Министерство энергетики и электрификации СССР
НПО "ЭНЕРГОПРОЕКТ"
Ордена Октябрьской Революции
Всесоюзный Государственный проектно-изыскательский и
научно-исследовательский институт энергетических
систем и электрических сетей
"ЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ"

РУКОВОДЯЩИЕ УКАЗАНИЯ ПО ВЫБОРУ ОБЪЕМОВ ИНФОРМАЦИИ, ПРОЕКТИРОВАНИЮ СИСТЕМ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

ВНЕСТАДИЙНАЯ РАБОТА

№ 13661тм-т1

Главный инженер
института "Энергосетьпроект" — В.С.Лященко

Начальник САТИ — И.В.Гостев

Начальник ПТОСС — А.С.Докторов

Главный инженер
проекта — Г.И.Шавров

Москва, 1991

gost.e-ecolog.ru

АННОТАЦИЯ

В настоящей работе предложена новая редакция "Руководящих указаний по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах", утвержденных НТС Минэнерго протоколом № 16 от 31.01.80.

В работе учтены замечания и предложения энергосистем, энергообъединений, ЦДУ ЕЭС СССР, ВНИИЭ, отделений института "Энергосетьпроект" и др.

Работа выполнялась по договору № 194-90 от 13.04.90 с ЦДУ ЕЭС СССР.

В работе принимали участие:

от института "Энергосетьпроект" – Анисимова Е.И., Арбузов А.Ф., Беззуб А.В., Борисов В.С., Бочков Б.С., Кучков Б.А., Лагров Г.И.;

от института "Сельэнергопроект" – Чирк[illegible] Г.С.

СОДЕРЖАНИЕ

Стр.

I. Общие положения..... 4

2. Основные положения по организации сбора и передачи информации..... I3

2.I. Автоматизированные системы диспетчерского управления..... I3

2.2. Автоматизированные системы учета, контроля и управления производством, потреблением и сбытом энергии..... I9

2.3. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности..... 23

2.4. Системы связи..... 3I

3. ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ (ТЭО), диспетчерские пункты ЕЭС СССР и ОЭС..... 35

4. Производственные объединения энергетики и электрификации (ПЭО, РОУ), центральные диспетчерские пункты энергосистем..... 44

5. Предприятия электрических сетей и их диспетчерские пункты..... 5I

6. Районы электрических сетей и их диспетчерские пункты 60

7. Участки электрических сетей и их диспетчерские пункты 65

8. Предприятия и районы городских электрических сетей и их диспетчерские пункты..... 67

9. Предприятия и районы городских тепловых сетей и их диспетчерские пункты..... 7I

I0. Электрические станции..... 75

II. Электрические подстанции..... 84

I2. Линии электропередачи..... 93

Приложение. Используемые термины и определения..... 95

I386Iгм-тI

УТВЕРЖДЕНЫ

Научно-техническим советом
Минэнерго СССР
(протокол от II.07.9Iг. № 35)

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие Руководящие указания (РУ) содержат основные указания и рекомендации по определению объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации для функционирования подсистемы управления производством, преобразованием и распределением электрической энергии и тепла в интегрированной отраслевой автоматизированной системе управления Минэнерго СССР (ИОАСУ "Энергия").

I.2. Действие РУ распространяется на вновь сооружаемые, расширяемые, реконструируемые и технически перевооружаемые энергетические предприятия и объекты: электростанции, подстанции, линии электропередачи, диспетчерские управления и их диспетчерские пункты, территориальные энергетические объединения, производственные объединения энергетики и электрификации, производственные энергетические объединения, районные энергетические управления и центральные диспетчерские пункты энергосистем, предприятия, районы, участки электрических и тепловых сетей и их диспетчерские пункты, центральные производственно-ремонтные предприятия.

I.3. РУ являются нормативно-техническим документом, на основании которого выдаются задания и осуществляется проектирование и разработка технических средств и систем сбора и передачи информации в энергетических системах и объединениях, ведется приемка в эксплуатацию вновь сооружаемых, расширяемых, реконструируемых и технически перевооружаемых энергетических предприятий и объектов (далее для упрощения указываются: вновь сооружаемые и реконструируемые энергообъекты).

I.4. Принятые в РУ термины и определения приведены в приложении.

I.5. РУ составлены исходя из организационно-технологических структур производственно-хозяйственного и диспетчерского управления энергетическими системами, приведенных на рис.I и 2, и общей структуры ИОАСУ "Энергия", в которой выделяются следующие системы управления:

– автоматизированные системы организационно-экономического управления (АСУ ОЭ) и комплексные организационно-технологические автоматизированные системы управления (ОТ АСУ);

– автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ);

– автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП);

– автоматизированные системы управления подрядным энергетическим строительством, производством и реализацией промышленной продукции (АСУС).

Примечание. В настоящих РУ не рассматриваются вопросы определения объемов информации, проектирования специальных систем сбора и передачи информации для АСУ ОЭ и АСУС, кроме общих указаний на необходимость или возможность комплексных решений при формировании интегрированных сетей связи и передачи информации для ИОАСУ "Энергия".

I.6. В энергетических системах и объединениях создаются и непрерывно функционируют интегрированные системы сбора и передачи информации (ССПИ), предназначенные для:

– организационно-экономического и производственно-хозяйственного управления, ремонтно-эксплуатационного обслуживания энергетических объектов;

– автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем учета, контроля и управления производством, потреблением и сбытом энергии (АСКУЭ);

– систем автоматического регулирования частоты и активной мощности;

– систем противоаварийной автоматики;

– АСУ ТП энергетических объектов.

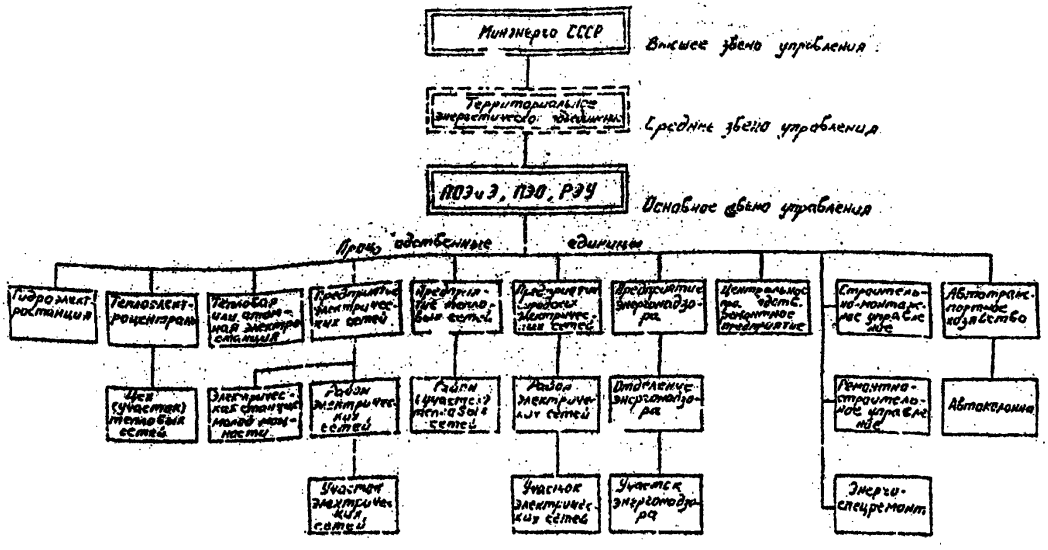

Рис.I. Примерная структура производственно-хозяйственного управления энергетической системой.

Примечания: I. Уровни управления приняты согласно Генеральной схеме управления отраслью, утвержденной Минэнерго СССР.

2. Состав производственных подразделений, находящихся в производственно-хозяйственном управлении ПОЭиЭ, ПЭО, РЭУ, уточняется в зависимости от конкретных условий.

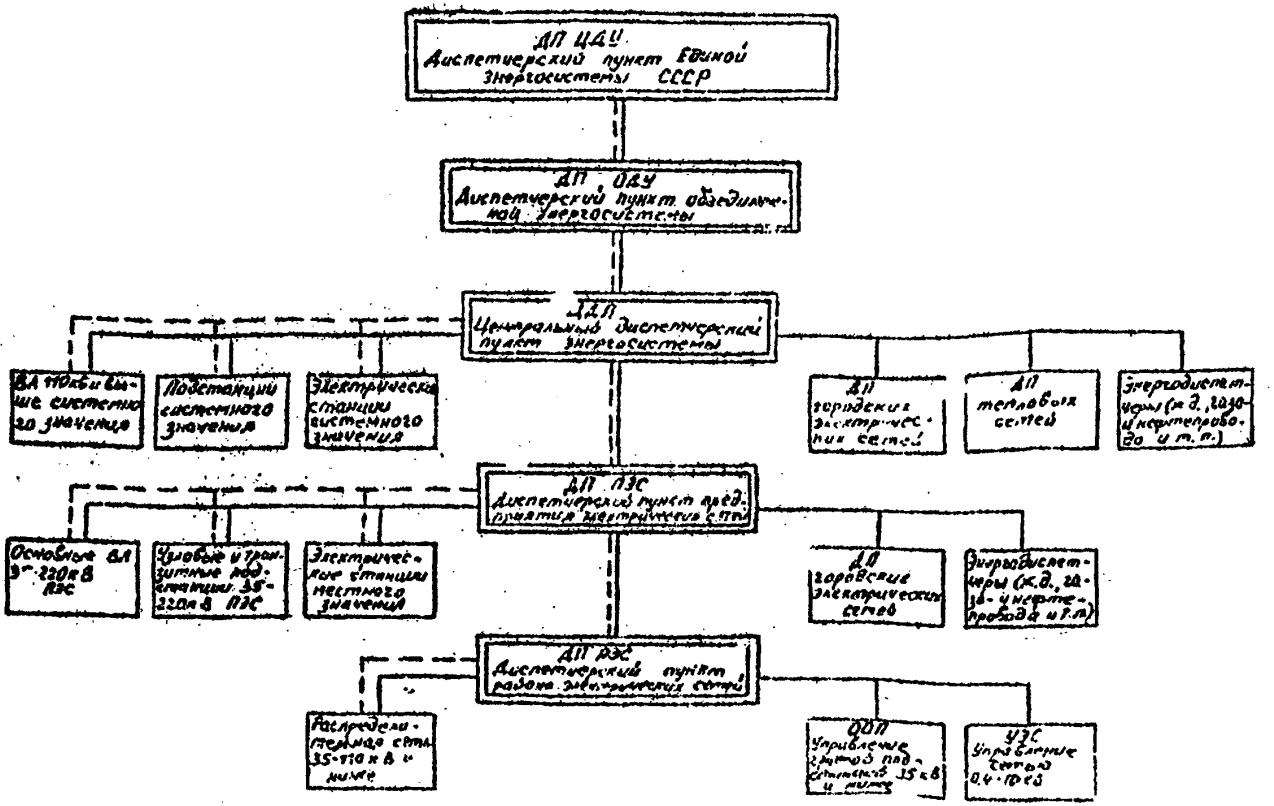

Рис.2. Примерная структурная схема диспетчерского управления энергетической системой.

Примечания: 1. ——— - непосредственное оперативное управление, - - - - - оперативное ведение.

2. Состав энергетических объектов, находящихся в непосредственном оперативном управлении и оперативном ведении диспетчерских пунктов, уточняется в зависимости от конкретных условий.

3. В целях повышения надежности и оперативности диспетчерского управления может предусматриваться непосредственное оперативное управление с ДП ОДУ наиболее важными энергетическими объектами через оперативный персонал этих объектов.

При проектировании новых и развитии действующих ССПИ следует предусматривать, как правило, комплексное формирование потоков информации и передачи отдельных видов информации в соответствии с установленными приоритетами, удовлетворяющими различных пользователей.

Виды используемой информации в энергетических системах и объединениях приведены в табл.I.

I.7. ССПИ создаются на основе требований "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правил устройства электроустановок" и настоящих РУ, исходя из намечаемых на рассматриваемый период задач и функций управления, уровня развития технических средств сбора, передачи и обработки информации, комплексов технических средств АСДУ и АСУ ТП энергообъектов.

I.8. В состав технических средств ССПИ энергетических систем и объединений входят:

- измерительные преобразователи электрических и неэлектрических величин;
- сигнальные и исполнительные устройства;
- центральные приемо-передающие станции (ЦППС) на базе микроЭВМ для приема и передачи телеинформации;
- комплексные системы телемеханики на базе микроЭВМ, обеспечивающие сбор, передачу и обработку информации;
- аппаратура и устройства передачи алфавитно-цифровой информации, печатных текстов, изображений и т.п.;
- устройства связи для проведения оперативных совещаний;
- аппаратуре каналов связи различного назначения, включая модемы;

I.9. Определение объемов информации для АСДУ и выбор технических средств сбора и передачи информации производятся в соответствии с требованиями режимных и оперативных задач, решаемых на соответствующем уровне диспетчерского управления. При поэтапном вводе ССПИ в энергосистема, выбор оптимального объема и состава телеизмерений для решения задач АСДУ на каждом этапе с учетом перспективы, рекомендуется выполнять с применением специальных программ для расчета на ЭВМ.

I.I0. Проектирование и внедрение ССПИ должно осуществляться на основе определения объемов и потоков информации для данного уровня управления и выполнения требований по обмену информацией с другими уровнями управления и объектами.

Для вновь сооружаемых и реконструируемых энергетических объектов технические решения по обмену информацией должны приниматься с учетом действующих ССПИ.

Проектируемый состав технических средств ССПИ должен обеспечивать возможность развития системы управления данного уровня на перспективу согласно руководящим указаниям и нормативам по проектированию развития энергосистем.

I.II. Технические средства сбора и передачи телеинформации для объектов без постоянного оперативного персонала должны выбираться с учетом требования оперативного обслуживания и оснащенности объекта устройствами противоаварийной, режимной и технологической автоматики.

I.I2. Оснащение диспетчерских пунктов и узлов средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ) энергообъектов диспетчерским оборудованием, контрольно-измерительной и испытательной аппаратурой, оборудованием электропитания, средствами часофикации, радиофикации, связи и т.п. должно предусматриваться в соответствии с "Руководящими указаниями по проектированию диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем", "Руководящими указаниями по проектированию электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления в энергосистемах" и настоящими РУ.

I.I3. Объемы информации энергетических объектов, обеспечиваемых централизованным электроснабжением и обслуживаемых абонентами, предусматривается на основе "Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей", "Правил устройства электроустановок" и настоящих РУ. Состав средств диспетчерского и технологического управления, выбираемых для указанных объектов, и реализация технических решений должны согласовываться при конкретном проектировании с учетом директивных решений Минэнерго СССР об использовании аппаратуры связи и передачи информации в энергосистемах.

Таблица 1

Виды используемой информации в энергетических системах и объединениях

Область использования информации	Виды информации и способ передачи	Уровни приоритета передачи информации	Время передачи (обновления) секунды	Готовность системы передачи, не менее
1	2	3	4	5
1. Организационно-экономическое и производственно-хозяйственное управление, ремонтно-эксплуатационное обслуживание энергетических объектов.	Планово-экономическая, производственно-хозяйственная информация-ПТТС, СС.	-	-	-
	Алфавитно-цифровая информация (тексты и данные)-ТТ,АТ,ПД по ХСПД.	-	-	-
	Телефакс - ФС.	-	-	-
2. Автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ). В их составе:				
2.1. Оперативно-диспетчерский контроль и управление;	Телеинформация контроля и управления - ТИ,ТС, АПТС. ТУ.	II	ДО 5....10	0,99

Продолжение табл.I.

I	2	3	4	5
	Алфавитно-цифровая информация (данные) - ПД по КСПД.	-	-	-
	То же - ПД по НКТЧ.	IУ	До 30	-
	-"- ПД по НКТЧ.	У	Более 30	-
	Оперативно-диспетчерская и технологическая информация ДТС, ПТТС, СС.	-	-	-
	Телефакс - ФС.	-	-	-
2.2. Автоматизированная система учета, контроля и управления производством, потреблением и сбытом энергии;	Телеизмерения интегральные активной и реактивной электроэнергии ТИИ.	УI	ДО I5....30мин	0,98
2.3. Система автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ).	Телеинформация о состоянии САРЧМ и энергообъектов, охватываемых системой регулирования - ТИ, ТС.	I	0,5....I	0,997
	Управляющая информация САРЧМ ТР, ТУ.	П	0,5....I	0,99

Примечания: 1. Уровни приоритета передачи и использования информации применяются при разработке и проектировании многофункциональных комплексных систем сбора и передачи информации и могут уточняться в технических условиях на эти системы.

2. Указана рекомендуемая готовность системы передачи информации, включая устройства телемеханики и канал связи. Готовность определяется как отношение времени безотказной работы к общему времени продолжительной эксплуатации системы передачи с учетом перерывов в работе вследствие неисправностей и по другим причинам.

3. Сокращения: ДПС – диспетчерская телефонная связь;
ПТТС – производственно-технологическая телефонная связь; СС – связь совещаний; АТ – абонентский телеграф; ТГ – телетайп; ФС – факсимильная связь; ПД по КСПД – передача данных по коммутируемой сети передачи данных; ПД по НКТЧ – передача данных по некоммутируемым каналам тональной частоты.

4. Время передачи информации и приоритеты указаны в таблице в общем виде. Эти параметры конкретизированы в п.2.10, таблице 2, таблице 10.

5. Телеинформация для АСДУ может быть использована в качестве дежурной в системах ПА, а также в системе АРЧМ.

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ОРГАНИЗАЦИИ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ИНФОРМАЦИИ

2.I. Автоматизированные системы диспетчерского управления

2.I.I. Автоматизированная система диспетчерского управления ЕЭС СССР является интегрированной многоуровневой системой управления технологическими процессами, обеспечивающей:

– долгосрочное и краткосрочное планирование режимов работы ЕЭС в целом и входящих в нее энергообъединений и энергосистем;

– оперативно-диспетчерское управление;

– автоматическое управление нормальными и аварийными режимами, осуществляемое через соответствующие системы и устройства автоматического регулирования и противоаварийного управления.

2.I.2. В предприятиях и районах электрических и тепловых сетей для осуществления задач и функций оперативно-диспетчерского управления, сбора и передачи на верхний уровень управления оперативной, производственно-технической и организационно-экономической информации, приема информации с верхнего уровня управления, автоматизации и телемеханизации объектов сетей предусматриваются комплексы технических средств АСДУ на соответствующих диспетчерских пунктах.

2.I.3. В создаваемых на электростанциях и подстанциях автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУ ТП) в соответствии с оперативно-диспетчерской подчиненностью энергообъектов, должны учитываться требования АСДУ и ССПИ соответствующих уровней управления.

