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 организации 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 объектными средствами ССПИ.

5.2.1.4 При осуществлении телеуправления (с помощью сигналов ТУ) отдельными коммутационными аппаратами подстанции ЕНЭС из ЦУС ФСК необходимость реализации телеуправления и состав телеуправляемых коммутационных аппаратов конкретной подстанции должны определяться индивидуально для каждой ПС. В частности, такое телеуправление следует организовывать для «необслуживаемых» подстанций, 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 центры управления приведены в п. 5.4 настоящих РУ.

5.2.2 Требования к номенклатуре и объемам телеинформации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в ЦУС МЭС и ЦУС РСК

5.2.2.1 Номенклатура и объемы телеинформации, передаваемой от подстанций ЕНЭС в ЦУС ФСК и ЦУС РСК должны определяться составом конкретных объектов, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении данного ЦУС.

5.2.2.2 Общая номенклатура телеинформации, передаваемой от подстанции ЕНЭС в ЦУС должна включать следующие группы сигналов:

Телеизмерения значений параметров, характеризующих режим объектов, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении данного ЦУС, в том числе:

- напряжения на шинах ПС;
- нагрузки (токовая, активная и реактивная мощности):
  - линий электропередачи,
  - шиносоединительных, секционных, обходных, мостовых выключателей,
  - сторон высшего, среднего и низшего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов);
- нагрузки (токовая, реактивная мощность) по устройствам компенсации реактивной мощности;
- частота (измеряемая на отдельных присоединениях – по требованию СО ЕЭС);
- температура окружающей среды по ПС.
- Телесигнализация – сигналы состояния коммутационных аппаратов объектов, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении данного ЦУС, в том числе:
  - выключателей и отделителей;
  - разъединителей и заземляющих ножей в цепях указанных выключателей

Сигналы положения анцапф устройств РПН трансформаторов (автотрансформаторов).

5.2.2.3 Помимо сигналов, перечисленных в п. 5.2.2.2, в ЦУС ФСК от подстанций ЕНЭС должен передаваться расширенный объем телеинформации, включающий сигналы:

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

- напряжения на секциях ЩПТ =220В;

- 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.

5.2.2.4 Детализированная номенклатура телеинформации для подстанций ЕНЭС, которая должна передаваться в ЦУС МЭС и ЦУС РСК, приведена в табл. 1 настоящих РУ.

5.2.2.5 С подстанций ЕНЭС без постоянного дежурства оперативного персонала в ЦУС МЭС - в дополнение к перечисленным в п. 5.2.2.3 сигналам АПТС - должна передаваться следующая телеинформация:

- 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).

5.2.2.6 Для ПС, оснащаемых или оснащенных средствами и подсистемами:

- мониторинга трансформаторного оборудования, компенсирующих устройств,

- раннего обнаружения гололедообразования и управления плавкой гололеда на ВЛ (для отдельных регионов с соответствующими метеоусловиями);

- контроля функционирования инженерных и вспомогательных систем ПС (для «необслуживаемых» ПС),

перечень передаваемых в ЦУС ФСК аварийно-предупредительных сигналов следует дополнить сигналами, формируемыми 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 РУ.

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

5.2.2.7 Состав и требования к дополнительной информации, передача которой предусматривается при проектировании ССПИ, подлежат согласованию с заказчиком, а также с соответствующим филиалом ОАО «СО ЕЭС» и РСК.

### **5.3 Требования в части номенклатуры и объема команд телеуправления оборудованием подстанций ЕНЭС из центров управления сетями**

5.3.1 На подстанциях ЕНЭС следует предусматривать реализацию функций дистанционного управления элементами оборудования ПС с автоматизированного рабочего места (АРМ) дежурного оперативного персонала ПС. Перечень конкретных элементов оборудования ПС, для которых предусматривается возможность телеуправления (с помощью сигналов ТУ), формируется с учетом результатов проведения предпроектного обследования ПС и проектировании системы управления и подлежит согласованию на стадии выдачи технического задания на проектирование.

5.3.2 В общем случае, управляемыми из ЦУС элементами оборудования ПС должны быть:

- выключатели главной схемы подстанции;
- разъединители и заземляющие ножи РУ 110 кВ и выше, а также АТ/Т 35 кВ и выше;
- устройства систем компенсации реактивной мощности – СКРМ, в том числе: управляемые шунтирующие реакторы (УШР), батареи статических конденсаторов (БСК), синхронные компенсаторы (СК), статические тиристорные компенсаторы (СТК);
- РПН трансформаторов / автотрансформаторов;

5.3.3 Телеуправление коммутационными аппаратами подстанции из ЦУС предусматривается при наличии на ПС АСУ ТП или ПТК ССПИ с функциями автоматизированного управления.

