
ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ПАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-
29.240.10.249-2017**

**Правила
оформления принципиальных электрических схем подстанций**

Стандарт организации

Дата введения: 28.09.2017

ПАО «ФСК ЕЭС»

2017

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2012.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: Департаментом подстанций.
2. ВНЕСЁН: Департаментом подстанций, Департаментом инновационного развития.
3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 28.09.2017 № 390.
4. СОГЛАСОВАН: с АО «СО ЕЭС» письмом от 21.06.2017 № Б31-П-2-19-7514.
5. ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ПАО «ФСК ЕЭС» по адресу 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: vaga-na@fsk-ees.ru.

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

Содержание

1	Область применения	4
2	Нормативные ссылки.....	4
3	Обозначения и сокращения.....	4
4	Общие положения	5
5	Оформление принципиальных электрических схем ПС	6
	Приложение А.....	10
	Приложение Б.....	11
	Приложение В.....	12
	Приложение Г.....	13
	Приложение Д.....	17
	Библиография	19

1 Область применения

Настоящий стандарт организации (далее – Правила) устанавливает единые требования к оформлению принципиальных электрических схем подстанций, переключательных и распределительных пунктов, выполняемых в составе проектной документации по инвестиционным проектам инвестиционной программы ПАО «ФСК ЕЭС».

2 Нормативные ссылки

ГОСТ 2.004-88 ЕСКД. Общие требования к выполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройствах вывода ЭВМ.

ГОСТ 2.304 -81 ЕСКД. Шрифты чертежные (с Изменениями № 1 – 2).

ГОСТ 2.702-11 ЕСКД. Правила выполнения электрических схем.

ГОСТ Р 21.1101-13 СПДС. Основные требования к проектной и рабочей документации.

ГОСТ Р 56302-14 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и оборудования объектов электроэнергетики. Общие требования.

ГОСТ Р 56303-14 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики. Общие требования к графическому исполнению.

3 Обозначения и сокращения

АТ	- Автотрансформатор.
ВЛ	- Воздушная линия.
ВН, СН, НН	- Обозначение обмоток высшего, среднего и низшего напряжения соответственно.
ВЧ	- Высокая частота.
ДГР	- Дугогасящий реактор.
ДГУ	- Дизель-генераторная установка.
ЗН	- Заземляющий нож.
ЗРУ	- Закрытое распределительное устройство.
ИА	- Исполнительный аппарат.
КВЛ	- Кабельно-воздушная линия.
КЛ	- Кабельная линия.

КПД	- Коэффициент полезного действия.
КРУ	- Комплектное распределительное устройство.
КРУЭ	- Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией.
КЗ	- Короткое замыкание.
ЛРТ	- Линейный регулировочный трансформатор.
ЛЭП	- Линия электропередачи.
НТД	- Нормативно-технический документ.
ОДУ	- Объединенное диспетчерское управление.
ОПН	- Ограничитель перенапряжений.
ОРУ	- Открытое распределительное устройство.
ОТР	- Основные технические решения.
ПБВ	- Переключение без возбуждения.
ПД	- Проектная документация.
ПЗ	- Пояснительная записка.
ПС	- Подстанция (переключательный, распределительный пункт).
РПН	- Регулирование под нагрузкой.
РУ	- Распределительное устройство.
СТО	- Стандарт организации.
СЭП	- Принципиальная электрическая схема ПС (расширяемых или реконструируемых частей).
Т	- Трансформатор.
ТСН	- Трансформатор собственных нужд.
ТТ	- Трансформатор тока.
УШР	- Управляемый шунтирующий реактор.
ШР	- Шунтирующий реактор.
ЩСН	- Щит собственных нужд.

4 Общие положения

4.1 На СЭП должны быть показаны присоединения и РУ классов напряжения 6÷1150 кВ и схема организации питания шин 0,4 кВ собственных нужд ПС, в том числе, от резервных источников.