2.I.4. Объемы информации для АСДУ ЕЭС, ОЭС и ЭС определяются с учетом использования для:

– оперативно-диспетчерского контроля и управления режимом;

– автоматического регулирования частоты, мощности и напряжения;

– автоматического противоаварийного управления (в части дозаварийной информации);

- автоматизированной системы учета, контроля и управления производством, потреблением и сбытом энергии;
- выполнения расчетов плановых режимов и оперативной их коррекции;
- составления оперативно-диспетчерской отчетности;
- формирования информационного банка данных о ЕЭС, ОЭС и ЭС;
- передачи информации с нижестоящих на вышестоящие уровни АСДУ и обратно, а также обмена информацией с другими объектами;
- выполнения задач производственно-хозяйственного и организационно-экономического управления.

2.I.5. Объем телеизмерений следует предусматривать исходя из принятой на конкретный период развития эквивалентированной расчетной схемы узлов энергосистемы (ОЭС, ЕЭС). При этом следует учитывать возможность определения части недостающей информации путем вычислений по программам оценивания состояния энергосистемы (ОЭС, ЕЭС), выполняемых на основе реальных телеизмерений, псевдотелеизмерений (данных), дорассчитываемых параметров и пр.

2.I.6. Алфавитно-цифровая информация (данные) для АСДУ ЕЭС, ОЭС и ЭС в основном должна содержать:
- исходные данные для расчетов долгосрочного и краткосрочного планирования режимов, производства ремонтов энергетического оборудования, оптимизации и коррекции режимов работы с помощью ЭВМ;
- информацию по ведению суточного режима;
- информацию по организации производства текущих ремонтов оборудования по заявкам;
- данные производственно-статистической отчетности.

Исходная информация, как правило, содержит:
- состав и характеристики оборудования на расчетные сутки;
- сведения по выполнению плана отпуска энергии;
- заявки на отключение и вывод в ремонт оборудования;
- сведения по топливу и гидроресурсам;
- прогнозы погоды и другие сведения.

Для АСДУ нижестоящего уровня исходной является также управляющая информация, передаваемая из АСДУ вышестоящего уровня;

- графики суммарной генерируемой мощности электростанций;
- графики межсистемных перетоков мощности;
- графики уровней напряжения в расчетных узлах;
- рекомендуемый состав агрегатов, резерв на электростанциях и другие данные.

Периодичность передачи, объемы и состав алфавитно-цифровой информации устанавливаются действующими инструкциями.

Передачи алфавитно-цифровой информации осуществляются с помощью межуровневых машинных обменов, средств передачи данных, телетайпов и по телефону.

2.I.7. В связи с выбором объемов информации для АСДУ и размещением технических средств сбора и передачи информации в энергосистемах, ОЭС и ЕЭС необходимо учитывать:

- существующий объем информации;
- уровень внедрения программ информационно-математического оценивания состояния (ИМОС), используемых в АСДУ ЕЭС, ОЭС и ЭС;
- наличие или отсутствие в ИМОС и ССПИ достаточных информационных резервов для обеспечения высокой достоверности телеизмерений, псевдотелеизмерений и дорассчитываемых параметров по всем основным узлам и частям электрической схемы энергосистемы (ОЭС, ЕЭС);
- размещение технических средств сбора, передачи и обработки информации, их эксплуатационные характеристики, режимы работы и т.п.;
- имеющиеся перспективные проработки развития ССПИ и реализуемые проекты, в том числе по АСУ ТП энергообъектов, АСКУЭ, САРЧМ, САРН, ПА.

Технические средства ССПИ для АСДУ ЕЭС, ОЭС и ЭС должны проектироваться так, чтобы информационный резерв составлял 25.....50% от всего объема телеизмерений и равномерно размещался по узлам и частям электрической схемы (величина резерва и его размещение уточняются по мере ввода в эксплуатацию аппаратуры телеизмерения и каналов связи), а также с учетом перерывов в ра-

боте аппаратуры и оборудования из-за вывода в ремонт, повреждений и пр.). Основу ССПИ для верхних уровней диспетчерского управления должны составлять центральные диспо-передающие станции (ЦПДС) на базе микро ЭВМ и программируемых канальных адаптеров.

2.I.8. При проектировании ССПИ, а также в процессе эксплуатации в зависимости от возможностей применяемых технических средств следует осуществлять адаптивные методы формирования потоков телеинформации и данных и вести передачи по приоритетам, указанным в табл.I.

2.I.9. Иерархическая структура интегрированных ССПИ для АСДУ ЕЭС, ОЭС и ЭС формируется путем осуществления межуровневого межмашинного обмена (ММО) информацией, в составе которой передаются телеинформация, псевдотелеизмерения, дорассчитываемые параметры и характеристики режима работы, оперативная алфавитно-цифровая информация по контролю и управлению технологическими процессами в реальном времени и др.

Между энергообъектами, оснащенными АСУ ТП, и диспетчерскими пунктами, оснащенными комплексами технических средств АСДУ, передача телеинформации и оперативных данных, необходимых для осуществления задач АСДУ в реальном времени, должна предусматриваться, как правило, в режиме ММО.

2.I.IO. Проектирование ССПИ для АСДУ рекомендуется осуществлять исходя из следующих принципов:

– с объектов непосредственного оперативного управления телеинформация, как правило, передается на соответствующий уровень управления;

– с объектов оперативного управления и ведения телеинформация может передаваться одновременно в несколько направлений с использованием одного передающего информационно-управляющего комплекса (устройства ТМ);

– передача телеинформации с объектов непосредственного оперативного управления верхних уровней диспетчерского управления (ЦДП, ОДУ, ПДУ) предусматривается по двум независимым каналам; в качестве одного из них может использоваться ретрансляция всей или наиболее важной телеинформации через другие диспетчерские пункты и/или энергообъекты;

– при соответствующем обосновании на диспетчерских пунктах должен предусматриваться обмен информацией со смежными диспетчерскими пунктами того же уровня диспетчерского управления;

– для ретрансляции телеинформации с нижестоящего ДП на вышестоящий ДП, а также в обратном направлении и между ДП одного уровня (когда это необходимо и целесообразно по технико-экономическим соображениям) должны применяться информационно-управляющие комплексы (на базе микроЭВМ) с резервом емкости на развитие;

– ретрансляция телеинформации может быть многоступенчатой; для обеспечения требуемой высокой надежности в трактах передачи рекомендуется предусматривать не более трех пунктов ретрансляции;

– время обновления телеинформации на ДП ЦДУ ЕЭС, ДП ОДУ(ТЭО) и ЦДП ЭС (при прямой передаче и в схемах с ретрансляцией), используемой для АСДУ, должно быть (см.также табл.I):

– до 5 с – для выполнения в реальном масштабе времени задач и функций оперативно-диспетчерского контроля и управления (ввод телеинформации непосредственно на устройства отображения индивидуального и коллективного пользования, регистрации, ввод телеинформации в устройства автоматического регулирования нормального режима, устройства противоаварийной автоматики и т.п.). В указанном временном диапазоне могут осуществляться приоритетные передачи за время 0,5...I,I....3, 3....5с за счет ускоренных подциклов в общем цикле передачи информации;

– до 30 с – для передачи телеизмерений, псевдотелеизмерений и других оперативных данных, используемых при решении оперативно-диспетчерских задач по управлению плановыми режимами и т.п.;

– более 30 с – для составления оперативно-диспетчерской отчетности, формирования банков данных, информационного обеспечения организационно-технологических АСУ и т.п.;

– до I5.....30 минут – для АСКУЭ;

– оперативная телеинформация для АСДУ ЦЭС и АСДУ РЭС должна передаваться, как правило, за время не более I0с. При необходимости может быть предусмотрена спородическая передача телеизмерений, а также приоритетная передача информационных и управляющих сигналов работы автоматических устройств в распределительных сетях;

– для передачи алфавитно-цифровой информации, необходимой для выполнения задач производственно-хозяйственного и организационно-экономического управления, должны использоваться сети передачи данных;

– на энергообъектах и диспетчерских пунктах должны быть системы гарантированного электропитания информационно-управляющих комплексов, устройств ТМ и связи.

2.I.II. Структуры ССПИ для АСДУ должны быть организованы таким образом, чтобы телеинформация о режиме работы наиболее важных объектов и межсистемных связей сохранялась в случае вывода в ремонт или выхода из строя отдельных элементов ССПИ. Выбор способов получения телеинформации в этих случаях определяется при конкретном проектировании, а также в процессе эксплуатации с учетом динамики развития технических средств ССПИ, обеспеченности информацией, размещения информационных резервов по узлам и частям электрической схемы, надежности функционирования программы ИМСС и др.

Для ВЛ 330 кВ и выше, а также для наиболее важных транзитных ВЛ 220кВ следует выполнять телеизмерения перетоков активной и реактивной мощности с обоих концов ВЛ.

На энергетических объектах, с которых передается телеинформация для АСДУ, должны предусматриваться телеизмерения перетоков активной и реактивной мощности:

– на обходных выключателях;

– на (авто) трансформаторах электростанций и подстанций (с учетом ПУЭ).

При аварийном отключении межсистемных линий электропередачи, а также при выводе их в ремонт должно обеспечиваться нулевое показание телеизмерений перетоков активной и реактивной мощности.

2.I.I2. Классы точности измерительных преобразователей (ИП), устройств телеизмерения, показывающих аналоговых приборов должны быть:

а) ИП активной мощности на энергетическом оборудовании при больших единичных мощностях (энергоблоки мощностью 300 МВт и более, автотрансформаторы связи трехфазной мощностью 800 МВ.А и более, линии электропередачи напряжением 500 кВ и выше) – 0,5 – 0,2 и выше;

б) ИП переменного тока, напряжения, активной мощности (кроме оборудования, указанного в п.а) и реактивной мощности - 0,5 - I,0;

в) ИП частоты - 0,2 - 0,I и выше;

д) ИП электрической энергии - 0,5 - 0,2 и выше (с учетом ПУЭ);

г) ИП уровней бьефов гидроэлектростанций - I,0;

е) устройства телеизмерения (по ГОСТ 26.205-83) - I,0 - 0,6 и выше;

ж) показывающие аналоговые приборы - I,0 - 0,5 и выше (с учетом ПУЭ).

На ВЛ 330кВ и выше, на которых возможна неравномерная нагрузка фаз должны применяться при соответствующем обосновании преобразователи мощности трехфазные, трехэлементные.

Измерительные преобразователи, комплексы и устройства телемеханики, показывающие приборы должны устанавливаться и эксплуатироваться в соответствии с рекомендациями заводов-изготовителей и подвергаться контрольно-измерительным испытаниям в установленные сроки.

2.I.I3. Вероятностные характеристики при передаче информации с помощью телеинформационно-управляющих комплексов (устройств ТМ) должны соответствовать ГОСТ 26.205-83.

2.2. Автоматизированные системы учета, контроля и управления производством, потреблением и сбытом энергии.

2.2.I. Автоматизированная система учета, контроля и управления производством, потреблением и сбытом энергии в энергосистеме (АСКУЭ) является многоуровневой иерархической системой управления, охватывающей :

- промышленные и приравненные к ним предприятия;
- подстанции II0 кВ и выше;
- электростанции;
- районы электрических сетей (РЭС);
- предприятия электрических сетей (ПЭС) с подразделениями "Энергонадзора";
- центральный диспетчерский пункт энергосистемы и предприятия "Энергонадзор".

Структура АСКУЭ в энергосистеме представлена на рис.3.

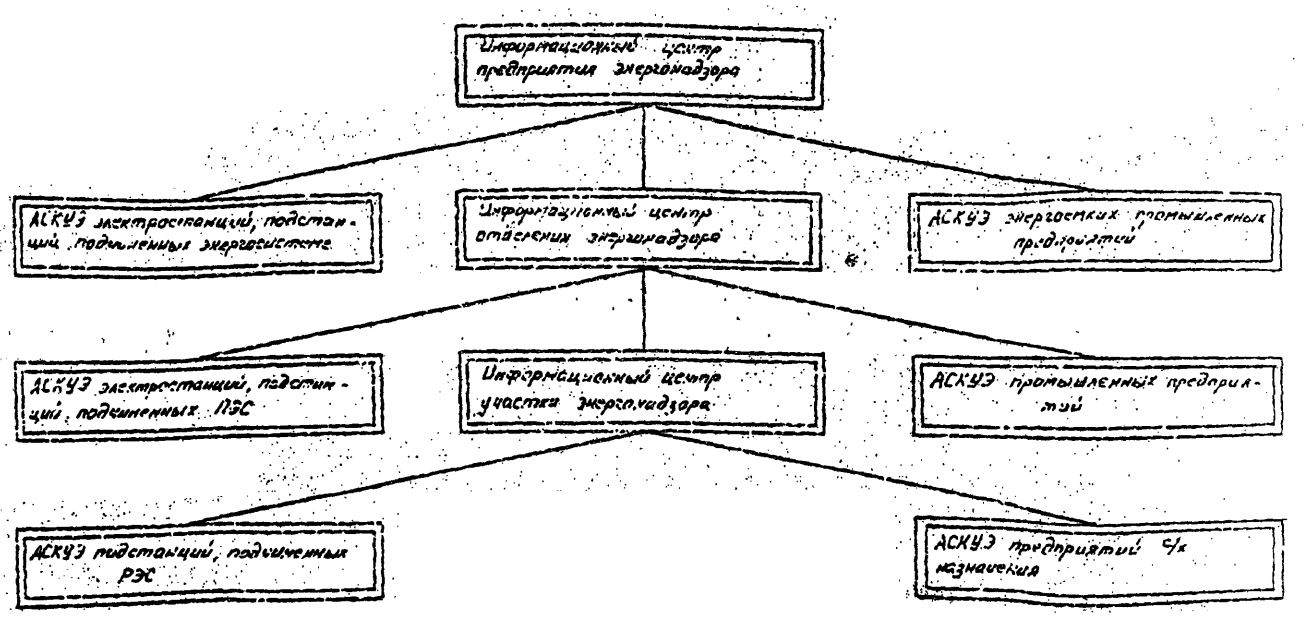

Рис.3. Структура АСКУЭ в энергетической системе

2.2.2. АСКУЭ должны создаваться в энергосистемах для автоматизации расчетного и технического учета, контроля электропотребления по энергии и максимальной мощности, управления (в случае необходимости) нагрузкой и для проведения коммерческих расчетов с потребителями.

2.2.3. Создание АСКУЭ в энергосистеме должно обеспечивать автоматизацию выполнения следующих основных функций и задач:

- оперативного, в реальном времени, контроля максимальной мощности в часы утреннего и вечернего максимумов и ежесуточного контроля баланса электроэнергии по отдельным узлам, РЭС, ПЭС и энергосистеме в целом;

- оперативного, в реальном времени, контроля режимов электропотребления по энергии и максимальной мощности крупных промышленных потребителей;

- оперативного контроля за соблюдением лимитов (договоров) по энергии и максимальной мощности потребителями, находящимися на ежесуточном контроле по электропотреблению;

- формирования полного баланса производимой, распределяемой и потребляемой энергии по отдельным узлам, РЭС, ПЭС, районам и областям административного деления, по энергосистеме в целом;

- расчетного и технического учета производства и расхода электроэнергии на электростанциях, подстанциях напряжением 110кВ и выше, отпуска электроэнергии промышленным и приравненным к ним потребителям, сельскохозяйственным потребителям (мощностью 750 кВА и выше).

- формирования статистической отчетности о полезно отпущенной и реализованной энергии и анализа режимов потребления максимальной мощности и энергии по отдельным узлам, районам и энергосистеме в целом;

- расчета лимитов и режимов энергопотребления;

- расчета с потребителями за отпущенную энергию;

- управления нагрузкой потребителей с целью оптимального расхода энергоресурсов и соблюдения режимов энергопотребления;

- контроля и анализа использования энергии предприятиями;

- определения потерь в сетях различных уровней напряжения;

- применения многотарифного и зонного учета электроэнергии;

2.2.4. Решение вышеуказанных задач должно основываться на информации, получаемой со счетчиков электроэнергии, являющихся основными метрологически аттестованными средствами для коммерческих расчетов между производителями и потребителями энергии (в соответствии с ПУЭ).

Счетчики должны укомплектовываться датчиками импульсов, с помощью которых обеспечивается получение данных об учтенной электроэнергии. Эта информация через специальные устройства сбора обработки, хранения и передачи данных и систему сбора и передачи информации (интерфейсы ИРПС/ИРПР, телефонный коммутируемый или выделенный канал, устройства телемеханики, телеграфный канал и т.п.) передается на ДП ПЭС или ЦДП энергосистемы, где собирается, обрабатывается, накапливается, сохраняется, отображается на дисплеях, документируется и т.д.

2.2.5. Система сбора и передачи информации (ССПИ) для АСКУЭ должна иметь распределенную иерархическую структуру, в основном совпадающую (совмещенную) со структурой системы сбора и передачи информации для АСДУ: объект (промышленное предприятие, питающая подстанция, электростанция) - РЭС - ПЭС - управляющий вычислительный центр энергосистемы.

2.2.6. Структура системы сбора и передачи информации для АСКУЭ энергосистемы выбирается с учетом:

- сложившейся структуры диспетчерского управления и структуры подразделений "Энергонадзора";

- характера нагрузки (потребляемой мощности, территориальной рассредоточенности, регулировочных возможностей и т.д.);

- необходимости контроля отдельных промышленных районов, административных единиц, предприятий и районов электрических сетей;

- наличия и возможностей организации каналов связи, использования средств телемеханики, обеспечивающих передачу необходимых объемов информации в заданные интервалы времени.

2.2.7. Периодичность передачи информации об электропотреблении принимается следующей:

– значения активной и реактивной энергии передаются в I5,... 30-ти минутных интервалах с привязкой к текущему астрономическому времени, а также передается нарастающий итог за сутки, за расчетный период;

– от крупных потребителей, находящихся на оперативном ежесуточном контроле, на диспетчерские пункты ПЭС или энергосистемы, соответствующее подразделение "Энергонадзора" должны передаваться значения суммарного потребления активной и реактивной энергии с периодичностью не реже I5.....30 минут, а также значения активной энергии за сутки.

При этом должны учитываться нормативные и директивные указания "Энергонадзора" ("Правила использования электрической и тепловой энергии", "Основные положения по организации учета расчетных показателей за межсистемные сальдо-перетоки мощности и электроэнергии", и др.).

2.2.8. Допускается на первом этапе, использование телеизмерений активной и реактивной мощности, передаваемых в АСДУ, для контроля за электропотреблением.

2.3. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности.