5.3.4 Номенклатура сигналов телеуправления - ТУ, передаваемых на подстанцию ЕНЭС из центров управления электрическими сетями, должна соответствовать приведенной в таблице 1.

#### **5.4 Требования к подготовке телеинформации, участвующей в информационном обмене между подстанциями ЕНЭС, диспетчерскими центрами СО и центрами управления сетями**

Подготовка телеинформации для передачи в центры управления, 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 0,05).

5.4.2 Телеинформация должна содержать метки единого астрономического времени.

5.4.3 Вероятность появления ошибки телеинформации должна соответствовать первой категории систем телемеханики по ГОСТ 26.205-88.

5.4.4 Используемые протоколы передачи телеинформации должны соответствовать протоколам Международной электротехнической комиссии (МЭК) IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 или IEC 60870-6 (TASE.2)/ICCP.

Таблица 1

Номенклатура телеинформации, передаваемой с подстанций ЕНЭС в диспетчерские центры СО (РДУ), ЦУС МЭС и ЦУС РСК

Параметры телеинформации	Объекты передачи телеинформации			Примечание	
	СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК		
<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	+	+	-	
	Ib	+	+	+	
	Ic	+	+	-	
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+	+	+	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+	+	+	
Режимные параметры ЛЭП 35 кВ					
Действующее значение фазного	Ia	-	+ **	+ **	* от отдельных



Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание	
		СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК		
тока	I <sub>b</sub>	+ *	+	+	присоединений - по требованию СО ** для ЛЭП к мощным потребителям с возможностью несимметричных режимов	
	I <sub>c</sub>	-	+ **	+ **		
Активная мощность трехфазной системы	±P	+ *	+	+		
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	+ *	+	+		
<b>Режимные параметры ЛЭП 10 (20) - 6 кВ</b>						
Действующее значение фазного тока	I <sub>b</sub>	-	+*	+		* для отд. присоединений - по требованию ЦУС МЭС ** по ЛЭП к потребителям, отключенным от действия АЧР (САОН)
Активная мощность трехфазной системы	±P	+ **	+*	+		
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	-	+*	+		
<b>Секционные и шиносоединительные выключатели 220 кВ и выше</b>						
Действующее значение фазного тока	I <sub>a</sub>	+	+	-		
	I <sub>b</sub>	+	+	-		
	I <sub>c</sub>	+	+	-		
Активная мощность трехфазной системы	±P	+	+	-		
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	+	+	-		
<b>Секционные и шиносоединительные выключатели 110 кВ</b>						
Действующее значение фазного тока	I <sub>a</sub>	-	+	-		
	I <sub>b</sub>	+	+	-		
	I <sub>c</sub>	-	+	-		
Активная мощность трехфазной системы	±P	+	+	+		
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	+	+	+		
<b>Секционные выключатели и присоединения 35-20-10-6 кВ (кроме ЛЭП)</b>						
Действующее значение фазного тока	I <sub>b</sub>	-	+	+ **	** перечень измерений согласуется с ЦУС	
Активная мощность трехфазной системы	±P	-	+	+ **		
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	-	+	+ **		
<b>Секции шин 750-500-330-220 кВ</b>						
Действующее значение междуфазного напряжения	U <sub>ав</sub>	+	+	-		
	U <sub>вс</sub>	+	+	-		

Параметры телеинформации	Объекты передачи телеинформации			Примечание	
	СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК		
	Uca	+	+	-	
Частота сети	F	+	+	-	
Секции шин 110 кВ					
Действующее значение междуфазного напряжения	Uав	+	+	+	
	Uвс	+	+	+	
	Uса	+	+	+	
Частота сети	F	+ *	+	-	* в точках деления - по требованию СО
Секции шин 35 кВ и ниже					
Действующее значение междуфазного напряжения	Uав	+ *	+	+	* по требованию СО
	Uвс	+ *	+	+	
	Uса	+ *	+	+	
(Авто) трансформаторы со стороны высшего напряжения 220 кВ и выше (по каждой стороне АТ)					
Действующее значение фазного тока	Iб	+	+	+ *	* для сторон 110 кВ и ниже
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+	+	+ *	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+	+	+ *	
Действующее значение тока в общей обмотке	Iоо	+*	+*	-	* При наличии подключенных источников активной или реактивной мощности
Положение анцапф РПН		+	+	-	
(Авто) трансформаторы со стороны высшего напряжения 110 кВ (по каждой стороне)					
Действующее значение фазного тока	Iб	+ *	+	+	* для сторон 35 кВ и ниже – по требованию СО
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	+ *	+	+	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	+ *	+	+	
Действующее значение тока в общей обмотке	Iоо	+**	+**	-	** При наличии подключенных источников активной или реактивной мощности
Положение анцапф РПН		-	+	-	
Трансформаторы со стороны высшего напряжения 35-20-10-6 кВ (по каждой стороне)					