4.2 Допускается по согласованию с заказчиком отображать на СЭП только те РУ, к которым подключается оборудование, устанавливаемое в рамках данного инвестиционного проекта.

4.3 СЭП оформляется на чертеже в соответствии с требованиями ГОСТ 2.004 и ГОСТ 2.304.

4.4 Компоновка элементов на СЭП должна соответствовать расположению элементов на генеральном плане ПС.

4.5 К СЭП в обязательном порядке необходимо прикладывать ПЗ, содержащую описание основных решений по устанавливаемому первичному оборудованию.

4.6 В состав ПЗ включается:

- обоснование выбора параметров электротехнического оборудования с учетом утвержденных ОТР по данному инвестиционному проекту, требований группы стандартов организации ПАО «ФСК ЕЭС» о типовых технических требованиях к электротехническому оборудованию, НТД по выбору оборудования и других документов;

- обоснование принятых схем заземления нейтрали;

- результаты расчетов длительно допустимой токовой нагрузки присоединений с учетом токовой нагрузки ЛЭП, оборудования ПС и ошиновки;

- результаты расчетов диапазона изменения рабочего тока присоединений с указанием для каждого присоединения ссылок на соответствующие материалы раздела «Балансы и режимы» (наименование тома, номеров раздела, страниц, таблиц и пр.);

- таблица в формате Приложения А к настоящим Правилам с обоснованием выбора коэффициентов трансформации и метрологических характеристик обмоток трансформаторов тока по условию обеспечения требуемой точности измерений во всем диапазоне изменения значений рабочих токов (для всех вновь устанавливаемых и заменяемых измерительных ТТ).

Вывод о соответствии/несоответствии выбранного коэффициента трансформации ТТ на основе результата проверки выполнения условия обеспечения требуемой точности измерений во всем диапазоне изменения значений рабочего тока.

5 Оформление принципиальных электрических схем ПС

5.1 На СЭП приводится таблица с перечнем должностных лиц проектной организации, филиала ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ, ИА ПАО «ФСК ЕЭС» и ИА АО «СО ЕЭС», с которыми СЭП подлежит согласованию (Приложение Б к настоящим Правилам).

5.2 На СЭП размещается основная надпись (в соответствии с формой 3 Приложения Ж, ГОСТ Р 21.1101) с визами разработчиков схемы.

5.3 В правом нижнем углу СЭП (над основной надписью) размещаются необходимые примечания и пояснения. Содержание обязательных пунктов примечаний приведено на чертеже в Приложении В к настоящим Правилам.

5.4 У существующего и проектируемого оборудования, изображаемого на СЭП, за исключением резервного оборудования, для установки которого по данному инвестиционному проекту предусматривается резерв по месту, а также у всех присоединений должны быть нанесены существующие или сформированы в соответствии с требованиями диспетчерские наименования.

5.5 Диспетчерские наименования формируются в соответствии с требованиями ГОСТ Р 56302 и «Методических указаний по присвоению и принципам построения диспетчерских наименований вновь вводимым в эксплуатацию и реконструируемым объектам электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденных приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.09.2011

№ 546.

5.6 На схеме у каждого РУ должен быть нанесен вид конструктивного исполнения данного РУ (например: ОРУ 500 кВ, КРУЭ 110 кВ, ЗРУ 10 кВ и т.д.), расположенный таким образом, чтобы однозначно определялась принадлежность к нему соответствующего оборудования. Цветовая индикация элементов РУ выполняется в соответствии с ГОСТ Р 56303.

5.7 Оборудование, расположенное в ЗРУ, КРУ и/или КРУЭ, обводится по периметру ЗРУ, КРУ и/или КРУЭ тонкой пунктирной линией.

Пример оформления СЭП приведен в Приложении В к настоящим Правилам.