2.3.I. В соответствии с Руководящими указаниями и нормативами по проектированию развития энергетических систем система автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ) ЕЭС СССР строится по принципу раздельного регулирования плановых и внеплановых изменений активной нагрузки.

Распределение плановых изменений активной нагрузки между электростанциями осуществляется путем задания каждой электростанции суточного графика генерируемой мощности, заранее рассчитанного с учетом экономических факторов – характеристик относительного прироста электростанций и потерь в сетях. Реализация заданных плановых графиков нагрузки осуществляется автономно соответствующими элементами САРЧМ, установленными на каждой электростанции

Регулирование и распределение внеплановых изменений активной нагрузки между электростанциями относительно заданного планового режима осуществляются централизованно с помощью САРЧМ с приближенным учетом экономических факторов.

2.3.2. Требования к техническим средствам, используемым в ССПИ для целей САРЧМ, определяются назначением и задачами САРЧМ, которые заключаются в следующем:

- поддержание частоты на заданном уровне в соответствии с требованиями ГОСТ I3I09-87 на качество электроэнергии;

- поддержание заданных значений перетоков обменной мощности по связям между ОЭС и внешним связям ЕЭС СССР со статизмом по частоте;

- ограничение перетоков активной мощности по слабым внутренним и внешним связям ОЭС и ЕЭС СССР.

Система автоматического регулирования частоты и активной мощности должна обеспечивать:

- поддержание заданных средних значений частоты и обменной мощности в заданном интервале времени (I0-I5 мин и более);

- эффективное ограничение перетоков активной мощности по слабым связям с подавлением их колебаний с периодом 2-3 мин и более.

Система автоматического регулирования частоты и активной мощности осуществляется в соответствии с иерархической структурой диспетчерского управления ЕЭС СССР.

Уровни управления, принятые для САРЧМ ЕЭС СССР, следующие:

- Единая энергосистема СССР (ЕЭС СССР);
- Объединенные энергосистемы (ОЭС);
- энергосистемы (ЭС);
- регулирующие электростанции.

Задачи САРЧМ на уровне управления ЕЭС СССР:

- поддержание заданного значения частоты и обменной мощности по внешним связям ЕЭС СССР с энергосистемами других стран;

- ограничение перетоков мощности по внешним связям ОЭС и транзитным внутренним связям некоторых ОЭС;

- распределение внеплановой мощности между объектами регулирования (ОЭС, ЭС, электростанциями).

Задачи САРЧМ на уровне управления ОЭС:

– регулирование частоты и обменной мощности по внешним связям ОЭС;

– ограничение перетоков мощности по слабым внутренним связям ОЭС;

– ограничение суммарных перетоков мощности между данной ОЭС и каждой из соседних ОЭС, а также ограничение перетоков мощности по отдельным слабым внешним связям ОЭС (эти функции являются резервными при осуществлении ограничения перетока по тем же связям на уровне ЕЭС СССР);

– регулирование мощности в соответствии с управляющим воздействием от верхнего уровня;

– распределение внеплановой мощности между объектами регулирования (ЭС, электростанциями).

Задачи САРЧМ на уровне управления ЭС:

– ограничение перетоков мощности по слабым внутренним связям, как правило, резервное при осуществлении ограничения перетоков по этим же связям на уровне ОЭС;

– регулирование мощности в соответствии с управляющим воздействием от верхнего уровня;

– распределение внеплановой мощности между регулирующими электростанциями.

Задача САРЧМ на уровне управления электростанции – регулирование и распределение мощности между агрегатами в соответствии с заданным значением от верхнего уровня.

2.3.3. Управляющая телеинформация САРЧМ, передаваемая от вышестоящего уровня управления на нижестоящий, состоит из сигналов телерегулирования и телеуправления, в том числе:

– управляющее воздействие в виде задания внеплановой мощности;

– телеуправление (включено–отключено) оборудованием, входящим в состав САРЧМ (задатчик внеплановой мощности, узлы САРЧМ объекта регулирования и др.);

– телесигналы о нормальном функционировании ЦКС АРЧМ ЕЭС СССР;

- телесигналы форсировки разгрузки (загрузки) АРПЧ ОЭС;
- телесигналы о работе АОП ЦКС АРЧМ по внешним связям ОЭС;
- телесигналы о направлении управляющего воздействия (прибавить или убавить),
- телесигналы снятия ограничения скорости изменения мощности (блокировка ОТЗ) по командам "форсировка загрузки" или "форсировка разгрузки", формируемым в ЦС АРЧМ ОЭС при выдаче внепланового задания от АОП - для ТЭС;
- телеуправление экстренным изменением режима и аварийным отключением частей САРЧМ в результате срабатывания защит и блокировок;
- задание уставок по частоте и перетоку активной мощности для режима АРПЧ ОЭС.

2.3.4. В состав телеинформации контроля режима работы частей ОЭС и состояния оборудования в процессе автоматического регулирования входят измерения и сигнализация, передаваемые от нижестоящего уровня на вышестоящий:

а) телеизмерения:

- перетоков активной мощности по контролируемым САРЧМ ВЛ (межсистемных);
- частоты энергорайонов, которые имеют регулирующие электростанции и могут выделяться на изолированную работу;
- заданной внеплановой мощности, зафиксированной на выходе задатчика внеплановой мощности объекта регулирования;
- текущего значения регулировочного диапазона мощности объекта регулирования (раздельно в сторону увеличения и в сторону уменьшения мощности);
- заданных уставок (значений) режимных параметров САРЧМ регулирующих объектов (частоты, обменной мощности);
- суммарной мощности, коэффициента статизма);
- измеренного САРЧМ ОЭС значения системной ошибки регулятора (величины и знака небаланса мощности ОЭС);

б) телесигнализация аварийных состояний:

- отключения любой из параллельных контролируемых САРЧМ ВЛ в том случае, когда отключение вызывает необходимость перенастройки САРЧМ;

– воздействий противоаварийной автоматики, которые вызывают необходимость перенастройки САРЧМ;

– неисправности каналов телеизмерений перетоков мощности по ВЛ, частоты и др.;

– неисправности датчика измерения частоты;

в) телесигнализация о режимах работы САРЧМ:

– исчерпания регулировочного диапазона объекта регулирования раздельно в сторону увеличения и в сторону уменьшения мощности, в том числе о наличии временных технологических ограничений по котлу или турбине;

– состояния устройства САРЧМ (включено–отключено);

– неисправности САРЧМ объекта;

– неисправности каналов телерегулирования;

– состояния (включено–отключено) местных устройств САРЧМ объекта регулирования нижестоящего уровня;

– состояние (включено–отключено) энергоблоков, подключаемых к САРЧМ;

– состояния тех местных систем ограничения перетоков мощности в ОЭС, которые являются резервными по отношению к ограничителям перетока, установленным на ДП ЦДУ ЕЭС СССР;

– срабатывания местного ограничителя перетока мощности;

– о готовности объекта регулирования к включению на отработку внепланового задания от вышестоящего уровня;

– о включенном состоянии режима АРЧМ ОЭС;

– запрос в ЦКС АРЧМ ЕЭС СССР на разгрузку внутреннего транзита ОЭС, состоящий из телесигнала запроса и телеизмерения величины перегрузки внутреннего сечения с указанием знака;

– о функционировании УВК АРЧМ ОЭС.

2.3.5. Алфавитно-цифровая информация для САРЧМ – задание уставок по частоте, ограничение перетоков мощности по связям, задание графиков суммарной нагрузки электростанций и обменной мощности, коррекция графиков и другая – передается техническими средствами оперативно-диспетчерского контроля.

2.3.7. Структура передачи телеинформации в САРЧМ определяется имеющимися техническими возможностями и экономической целесообразностью создания каналов связи, удовлетворяющих необходимым требованиям в соответствии с табл.2.

Таблица 2

Характеристика передаваемой телеинформации для САРЧМ

Наименование информации	Назначение информации	Пункты обмена информацией	Число телеизмерений или телесигналов	Допустимые время передачи и погрешность информации	Готовность системы передачи сигнала, не менее
1	2	3	4	5	6
Сигналы регулирующих воздействий САРЧМ	Изменение активной мощности регулирующих электростанций	От диспетчерских пунктов ЦДУ, ОДУ и ЭС до диспетчерских пунктов ОДУ и ЭС и регулирующих электростанций	По количеству регулирующих объектов	0,5.....1с не более 1%	0,99
Сигнал телеуправления	Включение-отключение оборудования и частей САРЧМ и изменение режимов ее работы	От диспетчерских пунктов ЦДУ, ОДУ и ЭС до диспетчерских пунктов ОДУ, ЭС и регулирующих электростанций	По 3-5 на каждый регулирующий объект	0,5.....1с	0,99
Телеизмерение перетока активной мощности по контролируемой ВЛ	Регулирование и ограничение перетока активной мощности ПО ВЛ	От электростанций и подстанций к диспетчерским пунктам ЭС, ОДУ и ЦДУ	Два (с обоих концов контролируемых ВЛ)	0,5....1с не более 1,0...1,6%	0,997

Продолжение табл.2

I	2	3	4	5	6
Телесигнализация об аварийных ситуациях	Блокировка и коррекция режимов работы САРЧМ	То же	По 2-30 от контролируемых узлов, элементов сети и систем противоаварийной автоматики	0,5....Ic	0,99
Телесигнализация о режимах работы САРЧМ	Контроль работы отдельных уровней САРЧМ и корректировка регулирующих воздействий	Между всеми уровнями САРЧМ	От каждого регулирующего объекта IO IO	 0,5....Ic До 5 с	 0,99 0,98
Телеизмерение внеплановой мощности на выходе задатчика внеплановой мощности	Контроль и корректировка заданной внеплановой мощности	От регулирующих электростанций и диспетчерских пунктов ЭС и ОДУ до диспетчерских пунктов ЭС, ОДУ и ЦДУ	По количеству регулирующих объектов	0,5....Ic, не более I%	0,997
Телеизмерение частоты в контрольных узлах ОЭС	Определение нарушения синхронной работы отдельных частей ЕЭС СССР и блокирование отдельных звеньев САРЧМ	От электростанций и подстанций к диспетчерским пунктам ЭС, ОДУ и ЦДУ	По количеству контролируемых узлов	0,5...I с, 0,005 Гц (в диапазоне 49...5I Гц)	0,997

Продолжение табл.2.

1	2	3	4	5	6
Телеизмерение регулировочного диапазона	Контроль регулировочных диапазонов и корректировка регулирующих воздействий	От регулирующих электростанций и диспетчерских пунктов ЭС и ОДУ до диспетчерских пунктов ЭС, ОДУ и ЦДУ	По два с каждого регулирующего объекта	До 5 с, не более 2,5%	0,99
Телеизмерение измеренного САРЧМ ОЭС значения системной ошибки регулятора	Контроль и координация работы САРЧМ ОЭС	От диспетчерских пунктов ОДУ до диспетчерского пункта ЦДУ	По одному от каждого регулирующего объекта	0,5....Ic, не более 2,5%	0,997

2.4. Системи связи Минэнерго СССР

2.4.I. Для оперативно-диспетчерской и производственно-технологической телефонной связи в каждом звене управления энергетикой организуются автоматизированные производственные телефонные сети, являющиеся совокупностью телефонных каналов, коммутационных и абонентских устройств телефонной связи.

В соответствии со структурой управления энергетикой организуются следующие производственные телефонные сети (ПТС):

- центральная Минэнерго СССР (ЦПТС);
- ПТС ЦДУ ЕЭС СССР;
- ПТС ОДУ;
- ПТС ТЭО, ПТС ПЭО, ПТС республиканских Минэнерго, ПТС РЭУ, ПТС ПОЭиЭ республики;
- ПТС ПЭС, ПТС РЭС.

Основными критериями построения производственных телефонных сетей Минэнерго СССР являются:

- создание ведомственной цифровой интегрированной сети каналов связи на базе узлов коммутации с автоматическим доступом к каналам всех пользователей;
- увязка и взаимодействие ведомственной цифровой интегрированной сети связи с интегрированной сетью Минсвязи СССР и других ведомств;
- использование общегосударственной интегрированной сети связи, включая узлы коммутации, для нужд энергетики на правах пользователя путем аренды;
- создание первичной ведомственной сети связи на основе магистральных и локальных кабельных и радиорелейных линий связи на основных направлениях, а также высокочастотных каналов по системообразующим и межсистемным линиям электропередачи, при этом преимущество должно быть отдано цифровым и волоконно-оптическим системам передачи, включая подвесные кабели связи на линиях электропередачи.

При построении производственных телефонных сетей Минэнерго СССР следует руководствоваться "Основными положениями по системе автоматизированной производственной телефонной связи Минэнерго СССР" (РД 34.48.5I0-87, СПО Союзтехэнерго, Москва, I989г.).

2.4.2. В системе Минэнерго СССР преимущественно должны использоваться автоматизированные каналы телефонной связи. Допускается использование неавтоматизированных каналов телефонной связи (ручная или полуавтоматическая коммутация) в тех случаях, когда автоматизация каналов не может быть признана целесообразной из-за ограниченного числа этих каналов или по соображениям надежности и экономичности.

2.4.3. Для автоматизированных каналов телефонной связи предусматривается автоматическая коммутация внутриобъектной, местной и дальней связи с использованием автоматических телефонных станций (АТС) квазиэлектронных и электронных систем. АТС должна быть рассчитана на работу в сети дальней автоматической связи Минэнерго СССР.

Выход абонентов автоматизированной производственной телефонной сети Минэнерго СССР на общегосударственную сеть телефонной связи (ОГСТФС) общего пользования должен осуществляться через местные АТС Минсвязи СССР в соответствии с "Правилами пользования ведомственной телефонной связью", Радио и связь, 1984г.

2.4.4. Все производственные телефонные сети, кроме ЦПТС Минэнерго СССР, ПТС ЦДУ и ПТС ОДУ, должны предусматривать двустороннее комплексное использование телефонных каналов для производственно-технологической и оперативно-диспетчерской связи с преимуществ м правом оперативного персонала. Допускается при соответствующем обосновании использование комплексных телефонных сетей и в ЦПТС, ПТС ЦДУ и ПТС ОДУ.

По производственным телефонным сетям должны осуществляться также связь совещаний, передача печатных текстов и изображений.

2.4.5. Диспетчерская телефонная связь (ДТС) организуется, как правило, по двум или более взаимно резервируемым каналам, один из которых обязательно должен быть некоммутируемым.

Каналы связи для ДТС должны иметь полосу пропускания не менее 2,0 кГц и должны включаться с обеих сторон в диспетчерские коммутаторы.

Вызов по каналам ДТС должен осуществляться с помощью простых манипуляций без набора номера. При этом диспетчер (или другое лицо оперативного персонала) должен иметь возможность контроля за-

нитости канала и право приоритетного доступа и освобождения канала, если канал ДТС используется также для других видов связи.

2.4.6. Для организации производственно-технологической телефонной связи (ПТТС) используются коммутируемые и некоммутируемые каналы, причем преимущество должно быть отдано коммутируемым каналам.

2.4.7. Связь совещаний предназначена для одновременного проведения в обусловленное время переговоров, селекторных совещаний между руководящим персоналом различных уровней и должна охватывать системы:

- диспетчерского управления;
- производственно-хозяйственного управления;
- управления энергетическим строительством.

Система связи совещаний должна обеспечивать во всех пунктах сети громкоговорящий прием и передачу выступлений участников совещания, как из специально оборудованных помещений – студий, так и непосредственно с рабочих мест участников.

Для связи совещаний предусматривается специальное оборудование, устанавливаемое на пунктах управления и объектах сети, и используются некоммутируемые телефонные каналы ведомственной и общегосударственной сети связи, предоставляемые на время проведения совещаний или же освобождаемые от основного использования в системе производственно-хозяйственного управления (без снятия телемеханических или иных передач в надтональном спектре частот, если это имеет место).

Связь совещаний должна организовываться по закрытым каналам (кабельные линии связи, общегосударственная сеть связи Минсвязи СССР).

2.4.8. Факсимальная связь предназначена для передачи фотокопий печатных и графических документов. Для организации факсимальной связи используются коммутируемые каналы производственно-технологической телефонной сети.

2.4.9. Передача данных предназначена для обмена алфавитно-цифровой информацией в системах диспетчерского, производственно-хозяйственного управления и управления энергетическим строительством, для чего создается единая сеть передачи данных Минэнерго СССР.

Сеть передачи данных Минэнерго СССР предусматривает работу в сочетании с общегосударственными сетями ОПСПД и АТ и состоит из коммутируемой сети передачи данных (КСПД) со скоростью 200 Бод и сети выделенных коммутируемых каналов тональной частоты (ВКТЧ).

Коммутируемая сеть передачи данных должна охватывать все уровни управления и обеспечивать взаимосвязь между любыми абонентами связи. Основной режим КСПД - пакетная передача данных и режим диалога.

В качестве КСПД на первом этапе может использоваться существующая сеть абонентского телеграфа.

Выделенные телефонные каналы (ВКТЧ) предназначаются главным образом для межмашинного (межуровневого) обмена на фиксированных направлениях, а также оперативного взаимодействия управляющих ЭВМ с удаленными периферийными пультами (терминалами) в реальном масштабе времени.

Для межмашинного обмена информацией могут использоваться коммутируемые каналы производственно-технологической телефонной связи, со снятием телефонного разговора на время передачи, со скоростью 200, 600, 1200 и 2400 бит/сек.

2.4.10. Каналы телеинформации предназначаются для передачи сигналов телемеханики в системах диспетчерского управления и системной автоматики.

Сети телеинформации создаются в каждом звене диспетчерского управления и соответственно подразделяются на сети телеинформации:

- ЦДУ ЕЭС СССР,
- ОДУ ОЭО,
- ЦДП ЭС,
- предприятий и районов электрических и тепловых сетей.

В состав сетей входят некоммутируемые каналы и устройства для передачи телеинформации.

Каналы телеинформации в зависимости от требований могут быть дуплексными или симплексными и рассчитаны на работу со скоростью 50, 100, 200, 600, 1200 и 2400 Бод.

Сети телеинформации разного уровня управления могут быть как изолированными, так и взаимосвязанными, причем информация из одной сети может транслироваться в другую путем переприема или ретрансляции сигналов. На верхнем уровне управления каналы телеинформации должны быть резервированы.

2.4.II. В телефонных сетях Минэнерго СССР допускается сокращение разговорного спектра до 2,4 кГц и в отдельных случаях (для служебной связи) до I,8 кГц причем верхняя часть (надтональная) спектра используется для организации стандартных каналов телеинформации.