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	
Действующее значение фазного тока	I <sub>б</sub>	-	-	+	
Активная мощность трехфазной системы	±P	-	+	+	
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	-	+	+	
Положение анцапф РПН		-	+	-	
<b>Средства компенсации реактивной мощности 750-500-330-220-110 кВ</b>					
Действующее значение фазного тока	I <sub>б</sub>	+	+	+ **	** для оборудования 110 кВ и ниже
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	+	+	+ **	
<b>Дополнительные телеизмерения</b>					
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
<b>Телесигнализация</b>					
<b>Положение коммутационных аппаратов 750–500–330–220 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	+	+	-	* для отд. присоед. 220 кВ – по треб. СО
Положение разъединителей	ТС	+	+	-	
Положение заземляющих ножей	ТС	+ *	+	-	
Положение отделителей 220 кВ	ТС	+	+	-	
<b>Положение коммутационных аппаратов 110 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	+	+	+	* от отдельных присоединений - по требованию СО
Положение разъединителей	ТС	+	+	+	
Положение заземляющих ножей	ТС	+ *	+	+	
Положение отделителей	ТС	+ *	+	+	
Положение заземляющих ножей в нейтралях трансформаторов 110 кВ	ТС	+	+	+	при оперативном изменении режима заземления нейтрали трансформатора
<b>Положение коммутационных аппаратов 35-20-10-6 кВ</b>					
Положение выключателей	ТС	+ *	+	+	* от отдельных присоединений - по требованию СО
Положение разъединителей	ТС	-	+	+	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	
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	-	+	+ *	* с ПС 110 кВ и ниже
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; - неготовность привода; - недопустимое отклонение плотности элегаза (для элегазовых выключателей)
Срабатывание устройств РЗА (обобщенный сигнал по комплекту основных защит)	АПТС	+	+	-	
Срабатывание устройств РЗА (обобщенный сигнал по комплекту резервных защит)	АПТС	+	+	-	
Работа АПВ выключателей 750-220 кВ	АПТС	+	+	-	
Срабатывание устройств ПА (по каждому устройству)	АПТС	+ *	+	-	* от устройств ПА, находящихся в диспетчерском управлении ДЦ
Неисправность РЗА *	АПТС	+	+	-	*Обобщенный сигнал по защитам одного присоединения для необслуживаемых ПС, обобщенный сигнал по каждому

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	
					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; - неготовность 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 (обобщенный сигнал по комплекту резервных защит)	АПТС	+ *	+	+	
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

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	
					РУ для ПС с круглосуточным дежурством.
Неисправность ПА (обобщенный сигнал)	АПТС	+	+	-	
Недопустимое отклонение температуры верхних слоев масла в АТ/Т	АПТС	-	+	+	
<b>Технологические события по оборудованию 35-20-10-6 кВ</b>					
Срабатывание устройств РЗА и ПА, АВР секционных выключателей (6-10 кВ) - обобщенный сигнал по секции	АПТС	-	+	+	
Неисправность РЗА, ПА (обобщенный сигнал)	АПТС	-	+	+	
<b>Телесигнализация по щиту собственных нужд (ЩСН) и оборудования постоянного тока (ОПТ)</b>					
Отсутствие напряжения 0,4 кВ (неисправность в ЩСН) – обобщенный сигнал	АПТС	-	+	+	
Неисправность в системе ОПТ (обобщенный сигнал)	АПТС	-	+	+	
<b>Телесигнализация по подстанции в целом</b>					
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 сигнал)	АПТС	-	+	+ **	
Центральная сигнализация ПС- неисправность на ПС	АПТС	+ *	+	+ **	
Центральная сигнализация ПС- авария на ПС	АПТС	+ *	+	+ **	
Неисправность в системе ТМ (обобщенный сигнал)	АПТС	+ *	+	+ **	
<b>Телеуправление</b>					
<b>Управление коммутационными аппаратами 220 – 750 кВ</b>					
Команды управления выключателями (ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	
Команды управления разъединителями (ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	
Команды управления заземляющими ножами (ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	
<i>Управление коммутационными аппаратами 110, 35 кВ</i>					
Команды управления выключателями (ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	
Команды управления разъединителями РУ 110 кВ (ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	
Команды управления заземляющими ножами РУ 110 кВ (ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	
Команды управления разъединителями АТ/Т 35, 110 кВ (ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	
Команды управления заземляющими ножами АТ/Т 35, 110 кВ (ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	
<i>Управление выключателями 20, 10, 6 кВ</i>					
Команды управления выключателями(ВКЛ/ОТКЛ)	ТУ	-	+	-	
<i>Управление устройствами систем компенсации реактивной мощности - СКРМ</i>					
Команды управления реакторами на концах ВЛ	ТУ	-	+	-	Совместно с управлением выключателями ВЛ
Команды управления управляемыми шунтирующими реакторами (УШР)	ТУ	-	+	-	
Команды управления батареями статических конденсаторов (БСК)	ТУ	-	+	-	
Команды управления синхронными компенсаторами (СК)	ТУ	-	+	-	