Таблица 1. Разделение в обозначениях схем существующей, проектируемой и перспективной частей ПС

Существующая часть ПС	Тонкая сплошная линия толщиной 0,12 мм цветом, соответствующим уровню напряжения РУ
Проектируемая часть ПС по инвестиционному проекту (этапу строительства инвестиционного проекта)	Жирная сплошная линия толщиной 0,4 мм цветом, соответствующим уровню напряжения РУ
Перспективная (резервная) часть ПС (в случае физического отсутствия оборудования)	Тонкая пунктирная линия толщиной 0,12 мм, цветом, соответствующим уровню напряжения РУ

5.8 На СЭП должны быть указаны максимальные расчетные значения, исходя из пятилетней перспективы (в соответствии с требованиями задания на проектирование), от времени ввода объекта в эксплуатацию, следующих величин:

- тока короткого замыкания трехфазного (кА) на шинах РУ 6-35 кВ (сети с изолированной нейтралью, нейтралью заземленной через ДГР, резистивным и комбинированным заземлением нейтрали);

- токов короткого замыкания трехфазного и однофазного (кА) на шинах РУ 110 кВ и выше (сети с заземленной нейтралью), а также на шинах РУ 0,4 кВ ЩСН.

Дополнительно на СЭП указывается ток трехфазного и однофазного КЗ на шинах РУ 0,4 кВ ЩСН при работе ДГУ (при наличии последней).

Значения токов КЗ указываются рядом с изображением шин или сводятся в отдельную таблицу.

5.9 При наличии резервной фазы АТ и/или ШР (УШР), подключаемой при помощи перемычек при снятом напряжении, показываются смонтированные шлейфовые соединения и места установки перемычек.

5.10 При наличии нескольких этапов строительства каждый этап должен выполняться на отдельной схеме с обозначением предыдущего(-их) этапа(-ов) тонкой сплошной линией.

5.11 Для измерительных трансформаторов необходимо указывать номинальные параметры и метрологические характеристики всех обмоток.

При указании значений номинальных токов обмоток измерительных трансформаторов, конструкция которых предполагает наличие отпаек, необходимо указывать значения номинальных токов всех отпаек. Ток отпайки, выбранный в ходе разработки ОТР (ПД), подчеркивается.

5.12 На СЭП должны быть приведены основные параметры оборудования в соответствии с Приложением Г к настоящим Правилам. Основные параметры приводятся напротив соответствующего оборудования, указанного на СЭП. Для ЛЭП и ошиновки допускается показывать параметры с использованием выноски.

5.13 В том случае, если на СЭП изображено оборудование, основные параметры которого не приведены в Приложении Г к настоящим Правилам, то на СЭП приводятся основные параметры такого оборудования, которые использовались при его выборе по НТД.

5.14 Для существующего оборудования, которое не подлежит замене (демонтажу) в рамках данного инвестиционного проекта, указываются его технические параметры и тип.

5.15 Для оборудования, установленного в цепях плавки гололеда, необходимо указывать параметры, характеризующие режим плавки гололеда:

- напряжение и род тока;
- расчетное значение тока плавки гололеда;
- расчетное время плавки.

5.16 Единицы измерения параметров, приведенных на СЭП должны соответствовать Таблице 2.

Таблица 2. Единицы измерения параметров

№ п/п	Наименование	Ед. изм.
1	Полная мощность	МВА
2	Реактивная мощность	Мвар
3	Активная мощность	кВт
4	Номинальное напряжение	кВ
5	Номинальный ток	А
6	Токи отключения выключателя, термической, электродинамической стойкости	кА
7	Активное сопротивление	Ом
8	Реактивное сопротивление	Ом
9	Номинальная емкость	пФ
10	Сечение проводников	мм ²
11	КПД	%
12	Частота	Гц

5.17 Условные графические обозначения оборудования и таблиц должны соответствовать Приложению Д к настоящим Правилам.

5.18 В том случае, если необходимо показать фазу, к которой осуществляется подключение оборудование, участок СЭП отображается в трехфазном исполнении (например, подключение конденсатора связи,

фильтра присоединений и высокочастотного заградителя к фазе, по которой организуется высокочастотный канал передачи информации).