3. ЦДУ ЕЭС СССР, ОДУ (ТЭО), ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ ЕЭС СССР и ОЭС

3.I. Центральное диспетчерское управление ЕЭС СССР осуществляет функции планирования и управления режимами работы ЕЭС СССР в целом, в том числе режимами работы объединенных энергосистем и их частей, основных регулирующих электростанций и основных линий электропередачи межсистемного значения, обеспечивающих параллельную работу объединенных энергосистем в составе ЕЭС СССР.

Диспетчеры ЦДУ ЕЭС СССР осуществляют оперативное управление режимами работы линий электропередачи напряжением 330 кВ и выше, связывающих ОЭС, и мощностью важнейших регулирующих электростанций, как правило, через диспетчеров ОДУ (ТЭО) с помощью технических средств диспетчерского управления.

3.2. Объединенное диспетчерское управление или территориальное энергетическое объединение осуществляет функции планирования и управления режимами работы объединенной энергосистемы - основной электрической сетью и регулирующими электростанциями системного значения.

Диспетчеры ОДУ (ТЭО) осуществляют оперативное управление режимами работы линий электропередачи напряжением 220 кВ и выше, связывающих энергосистемы, и мощностью регулирующих электростанций, как правило, через диспетчеров ЦДП энергосистем.

3.3. Рекомендуемые объемы телеинформации для уровней АСДУ ЕЭС и АСДУ ОЭС приведены соответственно в табл.3 и 4.

В реальных условиях проектирования и эксплуатации должны конкретизироваться объемы и потоки информации, осуществляться

адаптивные передачи с учетом возможностей межуровневых межмашинных обменов, характеристик действующих и разрабатываемых АСУ ТП энергообъектов, требований со стороны смежных уровней АСДУ и ССПИ и др.

При формировании объемов и потоков информации на электростанциях и подстанциях для передачи на диспетчерские пункты следует руководствоваться также разделами I0 и II настоящих РУ и ПУЭ.

Таблица 3

Состав и характеристика объемов телеинформации для АСДУ ЕЭС

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
Телесигнализация (ТС)	Сигнализация положения: – выключателей на напряжение 500 кВ и выше межсистемных связей, основных транзитных ВЛ, (авто) трансформаторов связи в электрической сети ЕЭС; – выключателей на напряжение 330кВ – межсистемных связей между ОЭС; – выключателей на межсистемных связях с соседними государствами; – генераторных выключателей основных электростанций ЕЭС (по заданию ЦДУ ЕЭС СССР).
Телеизмерения (ТИ)	– Суммарные активная и реактивная мощности генераторов основных электростанций ЕЭС (по заданию ЦДУ ЕЭС СССР). – Суммарная активная мощность каждой из ОЭС. – Активные и реактивные мощности нагрузки по межсистемным ВЛ 330кВ и выше, связывающим ОЭС (в том числе обходных выключателей). – То же, по основным транзитным ВЛ 500 кВ и выше. – Активная и реактивная мощности нагрузки по межсистемным связям с соседними государствами. – Напряжение на каждой системе шин 500 кВ и выше в расчетных узлах ЕЭС (по заданию ЦДУ ЕЭС СССР). – Частоты в каждой из ОЭС.

Продолжение табл.3.

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
Телеизмерения интегрируемых величин (ТИИ)	Показания электросчетчиков передаваемой и принимаемой электроэнергии по межсистемным связям между ОЭС и с соседними государствами для оперативного составления балансов электроэнергии по ОЭС и ЕЭС в целом. Допускается замена ТИИ передачей ТСИ.

Примечания: I. По заданию ЦДУ ЕЭС СССР может предусматриваться передача информации другого назначения.

2. Телеинформация по межсистемным связям с соседними государствами должна быть также предоставлена на диспетчерских пунктах соответствующих ОЭС и энергосистем.

3. Суммирование телеизмерений активной мощности, при необходимости, должно осуществляться в СИУК на уровне энергосистем.

Состав и характеристика объемов телеинформации для АСДУ ОЭС

Таблица № 4

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
Телесигнализация (ТС)	Сигнализация положения: - выключателей на напряжение 330кВ и выше; - выключателей на напряжение 220кВ - межсистемных связей, основных транзитных ВЛ, (авто) трансформаторов связи; - генераторных выключателей основных электростанций ОЭС (по согласованию с ОДУ или ТЭО).
Телеизмерения (ТИ)	- Суммарные активная и реактивная мощности генераторов основных электростанций ОЭС, находящихся в оперативном управлении и ведении ОДУ или ТЭО. Суммарные активная и реактивная мощности по группам генераторов с единичной схемой присоединения - измеряются по необходимости (в соответствии с принятой схемой расчетных узлов ОЭС). Активная и реактивная мощности отдельных крупных энергоблоков электростанций (по заданию ОДУ или ТЭО). Суммарная активная мощность каждой из энергосистем. Суммарные активная и реактивная мощности нагрузки по обмоткам высшего и (или) среднего напряжения по группам (авто) трансформаторов связи на основных узловых подстанциях ОЭС - измеряются по необходимости в соответствии с принятой схемой расчетных узлов ОЭС.

Продолжение табл.4

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
	Активные и реактивные мощности нагрузки по ВЛ: – по всем ВЛ 500 кВ и выше; – по всем межсистемным связям 220 – 330 кВ а также по наиболее важным групповым межсистемным связям II0 кВ; – по основным транзитным ВЛ 220 – 330 кВ между расчетными узлами ОЭС.
	Напряжение на шинах 330 кВ и выше (перечни объектов согласовываются с ОДУ или ТЭО). Напряжение на шинах II0 кВ, если оно принимается в качестве расчетного или контрольного в узле ОЭС.
	Частота на шинах 330 кВ и выше (передается с энергообъектов, где есть вероятность раздельной работы частей ОЭС).
	Уровни верхнего и нижнего бьефов регулирующих гидроэлектростанций.
Телеизмерения интегрируемых величин (ТИИ)	Показания электросчетчиков передаваемой и принимаемой электроэнергии по межсистемным связям для оперативного составления балансов электроэнергии по каждой энергосистеме и ОЭС в целом. Допускается замена ТИИ передачей ЦБИ.

Примечания: I. По заданию ОДУ (ТЭО) может предусматриваться передача информации другого назначения.

2. См.примечание 2 к табл.3.

Средства связи

3.4. Для ТЭО, объединенных диспетчерских управлений и их диспетчерских пунктов предусматриваются средства связи в составе:

- диспетчерская,
- производственно-технологическая,
- внутриобъектная и местная,
- связь совещаний,
- факсимильная,
- каналы передачи данных,
- каналы телеинформации,
- абонентский телеграф.

Средства и каналы связи для ОДУ приведены в табл.5.

3.5. Диспетчерская телефонная связь на направлениях ДП ОДУ – ДП ЦДУ ЕЭС СССР, ДП ОДУ – ДДП ЭС предусматривается по некоммутированным телефонным каналам.

Резервирование ДПС должно осуществляться по одному из каналов ПТТС, организованному по независимому от диспетчерского канала тракту. Резервирование может быть осуществлено и по общегосударственной сети Минсвязи СССР (ОГСС) или других ведомств.

Как основной, так и резервный каналы диспетчерской связи должны быть включены в диспетчерский коммутатор с преимущественным правом доступа к каналам оперативного персонала.

3.6. При необходимости и соответствующем обосновании количество каналов ПТТС может превосходить нормы, указанные в табл.5 и выбирается в зависимости от реальной или расчетной телефонной нагрузки.

3. 7. Для организации каналов диспетчерской и производственно-технологической связи должны в основном использоваться магистральные кабельные и радиорелейные линии связи Минэнерго СССР и междугородная сеть (включая спутниковую связь) Минсвязи СССР на правах аренды или других ведомств. Форма использования междугородной сети решается в зависимости от местных условий.

В отдельных случаях могут быть использованы также и высокочастотные каналы по ВЛ.

3.8. Для внутриобъектной и местной телефонной связи ОДУ должны предусматриваться АТС и соединительные линии с городской АТС и междугородным узлом Минсвязи СССР. Число соединительных линий определяется по нормам Минсвязи СССР.

АТС ОДУ должна быть рассчитана на работу в сети дальней автоматической связи Минэнерго СССР.

При расположении в одном административном пункте ОДУ и ТЭО или ПЭО между АТС, установленными в ОДУ, ТЭО, ПЭО, должны предусматриваться соединительные линии.

3.9. Количество каналов телемеханики определяется в зависимости от структуры телемеханических связей, заданных объемов телеинформации, требований резервирования, быстродействия и надежности передачи.

3.10. Для оперативной передачи данных, необходимой для межмашинного обмена информацией, должны предусматриваться выделенные некоммутируемые каналы тональной частоты (НКТЧ) на работу со скоростями 600, 1200 или 2400 бит/сек.

3.11. Передача данных производственного назначения должна осуществляться по коммутируемой сети передачи данных (КСПД) со скоростью до 200 бит/сек, с организацией в ОДУ центра коммутации каналов и сообщений.

Для резервирования передачи данных должен предусматриваться абонентский телеграф Минсвязи СССР.

Таблица 5

Средства и каналы связи для объединенного диспетчерского управления

Направление связи	ДТС	ПТТС	ОТСС	СС	ФС	ТМ	ПД до НКТЧ	ПД в КСПД	АТ
I. ОДУ - ЦДУ ЕЭС СССР	+(I)	+(2)	+	+	+	+(2)	+(I)	+	+
2. ОДУ - ПЭО (РЭУ) ЭС	+(I)	+(2)	+	+	⊕	+(2)	+(I)	+	+
3. ОДУ - Электростанция	⊕*	⊕*	+	⊕	-	⊕(2)	+(I)	+	+
4. ОДУ-подстанция	⊕*	⊕*	⊕	-	-	⊕(2)	-	⊕	-
5. ОДУ - ОДУ (смежных ОЭС)	+(I)	+(I)	+	-	-	-	-	+	+
6. ОДУ - ТЭО	-	+(2)	+	+	+	-	+	+	+
7. ТЭО - Минэнерго СССР	-	+(до 5)	+	+	+	-	+	+	+

Примечания: Знаком "плюс" отмечена необходимость организации средств и каналов связи. В скобках указано количество выделенных каналов связи. В кружке отмечена возможность организации средств и каналов связи при соответствующем обосновании.

* - См. пп.3.2.

4. ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОБЪЕДИНЕНИЯ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ (ПЭО, РЭУ) ЦЕНТРАЛЬНЫЕ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

4.I. Центральная диспетчерская служба энергосистемы при участии других подразделений ПОЭиЭ (ПЭО, РЭУ) осуществляет функции планирования и управления режимами работы энергосистемы в целом и основных энергообъектов.

Диспетчеры энергосистемы осуществляют оперативное управление режимами работы линий электропередачи напряжением II0 кВ и выше и мощностью электростанций энергосистемы через оперативный персонал электростанций и подстанций, диспетчеров предприятий электрических сетей.

4.2. Диспетчерские пункты энергосистем оснащаются интегрированными АСДУ, характеристика которых приведена в разделе 2.I.

Рекомендуемые объемы телеинформации для уровня АСДУ энергосистемы приведены в табл.6.

В реальных условиях проектирования и эксплуатации должны конкретизироваться объемы и потоки информации, осуществляться адаптивные передачи с учетом возможностей межуровневых межмашинных обменов, характеристик действующих и разрабатываемых АСУ ТП энергообъектов, систем управления нормальных и аварийных режимов, требований со стороны смежных уровней АСДУ и ССПИ и др.

При формировании объемов и потоков информации на электростанциях и подстанциях для передачи на диспетчерские пункты следует руководствоваться также разделами I0 и II настоящих РУ и ПУЭ.

Таблица 6

Состав и характеристика объемов телеинформации для АСДУ энергосистемы

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
Телесигнализация (ТС)	Сигнализация положения: - выключателей на напряжение 110 кВ и выше на электростанциях, узловых и транзитных подстанциях; - генераторных выключателей электростанций - выключателей синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов; - разъединителей в цепях телеуправляемых выключателей. Сигнализация положения анцапф РПН трансформаторов (с учетом размещения и режимов работы САРН на энергообъектах). Аварийно-предупредительная сигнализация состояния САУ нормальными и аварийными режимами энергосистемы, АСУ ТП энергообъектов, ССПИ и др.
Телеуправление (ТУ)	Включение-выключение энергетического оборудования с ЦДП энергосистемы (предусматривается в исключительных случаях на основании технического задания энергосистемы).
Телеизмерения (ТИ)	Суммарные активная и реактивная мощности генераторов электростанций, а также по отдельным группам генераторов с одинаковой схемой присоединения. Для электростанций мощностью менее 100 МВт допускается измерят только суммарные активную и реактивную мощности электростанции в целом. Активные и реактивные мощности отдельных крупных энергоблоков электростанций (по заданию энергосистемы).

Продолжение табл.6

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
	Суммарные активная и реактивная мощности нагрузки по обмоткам высшего и (или) среднего напряжения по группам (авто) трансформаторов связи на основных электростанциях, узловых и транзитных подстанциях - измеряются по необходимости (в соответствии с принятой схемой расчетных узлов энергосистемы и ОЭС и др.). Перетоки активной и реактивной мощности в цепи обходного выключателя главной электрической схемы энергообъекта (предусматривается при необходимости резервирования соответствующих ТИ на присоединениях). Активные и реактивные мощности нагрузки по ВЛ: - по всем ВЛ 330 кВ и выше; - по всем ВЛ 110 - 220 кВ межсистемного значения; - по основным внутрисистемным ВЛ 110- 220 кВ.
Примечания:	1. В зависимости от параметров и режимов энергосистемы допускается телеизмерение на отдельных ВЛ 110 кВ только активной мощности нагрузки. 2. Для тупиковых ВЛ 110 кВ при максимальной нагрузке менее 30 МВ.А телеизмерения активной и реактивной нагрузок не предусматриваются (контроль нагрузки по ВЛ осуществляется посредством передачи ЦИИ с ДП ПЭС). Суммарная реактивная мощность синхронных компенсаторов (предусматривается при суммарной установленной мощности СК 20 МВ.А и более, при переменном режиме работы СК).

Продолжение табл.6

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
	Напряжение на шинах 330 кВ и выше (перечни объектов согласовываются с энергосистемой). Напряжение на шинах 110-220кВ, если оно принимается в качестве расчетного или контрольного в сети энергосистемы. Частота на шинах высшего или среднего напряжения, измеряемая на основных регулирующих электростанциях, а также других энергообъектах в тех случаях, когда есть вероятность раздельной работы частей энергосистемы. Уровни верхнего и нижнего бьефов регулирующих гидроэлектростанций.
Телеизмерения интегрируемых величин (ТИИ)	Количество производимой и потребляемой электроэнергии для оперативного составления балансов электроэнергии по энергосистеме в целом, основным узлам и энергообъектам (в соответствии с требованиями АСКУЭ). Допускается замена ТИИ передачей ЦБИ.
Примечания:	I. По заданию энергосистемы может предусматриваться передача информации другого назначения (сигналы срабатывания РЗ и СА, сигнализаторов гололеда на ВЛ, показания ФИИ и т.п.). 2. См.примечание 2 к табл.3. 3. Суммирование активной мощности, при необходимости, осуществляется в ОИУК энергосистемы.

Средства связи

4.3. Для ПЭО (РЭУ) и ЦДП энергосистем предусматриваются средства связи в составе, таком же как в п.3.II. Средства и каналы связи для ПЭО (РЭУ) приведены в таблице 7.

Средства и каналы связи ПЭО (РЭУ) с ОДУ предусматриваются в соответствии с разделом 3.

4.4. Диспетчерская телефонная связь ЦДП энергосистем с ЦДП смежных энергосистем, диспетчерскими пунктами предприятий электрических сетей и энергообъектами непосредственного оперативного управления должна предусматриваться по некоммутируемым телефонным каналам.

Резервирование ДТС должно осуществляться по одному из каналов ПТТС, организованному по независимому от диспетчерского канала тракту. Резервирование может быть осуществлено и по общегосударственной сети Минсвязи СССР (ОТСС) или других ведомств.

Как основной, так и резервный каналы диспетчерской связи должны быть включены в диспетчерский коммутатор с преимущественным правом доступа к каналам оперативного персонала.

4.5. Количество каналов производственно-технологической телефонной связи в пределах, указанных в табл.7, выбирается в зависимости от реальной или расчетной телефонной нагрузки и может превосходить приведенные нормы.

Для связи ПЭО (РЭУ) с предприятиями энергосистемы, не указанными в табл.7 (Энергосбыт, автотранспортное хозяйство, строительно-монтажное управление и т.п.), как правило, должна использоваться местная связь.

4.6. Для организации каналов ДТС и ПТТС могут использоваться ВЧ каналы по ВЛ, радиорелейные и кабельные (воздушные) линии связи, а в отдельных обоснованных случаях – спутниковая связь.

4.7. Для внутриобъектной и местной телефонной связи должна предусматриваться АТС и соединительные линии с городской АТС и междугородным узлом Минсвязи СССР.

Число соединительных линий должно определяться по нормам Минсвязи СССР.

Автоматическая телефонная станция должна быть рассчитана на работу в сети дальней автоматической связи Минэнерго СССР.

4.8. Количество каналов телемеханики между ЦДП энергосистемы и диспетчерскими пунктами предприятий электросетей и энергообъектами, находящимися в его оперативном управлении, определяется в зависимости от структуры телемеханических связей, заданных объемов телеинформации, требуемых быстродействия и надежности передачи.

4.9. Для организации внутрисистемной сети передачи производственных данных (ПД и КСПД) должна предусматриваться автоматическая коммутационная станция, рассчитанная на работу со скоростью 200 Бод. Станция должна иметь прямые каналы с главным центром коммутации каналов и сообщений, организованным в ТЭО.

На первом этапе создания КСПД Минэнерго СССР в качестве абонентских пунктов передачи данных могут использоваться телетайпные аппараты, оснащенные устройствами защиты от ошибок.

Для резервирования КСПД должна быть предусмотрена телеграфная установка, подключенная к сети абонентского телеграфа Минсвязи СССР.

4.10. Для оперативной передачи данных (ПД по ИКТМ) при межмашинном обмене информацией со скоростью 600, 1200, 2400 бит/сек должна предусматриваться установка абонентских пунктов ПД. На первом этапе организации межмашинного обмена при малой загрузке каналов ПД могут использоваться каналы ПТТС со снятием телефонного разговора на время передачи данных.