Параметры телеинформации		Объекты передачи телеинформации			Примечание
		СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	
Команды управления статическими тиристорными компенсаторами (СТК)	ТУ	-	+	-	
<i>Управление устройствами РПН трансформаторного оборудования</i>					
Команды управления положением анцапф устройств РПН	ТУ	-	+	-	



Таблица 2

## Перечень дополнительных сигналов АПТС

Параметры телеинформации	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
Телеинформация по данным устройств с функцией ОМП				
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 согласуется с ЦУС,

Параметры телеинформации	СО (РДУ)	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Примечание
(обобщенный сигнал)				СО (по требованию СО – для отдельных ВЛ 110 кВ и выше; ЦУС РСК - для ВЛ 110 кВ и ниже)
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	-	+	-	

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

В качестве примеров, иллюстрирующих применение табл. 1, 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 220/110/35/6 кВ «Савино». В столбце «Примечание» приведены объемы телеинформации, которые передавались бы в диспетчерский центр в соответствии с действующей нормативно-технической документацией (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, ТУ) получены в следующих предположениях:

1) оценивались максимальные объемы телеинформации, т.е. предполагается, что существует техническая возможность и целесообразность передачи отмеченных в табл. 1 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 табл. 5.1 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, ТУ 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;
- обходные выключатели 220 и 110 кВ;
- СВ 220, 35, 10 кВ;
- ШСВ 110 кВ;
- 6 ТСН 10/0,4 кВ.

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
Действующее значение фазного тока	I <sub>a</sub>	6	6	-	
	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>b0</sub>	3	3	3	
Действующее значение фазного тока	I <sub>a</sub>	10	10	10	
	I <sub>b</sub>	10	10	10	
	I <sub>c</sub>	10	10	10	
Активная мощность трехфазной системы	±P	10	10	10	10
Реактивная мощность трехфазной системы	±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	±P	-	3	3	
Реактивная мощность трехфазной системы	±Q	-	3	3	

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

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соотв. с РУ по выбору объемов информации 1991г.
Частота сети	F	2	-	-	-
Действующее значение напряжения ОСШ	U <sub>бо</sub>	1	1	1	1
<b>Секции шин 35 и 10 кВ</b>					
Действующее значение линейное напряжения	U <sub>ав</sub>	-	4	4	
	U <sub>вс</sub>	-	4	4	
	U <sub>са</sub>	-	4	4	
<b>(Авто) трансформаторы 220-110 кВ (по каждой обмотке)</b>					
Действующее значение фазного тока	I <sub>б</sub>	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	U <sub>аб</sub>	-	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	
<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>					

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соотв. с РУ по выбору объемов информации 1991г.
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 (обобщенный сигнал)	АПТС	1	1	-	
Итого ТС по подстанции		294	532	366	24
<b>Телеуправление</b>					
<i>Управление выключателями 220 кВ</i>					
Команды управления выключателями	ОТКЛ	-	18	-	

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соотв. с РУ по выбору объемов информации 1991г.
<i>Управление выключателями 110 кВ</i>					
Команды управления выключателями	ОТКЛ	-	30	-	
<i>Управление выключателями 35 кВ</i>					
Команды управления выключателями	ОТКЛ	-	-	-	
<i>Управление выключателями 10 кВ</i>					
Команды управления выключателями	ВКЛ/ ОТКЛ	-	16	-	
Итого ТУ по ПС		-	64	-	

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

### Краткая характеристика ПС:

ВЛ 220 кВ -2;

ВЛ 110 кВ -4;

АТ 220/110/35 типа АТДТНГУ-60000/220 с устройством РПН -  
2(стор.220 кВ);

ЛТДН 40000/10 (ВД) устройством РПН -2 (относится к АТ 220);

Заходы 110 кВ АТ - 2;

Обходной и секционный выключатели 110 кВ;

ВЛ 35 кВ – 2;

Трансформатор 35/6 ТМ6300 – 1;

КРУ 6 кВ (4 секции шин; секционные выключатели -2; вводы -5;  
фидеры - 34, ТСН – 2 без выключателей).