Приложение А

Таблица А.1. Таблица итогов результатов расчета, произведенного в томе «Балансы и режимы», обоснование выбора коэффициентов трансформации и метрологических характеристик обмоток ТТ

Номер ячейки	$U_{\text{ном}}$, кВ	Наименование присоединения	Длительно допустимая токовая нагрузка присоединения, А		Диспетчерское наименование ограничивающего элемента длительно допустимого тока		Значение минимального рабочего тока присоединения I_{min} , А	Значение максимального рабочего тока присоединения I_{max} , А	Параметры ТТ									
			Зима	Лето	Зима	Лето			Диспетчерское наименование	Коэффициент трансформации	Класс точности	Номинальный ток первичной обмотки ТТ $I_{\text{ном}}$, А	$I_{\text{min}}/I_{\text{ном}}$, %	$I_{\text{max}}/I_{\text{ном}}$, %				

		10	75	50	30	20
				Подп.	ФИО	Дата
50	Утверждено		Заместитель Председателя Правления - главный инженер ПАО "ФСК ЕЭС"	Место для печати:		
			Заместитель главного инженера ПАО "ФСК ЕЭС"			
			Заместитель главного инженера - главный диспетчер ПАО "ФСК ЕЭС"			
			Начальник Департамента ОТУ ПАО "ФСК ЕЭС"			
			Начальник Департамента подстанций ПАО "ФСК ЕЭС"			
			Начальник Департамента РЭМ и АСУТП ПАО "ФСК ЕЭС"			
			Заместитель начальника Департамента РуЭИТ - начальник отдела ТИС ПАО "ФСК ЕЭС"			
50	Согласовано		Первый заместитель генерального директора - главный инженер филиала ПАО "ФСК ЕЭС" - МЭС ...	Место для печати:		
			Заместитель Председателя Правления АО "СО ЕЭС"			
			Ответственное лицо проектной организации "Указывается наименование организации"	Место для печати:		

Приложение Г

Таблица Г.1. Параметры основного оборудования, указываемого на СЭП

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
Оборудование ПС			
1	Автотрансформатор (АТ)	Тип АТ (далее тип ко всему силовому оборудованию) Номинальная мощность автотрансформатора Номинальные напряжения обмоток Диапазон регулирования РПН (при наличии) Схема и группа соединения обмоток Напряжения КЗ обмоток (ВН-СН, ВН-НН, СН-НН)	Автотрансформатор трехфазный АТДЦТН-250000/220/110/10 УЗ 250 МВА Уном=230/121±6×2 % / 10,5 кВ Ун авто/Д-0-11 Uk(вн-сн)=11 % Uk(вн-нн)=32 % Uk(сн-нн)=20 %
2	Трансформатор (Т)	Номинальная мощность трансформатора Номинальные напряжения обмоток Диапазон регулирования РПН (ПБВ, указать) Схема и группа соединения обмоток Напряжения КЗ обмоток	Трансформатор трехфазный ТРДЦН-100000/220/10-10 УЗ 100 МВА Уном=230±12×1 % / 11-11 кВ; Ун/Д-Д-11-11 Uk(вн-нн1)=12,5 % Uk(вн-нн2)=23 % Uk(нн1-нн2)=28 %
3	Выключатель: колонковый, баковый, компактный модуль,	Номинальное напряжение, номинальный ток, ток отключения номинальный, для выключателей 110-220 кВ с индивидуальным приводом каждой фазы указывается - с полюсным управлением	Выключатель элегазовый колонковый 500 кВ, 2000А, 31,5 кА
4	Разъединитель	Количество полюсов (только для ОРУ), количество ЗН, номинальное напряжение, номинальный ток, ток термической стойкости, тип привода главных и заземляющих ножей - электродвигательный или ручной (только для ОРУ)	Разъединитель полупантографный однополюсный с 2-мя ЗН 500 кВ, 2000 А, 40кА с электродвигательным. приводом для главных и заземляющих ножей
5	Трансформатор тока	Номинальное напряжение, ток термической стойкости Классы точности вторичных обмоток Номинальный ток: первичный (варианты) и вторичный	Трансформатор тока 330 кВ, 40 кА 0,2S/0,2-(400-300-200/1) 10P/10P/10P-(2000-1000-800/1)