Таблица 7

Средства и каналы связи для ПЭО (РЭУ)

Направления связи	ДТС	ЛПТС	ОПСС	СС	ФС	ТМ	ПД по НКТЧ	ПД по КСПД	АТ
I. ПЭО (РЭУ) - ТЭО или Минэнерго союзной республики	-	не менее 2	+	+	+	-	+(I)	+	+
2. ПЭО(РЭУ)-электростанция непосредственного оперативного управления	+(I)	+(4-6)	+	+	+	+(2)	+(I)	+	+
3. ПЭО(РЭУ) - подстанция непосредственного оперативного управления	+(I)	+(I)	⊕	-	-	+(2)	-	⊕	-
4. ПЭО(РЭУ)- ПЭС или предприятие теплосети	+(I)	+(до 3)	+	+	+	+	-	+	+
5.ПЭО(РЭУ) -ПЭО(РЭУ)смежные	+(I)	+(I)	+	-	-	-	-	+	+
6. ПЭО(РЭУ)- ДП ж.д.	+(I)	+(I)	+	-	-	+	-	-	+
7. ПЭО (РЭУ) - ЦПРП	-	+(до 3)	+	+	+	-	-	+	+
8. ПОЭиЭ - Минэнерго СССР	-	не менее 3	+	+	+	-	+(I)	+	+

Примечание. Условные обозначения те же, что и в табл.5.

5. ПРЕДПРИЯТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ

5.I. Предприятие электрических сетей (ПЭС) является производственным подразделением энергосистемы, находящимся в подчинении ПЭО (РЭУ).

Административный персонал, производственные службы, диспетчерский пункт ПЭС размещаются, как правило, на ремонтно-производственной базе (РПБ), которая в зависимости от объема обслуживания электрических сетей может быть I,II,III или IУ типа.

5.2. В электрических сетях могут применяться следующие основные виды оперативного обслуживания:

- круглосуточное на объекте;
- на дому;
- централизованное оперативно-выездными бригадами (ОВБ);
- в дневное время оперативно-эксплуатационным персоналом, а в остальное время - централизованно ОВБ;
- абонентами.

Виды и объемы обслуживания объектов в ПЭС и его подразделениях устанавливаются в соответствии с рекомендациями по выбору основных видов обслуживания электрических сетей, применяемыми в системе Минэнерго СССР.

5.3. При централизованном обслуживании энергетических объектов в зону обслуживания ОВБ могут входить:

- подстанции 35 кВ;
- подстанции 110 кВ, кроме мощных системных подстанций;
- подстанции 220кВ с отделителями и короткозамикателями на стороне 220 кВ;
- распределительные электрические сети 0,4 - 10(20) кВ.

5.4. В систему сбора и передачи информации для ПЭС входят:

- преобразователи электрических величин в унифицированный сигнал постоянного тока;

– устройства телемеханики;

– средства электрической связи для диспетчерского и технологического управления и организации каналов передачи телеинформации и данных.

5.5. На ДП ПЭС предусматривается установка микропроцессорного телекомплекса для автоматического сбора, передачи, обработки информации и ввода ее в ОИУК на базе ЭВМ. С объектов прямого подчинения ДП ПЭС, оснащаемых терминалами, телекомплекса, информация передается, как правило, путем ретрансляции через микропроцессорные телекомплексы, устанавливаемые на ДП РЭС. При необходимости с объектов может быть предусмотрена передача информации в два направления: на ДП ПЭС и ДП РЭС.

Для объектов прямого подчинения ДП ПЭС, в части оборудования, находящегося в управлении ДП РЭС допускается ретрансляция телеинформации с ДП ПЭС на ДП РЭС.

Выбор типа телекомплекса должен осуществляться исходя из требований установки однотипной аппаратуры на всех подстанциях и ДП РЭС, входящих в сост в данного ПЭС, а также с учетом существующей аппаратуры телемеханики.

С подстанций, оснащаемых АСУ ТП на базе микроЭВМ, должна предусматриваться передача информации на диспетчерские пункты управления с использованием технических средств АСУ ТП. При этом передача информации на ДП ПЭС должна осуществляться по протоколу обмена информацией, принятому в телекомплексе для данного ПЭС. Допускается предусматривать в составе технических средств АСУ ТП подстанции терминал телекомплекса для передачи на ДП ПЭС информации в последовательном коде.

5.6. Информация для АСДУ ПЭС должна предусматриваться в объеме, необходимом для выполнения комплексов задач:

– долгосрочного и краткосрочного планирования состояния схем и режимов работы электрических сетей предприятия;

– оперативно-диспетчерского контроля и управления оборудованием электрических сетей предприятия;

– учета и анализа состояния схем и режима работы предприятия;

– технического и коммерческого учета электропотребления.

При проектировании АСДУ ПЭС рекомендуется предусматривать следующие объемы телеинформации:

а) телесигнализация положения основного коммутационного оборудования энергетических объектов, входящих в состав ПЭС и находящихся в оперативном управлении или ведении ДП ПЭС;

б) аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС);

в) телеизмерения:

- суммарной активной мощности электростанций, находящихся в оперативном управлении ДП ПЭС;
- напряжения на шинах питающих подстанций;
- активной и реактивной мощности основных транзитных ВЛ 35-220 кВ;
- активной и реактивной мощности контролируемых трансформаторов;
- токовой нагрузки линий 35-110 кВ, подверженных перегрузкам;
- показаний электросчетчиков;
- показаний фиксирующих измерительных приборов повреждений на ВЛ;

г) телеуправление:

- оборудованием подстанций прямого подчинения ДП ПЭС, обслуживаемых централизованно ОВБ;
- выключателями ВЛ, находящихся под контролем по режиму электропотребления.

Рекомендуемый состав и характеристика объемов информации, которые должны предусматриваться при проектировании АСДУ ПЭС, приведены в табл.8.

Таблица 8

Состав и характеристика объемов телеинформации для АСДУ ПЭС

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
Телесигнализация (ТС)	К телесигнализируемому оборудованию относятся: - выключатели основных ВЛ, соединяющих данное ПЭС со смежными ПЭС, а также выключатели ВЛ, соединяющих РЭС в данном ПЭС; - выключатели трансформаторов связи узловых подстанций, через которые осуществляется транзит мощностей между электрическими сетями данного предприятия и сетями более высоких классов напряжения; - линейные, секционные, шиносоединительные и трансформаторные выключатели узловых и транзитных подстанций ПЭС, включая тяговые подстанции. С электростанций, находящихся в непосредственном оперативном управлении ДП ПЭС, кроме вышеуказанного, предусматривается телесигнализация состояния генераторов.
Аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС)	АПТС в составе двух сигналов: "Авария" и "Неисправность" - для объектов с дежурным персоналом и объектов, находящихся в оперативном ведении ДП ПЭС. Для объектов прямого подчинения без постоянного оперативного персонала предусматривается АПТС в составе: - авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защит на отключение) - один общий сигнал для всех трансформаторов;

Продолжение табл.8

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
	– неисправность трансформатора (перегрузка, работа первой ступени газовой защиты, понижение уровня масла) – один общий сигнал с каждого трансформатора;
	– "земля" на шинах 10 кВ – один сигнал с каждой секции;
	– "земля" на шинах 35 кВ – один сигнал с каждой секции;
	– работа АПВ, АВР – один общий сигнал;
	– работа АЧР – один общий сигнал;
	– неисправность во вторичных цепях;
	– работа защит;
	– охранная сигнализация;
	– пожарная сигнализация (при наличии на подстанции устройств пожарной сигнализации);
	– сигнализация крайних (при необходимости, и промежуточных) положений анцапф трансформаторов, оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).
Телеизмерения	– Суммарная активная мощность электростанций, находящихся в оперативном подчинении ДП ПЭС, с учетом местного отсчета показаний;
	– напряжение на каждой секции шин высшего напряжения питающих подстанций;
	– активная и реактивная мощности ВЛ 35–220 кВ питающих подстанций и на связях между районами электрических сетей;
	– активная и реактивная мощности трансформаторов питающих подстанций;
	– токи нагрузки ВЛ 35–110 кВ, которые по режиму их работы могут перегружаться;

Продолжение табл. 8.

Вид телеинформации	Состав и характеристика информации
	– показания электросчетчиков, установленных у основных (энергоемких) потребителей, на ВЛ между районами, входящими в ПЭС, и ВЛ со смежными ПЭС;
	– показания фиксирующих измерительных приборов повреждений на ВЛ, отходящих от подстанций без постоянного дежурного персонала.
Телеуправление	– Телеуправление выключателями и отделителями подстанций без постоянного дежурного персонала;
	– телеуправление выключателями ВЛ, питающих лимитированных потребителей.
Примечание:	Телеуправление секционными выключателями 6–10 кВ оборудованных АВР, не предусматривается.

Средства связи

5.7. Для ПЭС и их ДП предусматриваются средства связи в составе:

- диспетчерская,
- производственно-технологическая,
- внутриобъектная и местная,
- каналы телеинформации,
- каналы передачи данных,
- абонентский телеграф.

Средства и каналы связи для ПЭС приведены в табл.9.

Средства и каналы связи ПЭС – ПЭО (РЭУ) энергосистемы предусматриваются в соответствии с разделом 4.

5.8.Диспетчерская телефонная связь предусматривается по некоммутируемым каналам. В отдельных случаях допускается использование групповых диспетчерских каналов.

Резервирование ДТС должно осуществляться по каналу ПТТС, организованному по тракту, не зависимому от диспетчерского канала. Кроме того, резервирование может быть осуществлено по общегосударственной сети Минсвязи СССР (ОГСС) или других ведомств.

Как основной, так и резервный каналы диспетчерской связи должны быть включены в диспетчерский коммутатор с преимущественным правом доступа к каналам оперативного персонала.

5.9. Для диспетчерской связи ПЭС с ОВБ, находящимися в подчинении ПЭС, предусматривается, как правило, использование УКВ радиосвязи.

В условиях города для связи с энергообъектом, оперативное обслуживание которого осуществляется ОВБ, допускается использование городской телефонной сети путем абонирования телефонной пары для данного объекта.

5.10. Для внутриобъектной и местной связи ПЭС должна предусматриваться АТС и соединительные линии с городской АТС и междугородным узлом Минсвязи СССР.

Число соединительных линий должно определяться по нормам Минсвязи СССР, АТС ПЭС должна быть рассчитана на работу в сети дальней автоматической связи Минэнерго СССР.

5.II. Количество каналов телемеханики между ПЭС и энергообъектами, находящимися в его оперативном управлении, определяется в зависимости от структуры телемеханических связей, заданных объемов телеинформации, требований быстродействия и надежности передачи.

5.I2. Для передачи производственно-статистической информации на ПЭС с подчиненных объектов может быть организована локальная сеть ПД на скорость 50 бит/сек без права выхода на КСПД, с установкой в ПЭС ручной или автоматической коммутационной станции.

5.I3. При совмещении ПЭС или ДП ПЭС с ремонтно-производственной базой или энергообъектом для них должны предусматриваться общие средства внутриобъектной и местной связи.

Таблица 9

Средства и каналы связи для ПЭС

Направление связи	ДТС	ПТТС	ОГСС	ТМ	ПД по КСПД	АТ
I. ПЭС – подстанция	+(I)	+(I)	(I)	+	–	–
2. ПЭС – электростанция	+(I)	+(I)	+	+	(+)	+
3. ПЭС – РЭС	+(I)*	+(I)*	+	+	+	–
4. ПЭС – ПЭС (смежные)	+(I)	+(I)	+	–	+	(+)
5. ПЭС – РПБ	–	+(I)	+	–	(+)	–
6. ПЭС – ДП ж.д.	+(I)	+(I)	+	(+)	–	(+)
7. ПЭС – участок электрической сети	+(I)	+(I)	(+)	–	–	–

Примечание. I. Условные обозначения те же, что и в табл.5.

2. * – для крупных ПЭС, при соответствующих обоснованиях количество каналов может быть увеличено.

6. РАЙОНЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ

6.I. Район электрических сетей (РЭС) является основным структурным подразделением по оперативному, техническому обслуживанию и ремонту закрепленного за ним электрооборудования. Границы РЭС устанавливаются исходя из объемов сетей и условий эксплуатации с учетом административного районирования.

Для оперативно диспетчерского контроля и управления оборудованием энергетических объектов, находящихся в непосредственном управлении РЭС, создаются диспетчерские пункты РЭС (ДП РЭС).

РЭС и ДП РЭС размещаются, как правило, на ремонтно-производственной базе 4-го типа (РПБ-4), либо в ремонтно-эксплуатационном пункте I типа (РЭП-I). ДП РЭС может размещаться также при районной подстанции 35-II0 кВ. При этом функции диспетчера РЭС и дежурного подстанции, как правило, совмещаются.

РЭС, в соответствии с принятой формой организации оперативного и технического обслуживания электрооборудования, как правило, осуществляет обслуживание распределительных электрических сетей 0,4-I0(20) кВ, сетей 35 кВ, тупиковых подстанций 35-II0 кВ.

В состав РЭС входит: оперативно-диспетчерская группа, участки электрических сетей, группы подстанций, специализированные бригады.

6.2. На ДП РЭС предусматриваются средства телемеханики для оперативно-диспетчерского контроля и управления ПС 35-II0 кВ и объектами распределительных электрических сетей 6-I0(20)кВ, обслуживаемыми персоналом РЭС.

6.3. К объектам телемеханизации распределительных электрических сетей 6-I0 кВ относятся:

- пункты секционирования (СП) I0 кВ;
- пункты автоматического ввода резерва (АВР);
- распределительные пункты (РП) - I0 кВ;
- закрытые трансформаторные подстанции (ЗТП) I0/0,4 кВ;
- узловые закрытые трансформаторные подстанции (УЗТП) I0/0,4 кВ.

Объемы информации и средства телемеханики

6.4. Выбор объемов телеинформации для оперативно-диспетчерского контроля и управления на ДП РЭС производится с учетом перспективы развития электрических сетей и внедрения прогрессивных форм оперативно-технического обслуживания энергообъектов.

Подстанции напряжением 35-IIOкВ, оперативно обслуживаемые персоналом ПЭС или РЭС, телемеханизируются с учетом вида оперативного обслуживания: постоянное дежурство "на дому" или централизованное обслуживание ОВБ ПЭС (РЭС).

Для РЭС с большим количеством энергоемких потребителей, в оперативном и техническом обслуживании которых находится свыше IO-I2 ПС напряжением 35-IIO кВ, необходимо создавать автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ РЭС).

Для сбора и передачи информации о потреблении электроэнергии и мощности в соответствии с задачами АСКУЭ следует использовать систему передачи телемеханической информации, применяемые для АСДУ РЭС.

Для управления потреблением электрической энергии и мощности должны использоваться имеющиеся на ДП РЭС телекомплексы.

Рекомендуемые объемы телемеханизации объектов распределительных сетей и подстанций напряжением 35-IIO кВ на ДП РЭС приведены в табл.IO.

6.5. В оптимальный объем телемеханизации для оперативно-диспетчерского контроля и управления понизительной подстанцией 35 (IIO)кВ без постоянного оперативного персонала может входить:

а) телеуправление коммутационным оборудованием подстанции;

б) телесигнализация положения коммутационного оборудования подстанции;

в) аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС) в объеме до 24 сигналов (состав сигналов уточняется при проектировании):

- работа защит - один общий сигнал;
- работа АПВ, АВР - один общий сигнал;
- работа АЧР - один сигнал;

– авария трансформатора (работа газовой и дифференциальной защит на отключение) – один общий сигнал для всех трансформаторов;

– неисправность трансформатора (перегрузка, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла) – один общий сигнал с каждого трансформатора:

– "земля" на шинах 6–IO кВ –один сигнал с каждой секции шин;

– "земля" на шинах 35кВ – один сигнал с каждой секции шин;

– аварийное отключение выключателей – один общий сигнал;

– неисправность на подстанции (повреждения во вторичных цепях, исчезновение напряжения на подстанции, выход из строя источника электропитания) – один общий сигнал;

– охранная сигнализация – один сигнал;

– потеря напряжения на шинах 6–IOкВ – один сигнал с каждой секции;

– пожар на подстанции – один сигнал(при наличии устройств пожарной сигнализации на подстанции);

– сигнал срабатывания фиксирующих приборов (при наличии приборов);

г) телеизмерения(циклические или по вызову):

– ток нагрузки или активная мощность на трех сторонах обмотки трехобмоточного трансформатора и одной стороны двухобмоточного трансформатора:

– ток нагрузки или активная мощность отходящих ВЛ напряжением 35(IIO)кВ;

– напряжение на шинах 35(IIO) и IO кВ;

– показания фиксирующих измерительных приборов (при наличии ФИПов).

6.6. При создании АСДУ РЭС дополнительно к п.5.5 допускается передача:

– увеличенных объемов АИТС в соответствии с задачами АСДУ;

– телеизмерений токов нагрузки или активной мощности линий 6–IO кВ;

– показаний счетчиков энергии линий,питающих крупных потребителей, и счетчиков учета энергии по подстанциям;

– показаний счетчиков энергии линий 35 кВ

Таблица IO

Объемы телемеханизации объектов распределительных электрических сетей и подстанций 35-II0 кВ на ДП РЭС

Наименование объекта	Энергообъекты без постоянного оперативного персонала									Энергообъекты с постоянным дежурным персоналом (на дому)				Допустимое время передачи сигнала
	Максимальный объем телеинформации при АСДУ РЭС					Оптимальный объем телеинформации при телемеханизации РЭС								
	ТУ	ТС	АПТС[x]	ТИТ	ТИИ	ТУ	ТС	АПТС	ТИТ	ТС	АПТС	ТИТ		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	IO	II	I2	I3		I4
I. Однотрансформаторная подстанция 35-II0/I0 кВ	6-I0	6-I0	8-I2	2-8	2-8	6-I0	6-I0	8-I2	2-4	6-I0	3	2-3		Не более I0с
2. Двухтрансформаторная подстанция 35-II0/I0 кВ	I3-22	I3-22	I0-I6	4-I8	4-I6	I3-22	I3-22	I0-I6	4-I0	I3-22	4	4-I0		-"-
3. Узловая подстанция 35/I0кВ (Схема 35-9)	I8-26	I8-26	I2-I8	I0-24	8-24	I8-26	I8-26	I2-I8	I0-I6	I8-26	6	I0-24		-"-
4. Однотрансформаторная подстанция II0/35/I0кВ	7-I2	7-I2	9-I5	7-I6	5-I6	7-I2	7-I2	9-I[illegible]	7-I0	7-I2	4	7-I0		-"-
5. Двухтрансформаторная подстанция II0/35/I0кВ	I6-26	I6-26	I2-I8	I4-32	I0-32	I6-26	I6-26	I2-I8	I4-22	I6-26	6	I4-22		-"-
6. Крупные городские и промышленные подстанции II0/I0кВ, II0/35/I0кВ	До 64	До 64	До 24	До 64	До 64	до 64	до 64	до 24	до 24	до 64	до I2	до 24		-"-
7. Пункты секционирования и АВР	I	I	I-2	-	-	I	I	I-2	-	-	-	-		Не более 60с
8. Проходные ЗТП I0/0,4 кВ	I-2	I-2	I-2	-	-	I-2	I-2	I-2	-	-	-	-		-"-
9. Узловые ЗТП I0/0,4 кВ	До 5	До 5	I-6	-	-	до 5	до 5	I-6	-	-	-	-		-"-
I0. РП I0 кВ с/х назначения	До I2	До I2	до 4	до 4	-	до I2	до I2	до 4	-	-	-	-		-"-
II. Крупные городские и промышленные РП I0 кВ	До 20	До 20	до 6	до I6	до I6	до 20	до 20	до 6	до 4	-	-	-		Не более I0с

x) Допускается увеличение объема АПТС в соответствии с задачами АСДУ

6.7. Для подстанций 35-110кВ с дежурством на дому могут быть предусмотрены (уточняется при проектировании):

- телесигнализация положения всех выключателей;
- от 3 до 12 общих сигналов АПТС в зависимости от типа подстанции;
- телеизмерения, аналогичные п.6.5.г.