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	$\pm P$	2	2	-	2
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	2	2	-	2
Частота сети	F	2	-	-	1
Основные режимные параметры ЛЭП 110 кВ и обходного выключателя					
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
Основные режимные параметры ЛЭП 35 кВ					
Действующее значение фазного тока	Ib	-	2	2	-
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	2	2	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	2	2	
Основные режимные параметры присоединений 6 кВ					
Действующее значение фазного тока	Ib	-	34	34	-
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	34	34	
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	34	34	
Секционные и шиносоединительные выключатели 110 кВ					
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	
Секционные выключатели ,ТСН и выключатели 6 кВ					
Действующее значение фазного тока	Ib	-	-	2	-
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	-	2	

Параметры телеинформации	РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соответствии с РУ по выбору объемов информации (1991г.)
системы				
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	-	2
Секции шин 110 кВ (1,2,обх)				
Действующее значение линейного напряжения	U <sub>ав</sub>	2	2	2
	U <sub>вс</sub>	2	2	2
	U <sub>са</sub>	2	2	2
Действующее значение фазного напряжения обх. СШ	U <sub>во</sub>	1	1	1
Частота сети	F	2	-	-
Секции шин 35 кВ и ниже				
Действующее значение линейное напряжения	U <sub>ав</sub>	-	5	5
	U <sub>вс</sub>	-	5	5
	U <sub>са</sub>	-	5	5
2 автотрансформатора 220В/110/6 кВ (по каждой обмотке)				
Действующее значение фазового тока	I <sub>б</sub>	6	6	4
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	6	6	4
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	6	6	4
Трансформатор 35 кВ (по каждой обмотке)				
Действующее значение фазового тока	I <sub>б</sub>	-	2	2
Активная мощность трехфазной системы	$\pm P$	-	2	2
Реактивная мощность трехфазной системы	$\pm Q$	-	2	2
Дополнительные телеизмерения				
Напряжение на секциях ЩПТ =220В	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
<i>Телесигнализация</i>				
Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 220 кВ				
Положение выключателей	ТС	2	2	-
Положение разъединителей	ТС	8	8	-
Положение заземляющих ножей	ТС	14	14	-
Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 110 кВ				
Положение выключателей	ТС	8	8	8
Положение разъединителей	ТС	25	25	25
Положение заземляющих ножей	ТС	37	37	37
Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 35 кВ				
Положение выключателей	ТС	1	1	1

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соответствии с РУ по выбору объемов информации (1991г.)
Положение разъединителей	ТС	-	3	3	-
Положение заземляющих ножей	ТС	-	4	4	
Телесигнализация положения коммутационных аппаратов 6 кВ					
Положение выключателей	ТС	-	41	41	-
Положение разъединителей	ТС	-	45	45	-
Положение заземляющих ножей	ТС	-	44	44	-
Телесигнализация положения коммутационных аппаратов по оборудованию постоянного тока (ОПТ) и щиту собственных нужд (ЩСН)					
Положение вводных выключателей ОПТ	ТС	-	4	-	-
Положение вводных выключателей ЩСН	ТС	-	2	-	
Положение секционных выключателей ЩСН	ТС	-	1	-	
Телесигнализация технологических событий по оборудованию 220-110 кВ					
Неисправность (неготовность) выключателя	АПТС	10	10	10	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	-	-

Параметры телеинформации		РДУ	ЦУС МЭС	ЦУС РСК	Объем информации в соответствии с РУ по выбору объемов информации (1991г.)
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
<b>Телеуправление</b>					
<b>Управление выключателями 220 кВ</b>					
Команды управления выключателями	ОТКЛ	-	2	-	
<b>Управление выключателями 110 кВ</b>					
Команды управления выключателями	ОТКЛ	-	8	-	
<b>Управление выключателями 35 кВ</b>					
Команды управления выключателями	ВКЛ/ ОТКЛ	-	2	-	
<b>Управление выключателями 6 кВ</b>					
Команды управления выключателями	ВКЛ/ ОТКЛ	-	41	-	
<b>Итого ТУ по ПС</b>		-	53	-	