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
		(коэффициент трансформации) <i>1. Выбранное значение номинального тока первичной обмотки подчеркивается.</i> <i>2. В том случае если у трансформатора тока существует только одно значение коэффициента трансформации, то номинальный ток не подчеркивается.</i>	
6	Трансформатор тока встроенный	Классы точности вторичных обмоток Номинальный ток: первичный (варианты) и вторичный (коэффициент трансформации) <i>1. Выбранное значение номинального тока первичной обмотки подчеркивается.</i> <i>2. В том случае если у трансформатора тока существует только одно значение коэффициента трансформации, то номинальный ток не подчеркивается.</i>	Трансформатор тока встроенный 0,2S/0,2-(400-300- <u>200</u> /1) 10P/10P/10P-(2000- <u>1000</u> -800/1)
7	Трансформатор напряжения: емкостный, индуктивный (указать)	Номинальное напряжение (линейное) Номинальная емкость делителя напряжения (для емкостного) Номинальные напряжения обмоток Классы точности вторичных обмоток	Трансформатор напряжения емкостной 500 кВ, 4650 пФ, $\frac{500}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/\frac{0,1}{\sqrt{3}}/0,1; 0,2/3P/3P$
8	Ограничитель перенапряжения (ОПН)	Номинальное напряжение	ОПН 750 кВ
9	Шунтирующий реактор	Номинальная мощность Номинальное напряжение	РОМБСМ-60000/500 3×60 Мвар, 525/√3 кВ
10	Управляемый шунтирующий реактор	Номинальная мощность, Номинальное напряжение	РОДУ-60000/500 3×60 Мвар, 525/√3 кВ
11	Реактор токоограничивающий	Номинальное напряжение Номинальный ток, реактивное сопротивление	Реактор токоограничивающий 10 кВ, 1000 А, 0,56 Ом
12	Конденсатор связи	Номинальное напряжение, номинальная емкость	Конденсатор связи $\frac{110}{\sqrt{3}}$ кВ, 6400 пФ
13	Высокочастотный заградитель (ВЧ)	Номинальное напряжение, номинальный ток	ВЧ заградитель 110 кВ, 2000 А
14	Автоматический выключатель	Номинальный ток	Автоматический выключатель 1600 А

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
15	Предохранитель	Номинальное напряжение, номинальный ток плавкой вставки	Предохранитель 10 кВ, 600 А
16	Сборные шины	Номинальный ток, конструкция фазы (не указывается для КРУЭ и КРУ)	Сборные шины 2000 А, 3×АС 400/51
17	Неизолированные провода, жесткие шины используемые для ошиновки ячейки ОРУ	Номинальный ток, конструкция фазы	2000 А, 3×АС 400/51
18	Кабели используемые для ошиновки	«количество групп» × «количество кабелей в группе» × «марка кабеля» - «количество жил» × «сечение жилы»/«сечение экрана» - «номинальное напряжение»	3х1хПвВнг(А)-LS-1х95/16-10
19	Дугогасящий реактор	Номинальное напряжение Номинальная мощность	ДГР 35 кВ, 0,84 МВА
20	Заземляющий дугогасящий агрегат	Номинальное напряжение, номинальная мощность, диапазон регулировки тока, схема соединения обмоток	Заземляющий дугогасящий агрегат 10, 3,15 Мвар, 500-50 А, Yн/Д
21	Реактор компенсационный	Номинальное напряжение Мощность реактора	Реактор компенсационный 35 кВ, 31 Мвар
22	Батарея статических конденсаторов (БСК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	Батарея статических конденсаторов 126 кВ; 52 Мвар
23	Статический тиристорный компенсатор (СТК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	СТК 35 кВ, 40 Мвар
24	Статический компенсатор (СТАТКОМ)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	СТАТКОМ 15,75 кВ, 50 Мвар
25	Синхронный компенсатор (СК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	СК 10,5 кВ, 50 Мвар
26	Асинхронизированный компенсатор (АСК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	АСК 10,5 кВ, 50 Мвар
27	Линейный регулировочный трансформатор	Номинальное напряжение, мощность, диапазоны регулирования	ЛРТ 10 кВ, 16 МВА, ±10×1,5 %
28	Дизель-генераторная установка	Номинальная активная мощность, номинальный коэффициент мощности	ДГУ 1000 кВт, cos φ = 0,8
29	Заземлители	Номинальное напряжение, ток термической стойкости <i>Для КРУЭ дополнительно указываются быстродействующие заземлители</i>	Заземлитель 10 кВ, 20 кА