6.8. Для оперативного контроля и управления объектами распределительных электрических сетей 6-10 (20)кВ могут быть предусмотрены (уточняется при проектировании):

- телеуправление коммутационными аппаратами;
- телесигнализация положения коммутационных аппаратов;
- АПТС в составе:
- аварийное отключение выключателя;
- "земля" в сети (при наличии датчиков замыканий на землю);
- неисправность (сигнал о неисправности во вторичных цепях и др.);
- охранная сигнализация - один сигнал (для закрытых РП 6-10кВ, узловых закрытых ТП).

6.9. Для подготовки и передачи в ПЭС производственно-статистической информации при РЭС может быть организован периферийный пункт передачи данных.

Состав и объемно-временные характеристики производственно-статистической информации определяются требованиями АСУ ПЭС.

Средства связи

6.10. Для РЭС и их ДП предусматриваются средства связи в составе:

- диспетчерская,
- производственно-технологическая,
- внутриобъектная и местная
- каналы телеинформации.

Средства и каналы связи для РЭС приведены в табл.11.

Средства и каналы связи РЭС и ПЭС предусматриваются в соответствии с разд.5.

Таблица 11

Средства и каналы связи для РЭС

Направление связи	ДТС	ПТТС	ОГСС	ТМ
1. РЭС – подстанция	+(1)	+	⊕	+
2. РЭС – участок электрической сети	+(1)	+	⊕	+
3. РЭС – РПБ	–	+(1)	⊕	–
4. РЭС – РЭС (смежные)	–	+	⊕	–

Примечание. Условные обозначения те же, что и в табл.5.

6.11. Диспетчерская и производственно-технологическая связь РЭС и их ДП организуются с подразделениями, входящими в их состав (участками электрических сетей, группами подстанций, специализированными бригадами).

Диспетчерская телефонная связь ДП РЭС предусматривается по некоммутируемым или групповым телефонным каналам.

Для производственно-технологической телефонной связи, как правило, используются каналы ДТС.

Резервирование каналов ДТС и ПТТС может быть осуществлено по общегосударственной сети Минсвязи СССР (ОГСС) или других ведомств.

Используемые для ДТС и ПТТС каналы связи должны быть включены в диспетчерский коммутатор с преимущественным правом доступа к каналам оперативного персонала.

6.12. Для связи РЭС со специализированными бригадами, обслуживающими энергообъекты, предусматривается, как правило, УКВ радиосвязь. В условиях города для этих целей допускается использование городской телефонной сети путем абонирования телефонных пар.

6.13. Внутриобъектная телефонная связь РЭС осуществляется посредством АТС и коммутатора малой емкости, которые должны иметь соединительные линии с ближайшим узлом связи Минсвязи СССР, с числом этих линий, определяемым по нормам Минсвязи СССР.

6.I4. Местная телефонная связь РЭС организуется п включения телефонных аппаратов непосредственно в телеф сеть Минсвязи СССР или других ведомств. Число телефона тов должно быть не менее двух.

6.I3. При размещении РЭС совместно с энергообъекто ПЭС для них должны предусматриваться общие средства в тной и местной связи.

6.I6. Количество каналов телемеханики между РЭС и объектами, находящимися в его оперативном управлении, ся в зависимости от структуры телемеханических связей телеинформации.

6.I7. Для телемеханизации подстанции должны исполи каналы связи, применяемые для организации диспетчерско водственно-технологической связи, а также могут исполи специальные ВЧ каналы телемеханики.

Для телемеханизации энергообъектов распределительн ческих сетей 6-I0(20)кВ необходимо использовать радиоп и тональные каналы связи по линиям 6-I0(20)кВ.

7. УЧАСТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ ДИСПЕТЧ ПУНКТЫ

7.I. Участки электрических сетей (УЭС) размещаются правило, при РЭП II,III,IУ типов и обслуживают распредели электрические сети напряжением 0,4-I0(20)кВ, отходящие или нескольких подстанций 35-II0 кВ.

В состав УЭС входят специализированные бригады по ному и техническому обслуживанию распределительных эле сетей напряжением 0,4-I0(20)кВ.

7.2. На оперативном (диспетчерском) пункте УЭС мо шаться средства телемеханики для контроля и управления тами распределительных электрических сетей 6-I0(20)кВ, ваемых персоналом УЭС.

Объекты 6-I0 кВ перечислены в п.6.3.

Объемы информации и средства телемеханики

7.3. Объемы информации приведены в п.6.8.

7.4. Для объектов 6-I0(20)кВ допускается не предусматривать средства телемеханики, ограничиваясь вызывной местной сигнализацией или уведомлением от потребителя о нарушениях электроснабжения.

7.5. Производственно-статистическая информация с участка электросетей в РЭС или ПЭС передается по телефону.

Средства связи

7.6. УЭС должен иметь телефонную связь с РЭС и ДП РЭС, со специализированными бригадами, а также местную телефонную связь.

7.7. Для связи УЭС с оперативным и ремонтным персоналом специализированных бригад, обслуживающих распределительные сети, используются средства УКВ радиосвязи.

7.8. Для местной телефонной связи УЭС должна предусматриваться установка телефонных аппаратов (не менее двух), включенных в местную телефонную сеть Минсвязи СССР или другого ведомства.

7.9. Количество каналов телемеханики определяется с учетом объемов телеинформации и структуры телемеханических связей.

7.I0. Каналы связи для телемеханики организуются, как правило, по линиям электропередачи напряжением 6-I0(20)кВ на тональных частотах или по радиоканалам связи.

8. ПРЕДПРИЯТИЯ И РАЙОНЫ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ

8.I. В предприятиях городских электрических сетей (ПЭС гор) в зависимости от объема обслуживания и в соответствии со структурой организации эксплуатации объектов может предусматриваться одноступенчатое диспетчерское управление – с одним диспетчерским пунктом предприятия или двухступенчатое – с диспетчерским пунктом предприятия и несколькими подчиненными ему диспетчерскими пунктами районов городских электрических сетей (РЭС гор).

Объемы информации и средства телемеханики

8.2. Средства телемеханики в городских электрических сетях должны предусматриваться для оперативно-диспетчерского контроля и управления основным оборудованием 6-10 (20) кВ автоматизированных распределительных пунктов (РП) 6-10(20) кВ и центров питания (ЦП) 35-110 кВ, от которых осуществляется питание распределительных сетей, эксплуатируемых без постоянного дежурного персонала.

Объем телемеханизации городских электрических сетей следует определять вместе с объемом их автоматизации.

Средства телемеханизации используются в первую очередь для информирования диспетчера о режиме работы сети, положении основного коммутационного оборудования, об изменениях при возникновении аварийных режимов, аварийных состояний и для контроля за выполнением распоряжений диспетчера по производству переключений (плановых, ремонтных, оперативных) оперативным персоналом.

8.3. С ЦП 35-110 кВ на диспетчерский пункт городской электрической сети предусматриваются следующие объемы телеинформации:

а) аварийно-предупредительная телесигнализация:

- отключение выключателей 6-10 (20)кВ, питающих городскую сеть (один общий сигнал);

- "земля" в сети 6-10(20) кВ (один общий сигнал или несколько сигналов - по числу секций или 6-10(20) кВ);

б) индивидуальная телесигнализация положения выключателей 6-10(20)кВ линий, отходящих на трансформаторные и распределительные пункты городской сети.

Данная информация может передаваться непосредственно с ЦП или ретранслироваться с диспетчерского пункта ПЭС (РЭС), которому оперативно подчинен ЦП.

8.4. С автоматизированных РП 6-10(20)кВ на диспетчерские пункты городских электрических сетей предусматривается телеинформация в объеме двух общих аварийно-предупредительных телесигналов: отключение выключателя, "земля" в сети 6-10(20)кВ.

8.5. Для РП, питающих потребителей I категории, а также РП, оснащаемых средствами телемеханики по требованиям АСДУ городских электрических сетей, при соответствующем обосновании может быть предусмотрен следующий объем телемеханизации РП:

- аварийно-предупредительная телесигнализация в объеме до шести общих сигналов: отключение выключателей питающих линий, отключение выключателей отходящих линий, "земля" в сети 6-IO(20)кВ, наличие напряжения на шинах РП, наличие (пропадание) напряжения резерва, работа автоматики РП;

- индивидуальная телесигнализация положения выключателей РП;

- телесигнализация положения груза выключателей с АВР;

телеизмерение напряжения на секциях шин 6-IO(20)кВ;

- телеизмерение токов нагрузки на отдельных перегруженных фидерах;

телеизмерение показаний электросчетчиков;

- телеуправление выключателями, если это требуется для частых оперативных изменений режимов работы, снижения потерь в городских сетях и не может быть выполнено средствами автоматики.

8.6. Трансформаторные пункты (ТП) городских электрических сетей, как правило не оснащаются средствами телемеханики.

8.7. В городских сетях 6-IO(20)кВ целесообразно применять групповые устройства телемеханики, позволяющие обслуживать одним диспетчерским полукомплектом большое количество телемеханизируемых объектов.

8.8. При создании АСУ в предприятиях городских электрических сетей, выполняемых в соответствии с директивными указаниями Минэнерго СССР для повышения эффективности управления электроснабжением, должны прорабатываться решения по комплексной автоматизации и телемеханизации электросетей с использованием на диспетчерских пунктах предприятий информационных систем и средств сбора и передачи информации. Объемы информации, состав СДТУ и технические решения уточняются при конкретном проектировании АСУ на основе технико-экономического обоснования.

Средства связи

8.9. Для предприятий и районов городских электрических сетей предусматриваются каналы диспетчерской и производственно-технологической телефонной связи в соответствии с табл.I2.

Таблица I2

Средства и каналы связи для предприятий и районов городских электрических сетей (ПЭС гор, РЭС гор)

Направление связи	ДТС	ПТТС	СС	ТМ	ПД по КСПД (АТ)	ГТС
I.ПЭСгор–ПЭО(РЭУ)	+(I)	+(I)	+	+	+	⊕
2.ПЭСгор(РЭСгор)–ПЭС	+(I)	+	–	⊕	–	⊕
3.ПЭСгор(РЭСгор)–РЭС	+(I)	+	–	⊕	–	⊕
4.ПЭСгор(РЭСгор)–ЦП (энергообъект)	+(I)	+	–	+	⊕	⊕
5.ПЭСгор(РЭСгор)–РП	+	+	–	+	–	+
6. ПЭСгор (РЭСгор) – энергодиспетчер потребителя электроэнергии	+	+	–	–	–	+
7. ПЭСгор (РЭСгор) – ЦП электросети	+	+	–	–	–	+
8. ПЭСгор–РЭСгор	+(I)	+	–	+	+	+
9. ПЭСгор(РЭСгор)–РПБ	–	+	–	–	–	+

Примечание. Условные обозначения те же, что и в табл.5.

8.I0. Для диспетчерской и производственно-технологической телефонной связи и передачи телеинформации, как правило, используются абонированные телефонные пары городских телефонных кабельных сетей.

Для связи с ОВБ предусматривается УКВ радиосвязь.

8.II. При организации каналов телефонной связи и телемеханики с распределительными пунктами (РП) 6–I0(20) кВ городских сетей необходимо руководствоваться следующим:

– постоянные каналы связи организуются при условии телемеханизации этих РП;

– должно предусматриваться комплексное использование выделенных пар в телефонных кабелях с подключением к ним многих РП, с передачей всех видов информации с каждого РП, как правило, по одной паре жил;

– допускается передача телеинформации с рассредоточенных объектов по одной физической цепи с использованием средств временного или частотного уплотнения.

8.12. Для передачи производственно-статистической информации может предусматриваться аппаратура передачи данных или абонентский телеграф.

8.13. В качестве коммутационного устройства диспетчерской телефонной связи предусматривается диспетчерский коммутатор.

8.14. Внутриобъектная и местная связь организуется, как правило, путем установки АТС малой емкости.

Включение диспетчерских телефонных каналов в АТС и диспетчерский коммутатор должно осуществляться посредством устройства, обеспечивающего диспетчеру преимущественное право пользования каналами.

АТС должна иметь выход на городскую АТС в соответствии с техническими условиями Минсвязи СССР.

8.15. При совмещении ПЭСгор (РЭСгор) с РПБ, ПЭО (РЭУ) энергосистемы, ПЭС или энергообъединением должны предусматриваться общие средства внутриобъектной и местной связи.

9. ПРЕДПРИЯТИЯ И РАЙОНЫ ГОРОДСКИХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИХ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ ПУНКТЫ

9.1. В предприятиях городских тепловых сетей (ПТС) в зависимости от объема обслуживания может предусматриваться одноступенчатое диспетчерское управление – с одним диспетчерским пунктом тепловой сети или двухступенчатое – с центральным диспетчерским пунктом предприятия и несколькими подчиненными ему диспетчерскими пунктами районов городских тепловых сетей. Двухступенчатое диспетчерское управление предусматривается при наличии в системе нескольких (трех и более) крупных источников централизованного теплоснабжения тепловой мощностью не менее 30-500 Гкал/ч каждый.

Объемы информации и средства телемеханики

9.2. Средства телемеханики в городских тепловых сетях используются для обеспечения оперативно-эксплуатационного обслуживания автоматизированных перекачивающих насосных

без постоянного оперативного персонала, повышения надежности эксплуатационного обслуживания городских тепловых магистралей, поддержания необходимых тепловых и гидравлических режимов и повышения экономичности городского теплоснабжения, обнаружения мест аварий и их локализации.

9.3. При одноступенчатом диспетчерском управлении городских тепловых сетей средствами телемеханики оснащается диспетчерский пункт предприятия тепловых сетей, а при двухступенчатом - районные диспетчерские пункты и центральный диспетчерский пункт тепловых сетей.

При двухступенчатом диспетчерском управления на центральный диспетчерский пункт предприятия может передаваться телеинформация о режимах в характерных точках тепловых сетей (ТЭЦ, межрайонные магистрали).

Эта телеинформация, как правило, передается методом ретрансляции с районных диспетчерских пунктов.

9.4. Для обслуживания автоматизированных НИС без постоянного оперативного персонала на диспетчерских пунктах тепловых сетей могут предусматриваться следующие объемы телемеханики:

- аварийно-предупредительная телесигнализация о неисправностях основного и вспомогательного оборудования НИС - до 20 сигналов;

- телеуправление пуском и остановом насосов и головными задвижками при необходимости частых операций (нескольких операций в течение суток), связанных с изменениями режимов работы теплосети, и при невозможности их автоматического выполнения;

- телесигнализация положения основных выключателей высокого напряжения двигателей насосов и положения головных задвижек на трубопроводах;

- телеизмерения: на подводящих трубопроводах - давления и температуры теплоносителя; на отводящих трубопроводах - давления, температуры и расхода теплоносителя; в электродвигателях насосов - тока статора.

9.5. Для обслуживания основных тепловых магистралей большой пропускной способности на диспетчерских пунктах тепловых сетей могут предусматриваться следующие объемы телемеханики с узловых магистральных камер:

– аварийно-предупредительная телесигнализация в объеме до пяти общих сигналов для каждой магистральной камеры (сигналы о резком изменении давления в трубопроводе, неисправности цепей управления, блокировки и электропитания, затоплении дренажного приямка);

– охранная сигнализация;

– телеизмерения: давления теплоносителя в подающем трубопроводе; давления и температуры теплоносителя в обратном трубопроводе – предусматриваются для отдельных камер магистрали, выбираемых по режиму теплоснабжения;

– телеуправление секционирующими задвижками и телесигнализация их положения (трехпозиционного).

9.6. С питающих ТЭЦ на диспетчерские пункты тепловых сетей для контроля качества тепловой энергии, повышения оперативности диспетчерского управления тепловыми сетями в аварийных ситуациях могут предусматриваться следующие объемы телемеханики:

– телеизмерения: давления, расхода и температуры сетевой и подпиточной воды;

– аварийно-предупредительная телесигнализация в объеме двух общих сигналов (сигналы о резком изменении расхода подпиточной воды и перепада давления между прямой и обратной магистралями на ТЭЦ). В отдельных случаях могут предусматриваться непрерывные телеизмерения давления и расхода подпиточной воды.

9.7. Объемы информации для групповых и местных тепловых пунктов потребителей тепла должны определяться в соответствии со СНиП II-36-83 Тепловые сети.

9.8. В городских тепловых сетях для телемеханизации насосных и магистральных камер должны, как правило, применяться групповые устройства телемеханики, позволяющие обслуживать одним диспетчерским полукомплектом большое количество телемеханизируемых объектов.

9.9. При создании АСУ ПТС, выполняемых в соответствии с директивными указаниями Минэнерго СССР для повышения эффективности управления теплоснабжением, должны прорабатываться решения по комплексной автоматизации и телемеханизации теплосетей с

использованием на диспетчерских пунктах ПТС информационных систем и средств сбора и передачи информации. Объем информации, состав СДТУ и технические решения уточняются при конкретном проектировании АСУ на основе технико-экономического обоснования.

Средства связи

9.IO. Для предприятий и районов городских тепловых сетей предусматриваются диспетчерская и производственно-технологическая телефонная связь, а также каналы телемеханики в соответствии с табл.I3.

Диспетчерская и производственно-технологическая телефонная связь предприятия городских тепловых сетей и его ДП с ПЭО (РЭУ/ энергосистемы предусматривается только при расположении их в одном городе.

Таблица I3.

Средства и каналы связи для предприятий и районов городских тепловых сетей (ПТС, РТС)

Направление связи	ДТС	ПТТС	СС	ТМ	ПД по КСПД (АТ)	ГТС
I. ПТС-ПЭО(РЭУ)	+(I)	+	+	⊕	+	+
2. ПТС - РТС	+(I)	+	"	+	⊕	+
3. ПТС (РТС) - ТЭЦ	+(I)	+	–	+	⊕	+
4. ПТС (РТС) - ПЭСгор (РЭСгор)	+	+	–	–	–	⊕
5. ПТС(РТС)-насосная	+	+	–	+	–	⊕
6. ПТС (РТС)- магистральная камера теплопровода	+	+	–	+	–	⊕
7. Насосная -магистр. камера	+	+	–	–	–	+
8. ПТС (РТС) - энергодиспетчер крупного потребителя тепла	+	+	–	–	–	+
9. ПТС(РТС)- объединенная диспетчерская служба инженерного оборудования микрорайонов города	+	+	–	–	–	+
I0. ПТС (РТС) - РПБ	–	+	–	–	–	+

Примечание. Условные обозначения те же, что и в табл.5.

9.II. Для диспетчерской и производственно-технологической телефонной связи и передачи телеинформации, как правило, используются абонированные телефонные пары городских телефонных кабельных сетей.

Для связи с ОВБ предусматривается УКВ радиосвязь.

9.I2. При организации каналов телефонной связи и телемеханики с объектами городской тепловой сети необходимо комплексное использование выделенных пар в телефонных кабелях. Допускается передача сигналов телемеханики с рассредоточенных объектов по одной физической цепи с использованием средств временного или частотного уплотнения.

9.I3. Вдоль основных тепловых магистралей города допускается прокладка кабелей связи. Во всех камерах магистрального теплопровода может предусматриваться параллельное подключение переносных телефонных аппаратов (без избирательного вызова).

9.I4. Для передачи производственно-статистической информации может предусматриваться аппаратура передачи данных или абонентский телеграф.

9.I5. В качестве коммутационного устройства ДТС устанавливается диспетчерский коммутатор.

9.I6. Внутриобъектная и местная связь организуется, как правило, путем установки АТС малой емкости, которая должна иметь выход на городскую АТС в соответствии с техническими условиями Минсвязи СССР.

Включение диспетерских телефонных каналов в АТС и диспетческий коммутатор должно осуществляться с учетом обеспечения диспетчеру преимущественного права доступа к каналам связи.

9.I7. При совмещении ПТС (РТС) с РПБ, ПЭО (РЭУ) энергосистемы, ПЭС или энергообъектом для них должны использоваться общие средства внутриобъектной и местной связи.

I0. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

I0.I. Схемы информации, передаваемые с электрической станции для обеспечения задач и функций многоуровневой АСДУ, а также при необходимости для АСУ ТП нормального и аварийного режимов, определяются в зависимости от значения электростанций в энергосистеме и энергообъединении, мощности, напряжения и режимов

работы оборудования электростанции, структур диспетчерского и производственно-хозяйственного управления, наличия АСУ ТП на электростанции, вида оперативного обслуживания и др.

I0.2. С электростанций системного и межсистемного значения телеинформация для АСДУ должна передаваться, как правило, непосредственно на ЦДП энергосистемы. Объем этой телеинформации должен определяться на основе разд.4, а также разд.I и 2 (примерный состав и характеристика объемов телеинформации приведены в табл.I4).

Передача объемов телеинформации на вышестоящие диспетчерские пункты должна предусматриваться, как правило, путем ретрансляции с ЦДП энергосистемы. Объем этой телеинформации должен определяться на основе разд.3.

I0.3. Объемы телеинформации, необходимые для информационного обеспечения АСУ ТП нормального и аварийного режимов работы энергосистем и ОЭС, технические решения по организации передачи информации и управляющих воздействий регламентируются ПУЭ и разработанными для данной области проектирования директивными и нормативными документами.

В соответствии с разд.I и 2 настоящих РУ следует проводить анализ возможностей комплексного применения технических средств для сбора и передачи телеинформации в АСДУ и внедрять технико-экономически обоснованные решения по созданию интегрированных ССПИ.

I0.4. При разработке проекта АСУ ТП электростанции следует предусматривать автоматизированную передачу телеинформации и оперативных данных в режиме межуровневого машинного обмена (ММО) между электростанцией и ЦДП энергосистемы.

Объемы передаваемой информации и метод управления системой передачи в режиме ММО определяются на основе анализа необходимого для АСУ ТП электростанции информационного обеспечения и требований со стороны АСДУ и АСУ ТП нормального и аварийного режимов работы энергосистем и ОЭС. Должны учитываться также технические характеристики комплекса технических средств АСУ ТП электростанции, телеинформационных и управляющих комплексов на ЦДП энергосистемы и др.

Допускается применение на электростанции с АСУ ТП отдельных телекомплексов для передачи информации на диспетчерские пункты.

Таблица I4

Состав и характеристика объемов телеинформации на ЦДП энергосистемы с электростанций системного и межсистемного значения

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
Телесигнализация (ТС)	Сигнализация положения выключателей главной электрической схемы электростанции.
Аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС)	Передача общих предупредительных и аварийных сигналов о возникновении ненормальных ситуаций, последствие которых существенно изменяются условия и режим работы важнейшего энергооборудования электростанции. Передача сигналов о нарушениях, ведущих к отказам в работе АСУ ТП нормального и аварийного режимов.
Телеизмерения (ТИ)	Суммарные активная и реактивная мощности генераторов электростанций, а также при необходимости по отдельным группам генераторов и отдельным энергоблокам. Суммарные активная и реактивная мощности нагрузки по группам (авто) трансформаторов по обмоткам высшего и среднего напряжения. Активная и реактивная мощности нагрузки отходящих от электростанции ВЛ: - по всем ВЛ 330кВ и выше; - по всем ВЛ 110 - 220 кВ межсистемного значения; - по внутрисистемным ВЛ 220 кВ и нетупиковым ВЛ 110 кВ.

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
	Напряжение на шинах 110кВ и выше (на каждой системе шин). Частота на стороне высшего или среднего напряжения электростанции, если есть вероятность изолированной работы частей энергосистемы. Уровни верхнего и нижнего бьефов гидроэлектростанций.
Телеизмерения интегральные (ТИИ)	Передача показаний счетчиков активной и реактивной электрической энергии (предусматривается на основании ПУЭ и рекомендаций разд.2.2). Передача показаний фиксирующих измерительных приборов повреждений на линиях электропередачи (при наличии ФИПов на электростанциях).
Примечание.	По заданию энергосистемы может предусматриваться передача информации другого назначения (сигналы срабатывания РЗ и СА, сигнализаторов гололеда на ВЛ и др.).

I0.5. Автоматизированные гидроэлектростанции, работающие без постоянного оперативного персонала, могут быть телемеханизированы в соответствии с табл.I5.

Необходимые объемы телемеханизации по каждой ГЭС уточняются при конкретном проектировании.

Указанные средства телемеханики должны использоваться для контроля и управления РЭС оперативным персоналом ДП ПЭС (ЦДП ЭС) в соответствии со структурой диспетчерского управления либо оперативным персоналом головной (базисной) ГЭС каскада. Телеизмерения должны передаваться на ДП ПЭС (ЦДП ЭС) непосредственно либо путем ретрансляции через головную ГЭС каскада.

I0.6. С небольших ГЭС, работающих по режиму водотока и обслуживаемых без постоянного оперативного персонала, предусматриваются следующие объемы телемеханизации: АПТС и телеизмерение суммарной активной мощности ГЭС, передаваемые на головную ГЭС каскада либо ДП ПЭС.

I0.7. Объемы телеинформации, передаваемые с ТЭЦ на диспетчерский пункт тепловых сетей, определяются в соответствии с разд.9.

Таблица I5

Состав и характеристика объемов телемеханизации автоматизированных гидроэлектростанций без постоянного оперативного персонала

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
Телесигнализация (ТС)	Сигнализация положения выключателей главной электрической схемы, рабочего состояния гидроагрегатов и телеуправляемого оборудования.
Аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС)	Возможные неисправности и отклонения режимов работы ГЭС за установленные пр. цели, информация о нарушениях при пуске и останове гидроагрегатов, работа защит гидроагрегатов, вспомогательного оборудования. АПТС для электрической схемы ГЭС предусматривается в объеме, указанном в п.II.6. (уточняется при конкретном проектировании).
Телеуправление и телерегулирование (ТУиТР)	Управление уставками регуляторов, пуском и останов. гидроагрегатов и переводом их в режим синхронного компенсатора должно осуществляться воздействием на систему автоматического управления.

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
	Управление выключателями, которыми производятся частные оперативные переключения для изменения выдачи мощности и режимов работы ГЭС.
	Оперативные изменения положения щитов и затворов гидротехнических сооружений для регулирования режима работы ГЭС и по условиям водопользования.
Телеизмерения (ТИ)	Суммарные активная и реактивная мощности ГЭС.
	Уровни верхнего и нижнего бьефов ГЭС.
	Напряжение на шинах, с которых производится основная выдача мощности ГЭС.
	Активная и реактивная мощности нагрузки отходящих от электростанции ВЛ 110 кВ и выше.
	Токи ВЛ 35-110кВ, если они максимально нагружены.
Телеизмерения интегральные (ТИИ)	Передача показаний счетчиков активной и реактивной электрической энергии (предусматривается на основании ПУЭ и рекомендаций разд.2.2).

Средства связи

10.8. Для электростанций в зависимости от их значения в энергосистеме и ОЭС, структуры диспетчерского и административно-хозяйственного управления предусматриваются средства связи в составе:

- диспетчерская,
- производственно-технологическая,

- внутриобъектная и местная;
- связь совещаний;
- факсимильная связь;
- каналы телеинформации;
- каналы передачи данных;
- абонентский телеграф;
- передача статических телеизображений.

Средства и каналы связи для электростанций приведены в табл. I6.

Таблица I6.

Средства и каналы связи для электростанций

Направление связи	ДТС	ПТТС	ОГСС	СС	ФС	ТМ	ПД по НКТЧ	ПД по КСПД	АТ	ОТИ
I. Электростанция–ТЭО	–	+	+	+	+	–	+	+	+	–
2. Электростанция–ОДУ	+(I)	+(I)	+	⊕	–	⊕	+(I)	+	+	⊕
3. Электростанция – ПЭО(РЭУ), ПОЭиЭ	+(I)	+(4÷8)	+	+	+	+(2)	+(I)	+	+	+
4. Электростанция –ПЭС	+(I)	+(I)	+	–	–	+	–	⊕	+	⊕

Примечание. Условные обозначения те же, что и в табл. 5.

I0.9. Диспетчерская телефонная связь электростанций должна предусматриваться по некоммутированным телефонным каналам.

Резервирование диспетчерской связи и каналов телеинформации должно осуществляться по одному из каналов ПТТС, организованному по независимому от диспетчерского канала тракту. При отсутствии такой возможности резервирование должно осуществляться по каналам общегосударственной сети Минсвязи СССР или других ведомств.

Независимые резервные каналы диспетчерской связи для электростанций, находящихся в непосредственном оперативном управлении ДП ОДУ и ЦДП, должны предусматриваться через соответствующие пункты объектов 04.

Как основной, так и резервный каналы диспетчерской связи должны быть включены в диспетчерский коммутатор с преимущественным правом доступа к каналам оперативного персонала.

I0.I0. Количество каналов ПТТС выбирается в зависимости от реальной или расчетной нагрузки и может при соответствующем обосновании превышать нормы, указанные в табл.I6.

I0.II. На автоматизированных и телеуправляемых гидроэлектростанциях без постоянного оперативного персонала для диспетчерской и производственно-технологической связи предусматривается один некоммутируемый канал телефонной связи с соответствующим диспетчерским пунктом или с головной гидроэлектростанцией, работающей в общем каскаде.

I0.I2. Для атомных электростанций, кроме телефонных каналов, указанных в табл.I6, должны предусматриваться, как минимум два канала ПТТС с управлениями Минэнерго СССР и Минатомэнергопрома СССР.

I0.I3. Для внутриобъектной и местной связи должна предусматриваться АТС, рассчитанная на работу в сети дальней автоматической связи Минэнерго СССР.

На малых гидроэлектростанциях с постоянным оперативным персоналом для внутриобъектной связи вместо АТС могут использоваться диспетчерские или ручные коммутаторы на соответствующую емкость.

I0.I4. Электростанция должна быть оснащена средствами местной связи путем соединительных линий между АТС электростанции и ближайшим узлом связи Минсвязи СССР или других ведомств. Число соединительных линий определяется по нормам Минсвязи СССР.

Для мелких электростанций, не имеющих АТС, местная телефонная связь может осуществляться путём установки абонентских телефонных аппаратов с выходом на узлы связи Минсвязи СССР или других ведомств.

I0.I5. Количество каналов телемеханики определяется в зависимости от структуры телемеханических связей, заданных объемов телеинформации, требований быстродействия и надежности передачи.

I0.I6. Для обмена производственно-статистической информацией на электростанции должна предусматриваться установка абонентского пункта передачи данных, подключенного к КСПД.

На первом этапе создания КСПД в качестве абонентских пунктов передачи данных могут использоваться телетайпные аппараты, снабженные устройствами защиты от ошибок.

Для резервирования передачи производственно-статистической информации должен быть предусмотрен абонентский телеграф.

I0.I7. Для электростанций, находящихся в непосредственном оперативном управлении ДП энергосистемы, с ДП ОДУ могут предусматриваться некоммутируемые каналы тональной частоты (НКТЧ).

I0.I8. Для электростанций, находящихся в непосредственном оперативном управлении ДП ОДУ, ЦДП и ДП ПЭС, могут предусматриваться коммутируемые каналы для передачи статических телеизображений, а на территории электростанций – установки промышленного телевидения.

I0.I9. Электростанции, являющиеся узловыми центрами связи энергосистем, должны быть подключены к магистральным линиям связи Минэнерго СССР.

I0.20. На обслуживаемых электростанциях должно дополнительно предусматриваться:

- громкоговорящая поисковая связь;
- радиотрансляция от ближайшего радиоцентра Минсвязи СССР;
- часофикация;
- магнитофон для записи диспетчерских переговоров.

I0.2I. На всех электростанциях предусматривается охранная сигнализация периметра подстанции.

II. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПОДСТАНЦИИ

II.I. Объемы информации, передаваемые с электрической подстанции для обеспечения задач и функций многоуровневой АСДУ, а также при необходимости для АСУ ТП нормального и аварийного режимов, определяются в зависимости от значения подстанции в энергосистеме и энергообъединении, мощности, напряжения и режимов работы оборудования подстанции, структур диспетчерского и производственно-хозяйственного управления, наличия АСУ ТП на подстанции, вида оперативного обслуживания и др.

II.2. С основных узловых и транзитных подстанций напряжением IIOкВ и выше телеинформация для АСДУ должна передаваться, как правило, в два направления: непосредственно на ЦДП энергосистемы и в помещение 04. Объем этой телеинформации должен определяться на основе разд.4, а также разд.I и 2 (примерный состав и характеристика объемов телеинформации приведены в табл. I7).

Передача объемов телеинформации на вышестоящие диспетчерские пункты должна предусматриваться, как правило, путем ретрансляции с ЦДП энергосистемы. Объем этой телеинформации должен определяться на основе разд.3.

II.3. Объемы телеинформации, необходимые для информационного обеспечения АСУ ТП нормального и аварийного режимов работы энергосистем и ОЭС, технические решения по организации передачи информации и управляющих воздействий регламентируются ПУЭ и разработанными для данной области проектирования директивными и нормативными документами.

В соответствии с разд.I и 2 настоящих РУ следует проводить анализ возможностей комплексного применения технических средств для сбора и передачи телеинформации в АСДУ и АСУ ТП режимов и внедрять технико-экономически обоснованные решения по созданию интегрированных ССПИ.

II.4. При разработке проекта АСУ ТП подстанции следует предусматривать автоматизированную передачу телеинформации и оперативных данных в режиме межуровневого межмашинного обмена (ММО) между подстанцией и ЦДП энергосистемы.

Объемы передаваемой информации и метод управления системой передачи в режиме ММО определяются на основе анализа необходимого для АСУ ТП подстанции информационного обеспечения и требований со стороны АСДУ и систем автоматики нормального и аварийного режимов работы энергосистем и ОЭС.

Должны учитываться также технические характеристики комплексов технических средств АСУ ТП подстанций, телеинформационных и управляющих комплексов на ЦДП энергосистемы и др.

Допускается применение на подстанции с АСУ ТП отдельных телекомплексов для передачи информации на диспетчерские пункты.

Таблица I7.

Состав и характеристика объемов телеинформации на ЦДП энергосистемы с узловых и транзитных подстанций напряжением IIOкВ и выше, образующих основную электрическую сеть

Вид телеинформации	Состав и характеристика телеинформации
Телеуправление (ТУ)	Передача команд управления выключателями при необходимости частого срочного изменения топологии основной сети и режима ее работы, передача управляющих воздействий от автоматических систем (предусматривается в обоснованном объеме по согласованию с энергосистемой).
Телесигнализация (ТС)	Сигнализация положения выключателей IIO кВ и выше, разъединителей в цепях телеуправляемых выключателей, отделителей и короткозамыкателей.
Аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС)	Передача общих предупредительных и аварийных сигналов о возникновении ненормальных ситуаций, вследствие которых существенно изменяются условия и режим работы важнейшего энергооборудования подстанции.

Продолжение табл.I7

I	2
	Передача сигналов о нарушениях, ведущих к отказам в работе АСУ ТП нормального и аварийного режимов.
Телеизмерения (ТИ)	Активные и реактивные мощности нагрузки ВЛ: - по всем ВЛ 330 кВ и выше; - по всем ВЛ 110-220 кВ межсистемного значения; - по внутрисистемным ВЛ 220 кВ и потупиковым ВЛ 110 кВ. Суммарные активная и реактивная мощности нагрузки по группам (авто) трансформаторов по обмоткам высшего и (или) среднего напряжения. Напряжение на шинах 110 кВ и выше, если оно принимается за контрольное в основной сети при оперативно-диспетчерском управлении энергосистемой или используется для дорасчета параметров в узлах сети. Суммарная реактивная мощность синхронных компенсаторов. Частота на стороне высшего или среднего напряжения подстанции межсистемного значения, если есть вероятность изолированной работы частей энергосистемы.
Телеизмерения интегральные (ТИИ)	Передача показаний счетчиков активной и реактивной электрической энергии (предусматривается на основании ПУЭ и рекомендаций разд.2.2) Передача показаний фиксирующих измерительных приборов повреждений на линиях электропередачи (при наличии ФИПов на подстанциях).

Примечания. По заданию энергосистемы может предусматриваться передача информации другого назначения (сигналы срабатывания РЗ и СА, сигнализаторов гололеда на ВЛ и др.).

II.5. Телемеханизация подстанций распределительной электрической сети напряжением 220 кВ и ниже должна предусматриваться исходя из значения подстанций, задач комплексной автоматизации и телемеханизации сети, применения типовых проектных решений, действующих правил обеспечения вновь строящихся и реконструируемых энергообъектов серийно выпускаемыми оборудованием и аппаратурой.

Выбор объемов телеинформации и технических средств телемеханизации следует осуществлять на основании разд.5 - 8 с учетом конкретных условий, запланированных сроков развития распределительной электросети и внедрения АСДУ ПЭС и АСДУ РЭС.

II.6. В типовой полный объем телемеханизации узловых и транзитных подстанций напряжением 35-220кВ распределительной электрической сети при централизованном оперативном обслуживании специализированными бригадами должно входить:

а) телеуправление включением- отключением выключателей, отключением отделителей (состав телеуправляемого оборудования выбирается на основе анализа схем и режимов работы конкретной подстанции);

б) телесигнализация положения выключателей 10(6) кВ и выше, отделителей, короткозамикателей, разъединителей в цепях телеуправляемых выключателей (может предусматриваться передача индивидуальных и обобщенных телесигналов);

в) аварийно-предупредительная телесигнализация (АПТС):

- работа релейной защиты - один общий сигнал или по видам основного энергетического оборудования (шины, линии, синхронный компенсатор и др.);

- аварийное отключение выключателя - один общий сигнал (предусматривается при ограниченном количестве АПТС в качестве обобщенного сигнала "авария");

- работа автоматики - один общий сигнал или групповые сигналы (АПВ, АВР, АЧР, УРОВ и др.);

- авария силового трансформатора (работа газовой и дифференциальной защит на отключение) - один общий сигнал для всех трансформаторов;

– неисправность силового трансформатора (перегрузка, работа первой ступени газовой защиты, перегрев, понижение уровня масла и др.) – один общий сигнал с каждого трансформатора или групповые сигналы;

– "земля" на шинах 35 (6,10,20)кВ – один сигнал с каждой системы шин или секции;

– неисправность на подстанции (повреждения во вторичных цепях, исчезновение напряжения на подстанции, выход из строя источника электропитания и др.) – один общий сигнал или групповые сигналы.

Примечание. Состав и количество АПТС определяются при конкретном проектировании в зависимости от типовой схемы подстанции, состава высоковольтного оборудования, комплектующих изделий, располагаемой информационной емкости телекомплекса и др.;

г) специальные телесигналы:

– охранная сигнализация подстанции (при наличии автоматических охранных извещателей);

– пожарная сигнализация подстанции (при наличии автоматических пожарных извещателей);

д) технологическая сигнализация:

– ввода или вывода из работы САРН и других устройств автоматизации подстанции;

– положения РПН трансформаторов;

е) телеизмерения:

– текущих значений параметров, характеризующих работу подстанции как объекта АСДУ ПЭС или АСДУ РЭС (предусматривается на основании разд.5–8);

– показаний счетчиков активной и реактивной электрической энергии (предусматривается на основании ПУЭ и рекомендаций разд.2.2);

– показаний фиксирующих измерительных приборов повреждений на линиях электропередачи (предусматривается при наличии ФИПов на подстанциях, по согласованию с ПЭС),

Для подстанций, находящихся в оперативном ведении ЦДП энергосистемы, объем телеинформации должен определяться также с учетом требований разд.4.

II.7. Телемеханизация узловых и транзитных подстанций напряжением 35-220кВ распределительной электрической сети при постоянном обслуживании оперативным персоналом на подстанции или с дежурством на дому должна предусматриваться, как правило, в меньшем объеме чем по п.II.6. Объем телемеханизации должен выбираться исходя из реальных потребностей выполнения оперативно-диспетчерских задач с помощью средств телемеханизации, степени автоматизации подстанции и технико-экономических показателей эксплуатации аппаратуры.

Телемеханизация указанных подстанций должна осуществляться на основе следующих положений:

- телеуправление должно применяться в ограниченном объеме при необходимости частого срочного выполнения операций включения - отключения непосредственно с диспетчерского пункта;

- телесигнализация выполняется, как правило, в полном объеме по п.II.6;

- аварийно-предупредительная телесигнализация должна состоять, как правило, из нескольких общих сигналов, характеризующих основные виды неисправностей и аварий на подстанции (состав АПТС должен выбираться из типового перечня в п.II.6);

- телеизмерения текущие (ТИТ) и интегральные (ТИИ) должны предусматриваться в минимальном объеме, необходимом для оперативного учета режима работы подстанции в АСДУ ПЭС и АСДУ РЭС (предусматриваются в соответствии с разд.5-8).

II.8. Для тупиковых и ответвительных подстанций напряжением 35-220 кВ распределительной электрической сети при ограничениях в выборе объема телемеханизации рекомендуется предусматривать:

а) для подстанций централизованного обслуживания ОЗБ:

- до пяти общих сигналов АПТС по п.II.6.в;

- специальные телесигналы по п.II.6.г;

- телесигнализация положения основного коммутационного оборудования по п.II.6.б;

– телеуправление включением – отключением выключателей, отключением отделителей;

б) для подстанций с дежурством оперативного персонала на дому – до пяти общих сигналов АПС и телесигнализация положения отделителей и выключателей на стороне 35кВ и выше, передаваемые на соответствующий диспетчерский пункт.

При необходимости оперативного контроля и управления режимом отпуска электроэнергии с шин подстанции, предотвращения перегрузки оборудования в дополнение к пп.а и б могут быть предусмотрены телеизмерения напряжения на шинах и токов нагрузки в линиях электропередачи и обмотках силовых трансформаторов.

II.9. Для возможности оперативного или автоматического управления величинами мощности и энергии, отпускаемыми с шин подстанций конкретным потребителям в заданном регионе, на узловых подстанциях могут устанавливаться телекомплексы, действующие по типу циркулярного ТУ и т.п., а на других подстанциях – приемники команд ТУ.

Необходимость применения указанных телекомплексов, их размещение, режим работы и пр. обосновываются при разработке проектов АСКУЭ, АСДУ, автоматизации технологических процессов в электрических сетях.

II.10. Производственно-статистическая информация о работе подстанций распределительной электрической сети должна формироваться на пунктах подготовки данных, организованных в предприятиях и районах электросетей.

Средства связи

II.11. Для подстанций 110 кВ и выше в зависимости от их значения в энергосистеме, структуры диспетчерского управления и способа оперативного обслуживания предусматриваются средства связи в составе:

– диспетчерская;
– производственно-технологическая;
– внутриобъектная и местная;
– каналы телеинформации;
– каналы передачи данных;
– передача статических телеизображений.

Средства и каналы связи для подстанций IIO кВ и выше приведены в табл.I8.

Таблица I8

Средства и каналы связи для подстанций IIO кВ и выше

Направление связи	ДТС	ПТТС	ОГСС	ТМ	ЦД по КСЦД	СТИ
I. Подстанция – ОДУ	+(I)	+(I)	⊕	⊕	⊕	⊕
2. Подстанция – ПЭО(РЭУ)	+(I)	+(I)	⊕	+(2)	⊕	⊕
3. Подстанция – ПЭС	+(I)	+(I)	⊕	+	–	–

Примечание. Условные обозначения те же, что и в табл.5.

II.I2. Диспетчерская телефонная связь с диспетчерскими пунктами, в непосредственном оперативном управлении которых находится оборудование данной подстанции, предусматривается по некоммутируемым телефонным каналам.

Для ответвительных и тупиковых подстанций IIO–220 кВ допускается использование групповых каналов связи.

Резервирование диспетчерской связи и каналов телеинформации должно осуществляться по производственно-технологическому каналу, организованному по тракту, независимому от диспетчерского канала. При отсутствии такой возможности резервирование должно осуществляться по общегосударственной сети Минсвязи СССР или других ведомств.

Резервные каналы диспетчерской связи для подстанций, находящихся в непосредственном оперативном управлении ДП ОДУ и ЦДП, должны предусматриваться через соответствующие пункты помещений ОЧ.

Как основной, так и резервный каналы диспетчерской связи должны быть включены в диспетчерский коммутатор подстанции с преимущественным правом доступа к каналам оперативного персонала.

II.I3. Количество каналов ПТТС для подстанций системного и межсистемного значения на уровне управления ПЭО и ОДУ при соответствующем обосновании может превышать нормы, указанные в табл.I8.

II.I4. На основных узловых и транзитных подстанциях II0кВ и выше для внутриобъектной связи должна предусматриваться АТС, рассчитанная на работу в сети дальней автоматической связи Минэнерго СССР.

На ответвительных и тупиковых подстанциях II0-220 кВ могут использоваться коммутаторы малой емкости или диспетчерские коммутаторы.

АТС подстанции должна иметь выход на общегосударственную сеть Минсвязи СССР или других ведомств посредством соединительных линий, число которых определяется соответствующими нормативами.

При отсутствии АТС на подстанции местная телефонная связь может осуществляться посредством установки абонентских телефонных аппаратов с выходом на ближайший узел связи Минсвязи СССР.

II.I5. Количество каналов телемеханики определяется в зависимости от структуры телемеханических связей, заданных объемов телеинформации, требований быстродействия и надежности передачи.

Как правило, канал телемеханики должен резервироваться.

II.I6. Для обмена данными между подстанциями и ПЭО (РЭУ) или ОДУ на подстанции может при необходимости предусматриваться установка абонентского пункта передачи данных со скоростью до 600 Бод, подключенного к КСПД Минэнерго СССР.

II.I7. Для понизительных подстанций напряжением 35-II0 кВ распределительной электрической сети должен быть предусмотрен один телефонный канал диспетчерской связи с оперативным персоналом диспетчерского пункта, в оперативном управлении которого находится подстанция, без резервирования собственными независимыми каналами связи.

Для организации каналов диспетчерской связи, как правило, должны использоваться ВЧ каналы по линиям электропередачи.

Допускается параллельное включение в один канал диспетчерской связи нескольких подстанций.

В качестве резервного канала диспетчерской связи могут быть использованы средства УКВ радиосвязи специализированных бригад ОВБ.

II.I8. На узловых и транзитных подстанциях IIO кВ и выше, оперативно подчиненных ОДУ или ПЭО (РЭУ), должны дополнительно предусматриваться:

- громкоговорящая поисковая связь;
- радиотрансляция от ближайшего радиофидера Минсвязи СССР;
- часофикация;
- магнитофоны для записи диспетчерских переговоров.

II.I9. На подстанциях 330кВ и выше предусматривается охранная сигнализация периметра подстанции в соответствии с нормами Минэнерго СССР.

II.20. На протяженных открытых распределительных устройствах (ОРУ) подстанций 500 кВ и выше может при соответствующем обосновании предусматриваться установка промышленного телевидения с возможностью передачи по коммутируемым каналам статических телеизображений на соответствующие диспетчерские пункты ОДУ и ПЭО (РЭУ).

II.2I. Подстанции, являющиеся узловыми центрами связи энергосистем, должны быть подключены к магистральным линиям связи Минэнерго СССР.

I2. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

I2.I. Оперативно-диспетчерское управление линиями электропередачи осуществляется непосредственно через оперативный персонал соответствующих электростанций и подстанций, либо через персонал нижестоящих диспетчерских пунктов.

Линейно-эксплуатационное обслуживание линий электропередачи осуществляется в соответствии с принятой в ПЭС или РЭС формой обслуживания подстанций и линий электропередачи.

Объемы информации и направления ее передачи предусматриваются в соответствии с требованиями АСДУ и АСУ ТП нормального и аварийного режимов энергосистем и энергообъединений.

Средства связи

I2.2. Для эксплуатационного обслуживания линий электропередачи должна предусматриваться производственно-технологическая связь ремонтно-производственных баз с ремонтными бригадами (линейно- эксплуатационная связь).

I2.3. Для производственно-технологической связи предусматриваются каналы телефонной связи:

- РПБ - автомашины ремонтных бригад;
- автомашины - монтеры, обходчики;
- РПБ - подстанция, питающая данную ВЛ.

I2.4. В тех случаях, когда линия электропередачи обслуживается несколькими РПБ, должна предусматриваться технологическая связь между этими РПБ.

I2.5. При обслуживании одной РПБ нескольких ВЛ допускается использование общих средств связи для различных ремонтных бригад.

I2.6 В качестве основных средств связи для эксплуатационных нужд на линиях электропередачи предусматривается УКВ радиосвязь с применением в необходимых случаях систем ретрансляции.

Допускается использование средств связи участков электросетей, РЭС, ПЭС и РПБ.

I2.7. Для контроля за работой кабельных линий II0 кВ и выше параллельно им рекомендуется прокладывать кабель связи, предназначенный для передачи с промежуточных пунктов контроля, расположенных по трассе, на питающую подстанцию.

Прокладка кабеля связи должна осуществляться с учетом существующих правил и норм на прокладку кабелей связи вдоль линий электропередачи.

Приложение

Используемые термины и определения[x]

Термин	Определение (характеристика)
Автоматизированная система диспетчерского управления (АСДУ) энергосистемой (электрической сетью, тепловой сетью и др.).	Совокупность технических средств и информационно-математического обеспечения, используемых при диспетчерском управлении энергосистемой (электрической сетью, тепловой сетью и др.) в целях наиболее эффективного выполнения задач и функций при долгосрочном и краткосрочном планировании режимов, оперативном и автоматическом управлении.
Автоматическое управление	Управление, осуществляемое автоматически без непосредственного участия человека, в том числе с помощью ЭВМ.
Адаптивная система управления	Система, у которой автоматически изменяется способ функционирования управляющей части в целях достижения оптимального управления.
Иерархическое диспетчерское управление энергосистемами	Ступенчатое диспетчерское управление, соответствующее иерархическому построению энергетических систем (Единая энергосистема СССР, объединенные энергосистемы, энергетические системы).
Информационно-математическое оценивание состояния технологических процессов (в энергосистеме, сети и др.) в реальном масштабе времени.	Совокупность процедур, использующих математические и статистические методы для определения наиболее вероятных значений параметров состояния на основе телеизмерений, псевдотелеизмерений, дорасчета параметров и т.п.

x) В данный перечень не включены термины, регламентированные ГОСТ.

Продолжение приложения

Термин	Определение (характеристика)
Объем информации	Относительная количественная характеристика информации введенной или вводимой в информационно-управляющую систему (устройство). Может измеряться в единицах количества информации, а также числом измеряемых параметров, дискретных сигналов, вводимых знаков, слов, фраз, отдельных текстов.
Сбор данных в реальном масштабе времени, в темпе процесса	Совокупность процедур, служащих для сбора данных и выполняемых в заданных интервалах времени, существенно не отличающихся от темпа процесса и отвечающих конкретным задачам управления.
Скорость передачи информации по каналу связи	Число импульсных (дискретных) сигналов, передаваемых по каналу связи в единицу времени (единица измерения: (импульс/с =I Бод).
Спорадическая передача информации	Передача информации по каналу связи только при изменении состояния контролируемых объектов или значений измеряемых параметров на заданное значение.
Циклическая передача информации	Непрерывная передача информации по каналу связи разделенными во времени циклами независимо от состояния контролируемых объектов или значений измеряемых параметров.
Уровни приоритета	Система, создаваемая как с помощью технических средств, так и программно, служащая для упорядочения (по важности запросов) прерываний при решении тех или иных задач, в том числе при сборе, передаче и обработке информации.

Продолжение приложения

Термин	Определение (характеристика)
Энергетические объекты и др.	
Энергетические объекты, находящиеся в непосредственном оперативном управлении данного диспетчерского пункта	Электростанции, подстанции или часть их оборудования, на которых оперативные переключения или изменения режима работы могут быть произведены лишь по прямому указанию оперативного персонала данного диспетчерского пункта.
Энергетические объекты, находящиеся в оперативном ведении вышестоящего диспетчерского пункта	Электростанции, подстанции или часть их оборудования, на которых оперативные переключения или изменения режима работы могут быть произведены по указанию оперативного персонала диспетчерского пункта при наличии разрешения или указания на то с вышестоящего диспетчерского пункта.
Энергетические объекты системного значения	Расположенные в границах энергосистемы электростанции, подстанции или часть их оборудования, на которых изменения режимов работы и схем коммутации существенно влияют на надежность и экономичность работы энергосистемы. Перечень данных объектов и оборудования согласовывается с ПОЭиЭ (ПЭО, РЭУ).
Энергетические объекты межсистемного значения	Расположенные в границах ОЭС электростанции, подстанции или часть их оборудования, на которых изменения режимов работы и схем коммутации существенно влияют на надежность и экономичность работы ОЭС. Перечень данных объектов и оборудования согласовывается с ОДУ (ТЭО).

Продолжение приложения

Термин	Определение (характеристика)
Основная электрическая сеть ОЭС	Электрическая сеть, предназначенная для межсистемных связей и распределения мощности основных электростанций, входящих в состав ОЭС.
Основная электрическая сеть энергосистемы	Электрическая сеть, предназначенная для распределения потоков мощности от электростанций до узловых подстанций на территории энергосистемы.
Распределительная электрическая сеть энергосистемы	Электрическая сеть, предназначенная для распределения потоков мощности от электростанций и узловых подстанций до отдельных потребителей (сельская электрическая сеть 35-110 кВ и ниже, городская - 110 кВ и ниже, подстанции промышленных предприятий и т.п.- 110 -220 кВ и ниже).
Основная электростанция энергосистемы (ОЭС)	Электростанция, мощность которой превышает 5% установленной мощности энергосистемы (ОЭС), имеющая важное значение для режима работы энергосистемы (ОЭС)
Регулирующая электростанция энергосистемы (ОЭС)	Электростанция, принимающая участие в регулировании частоты и покрытии пиковых нагрузок в энергосистеме (ОЭС).
Подстанция узловая (или опорная)	Подстанция, присоединяемая к сети не менее чем по трем ВЛ в разных направлениях.
Подстанция транзитная	Узловая или проходная подстанция, через шины которой осуществляются перетоки мощности между отдельными точками сети.

Продолжение приложения

Термин	Определение (характеристика)
Подстанция промежуточная проходная	Подстанция, присоединяемая путем захода одной или двух ВЛ с одно- или двухсторонним питанием.
Подстанция промежуточная ответвительная	Подстанция, присоединяемая на ответвлении к одной или двум проходящим ВЛ.
Подстанция тупиковая	Подстанция, питающаяся по одной ВЛ (одно - или двухцепной).

gost.e-ecolog.ru

эсл. 480.100.91.