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
30	Фильтр присоединения	Полоса пропускания	Фильтр присоединения 77-1000 Гц
31	Трансформатор тока нулевой последовательности	Номинальное напряжение	ТТНП 0,66 кВ
32	Щит собственных нужд переменного тока	Номинальное напряжение	ЩСН 0,4 кВ
33	Шинопровод	Номинальное напряжение, номинальный ток	Шинопровод 10 кВ, 2000 А
34	Токопровод	Номинальное напряжение, номинальный ток	Элегазовый токопровод 500 кВ, 1000 А

Таблица Г.2. Параметры присоединений, указываемых на СЭП




Номер ячейки	1	2
Обозначение монтажной единицы	W1E	W2E
Диспетчерское наименование	КВЛ 220 кВ Цветочная-Лесная I цепь	АТГ-4
Конструкция фазы линии ¹	АС 400/51	АС 300/39
Конструкция фазы ошиновки ячейки ^{1,2}	АС 400/51	Элегазовый токопровод

¹ - марка кабеля указывается следующим образом: «количество групп» × «количество кабелей в группе» × «марка кабеля» - «количество жил» × «сечение жилы»/«сечение экрана» - «номинальное напряжение».

² - при конструктивном исполнении КРУЭ не указывается.

Сборные шины (гибкие, жесткие)	
Элегазовый токопровод	
Выключатель	
Трансформатор тока (число обмоток показано условно)	
Заземляющий нож	
Конденсатор связи	
Разъединитель с двумя заземляющими ножами	
Обмотка трансформатора напряжения	
Фильтр присоединений	
Реактор (шунтирующий, токоограничивающий, компенсационный)	
Реактор (управляемый шунтирующий)	
ДГУ	
ОПН	
Разъемное контактное соединение	
Обмотка силового трансформатора	
Обмотка силового трансформатора с РПН	
Автоматический выключатель	
Заземление	
Высокочастотный заградитель	
Кабель (ошиновка)	
Контактное соединение	

Отсутствие соединения	
Перемычки для подключения резервного оборудования	
Автотрансформатор	
Автотрансформатор с РПН	
Неизолированные проводники	
Реактор (дугогасящий с регулируемой индуктивностью)	
Жесткие шины	
Место КЗ	
Оптический трансформатор тока	
Оптический трансформатор напряжения	
Участок в трехфазном исполнении	
Сдвоенный реактор (токоограничивающий)	
Синхронный компенсатор	
Батарея статических конденсаторов	
Плавкий предохранитель	

Асинхронизированный компенсатор	
Статический тиристорный компенсатор	
СТАТКОМ	

Библиография

1. Приказ ОАО «ФСК ЕЭС» от 08.09.2011 № 546 (в редакции приказов ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.03.2012 № 129; от 28.04.2012 № 228) «Об утверждении Методических указаний» по присвоению и принципам построения диспетчерских наименований вновь вводимым в эксплуатацию и реконструируемым объектам электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС».