

РАСПОРЯЖЕНИЕ

21.12.2012

№ 881р

Об утверждении требований
к оформлению схем ПС

В целях установления единых требований к оформлению схем принципиальных электрических ПС (далее - Схемы), разрабатываемых в составе проектной документации по объектам инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС», а также оптимизации и ускорения процесса согласования и утверждения Схем:

1. Утвердить Правила оформления схем принципиальных электрических ПС (далее - Правила) согласно приложению к настоящему распоряжению.

2. Первым заместителя генеральных директоров - главным инженерам филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС:

2.1. Осуществлять проверку Схем на соответствие Правилам при их получении от проектных организаций, перед началом процесса согласования Схем в филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС.

2.2. Осуществить рассылку Правил в адрес проектных организаций, выполняющих проектные работы на объектах электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС».

3. Контроль за исполнением настоящего распоряжения возложить на Заместителя главного инженера Дикого В.П.

Заместитель Председателя Правления -
главный инженер

А.В. Черезов

Рассылается: секретариаты Черезова А.В., Тюделекова П.Г., Дикого В.П., Департамент подстанций, Служба оперативно-технологического управления, Департамент РЗАиПА, Департамент МО и АСУТП, Департамент информационных технологий, филиалы ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ОАО «ЦИУС ЕЭС».

Епифанов А.М.

Столяров Е.И.

Канищев А.В. 29-12

Визы: Гуревич Д.М., Пелымский В.Л., Иванченко А.Ф., Здановский В.Е., Епифанов А.М., Пуляев В.И., Шадрин В.А., Савосько С.В., Акимов Л.Ю.

Приложение
к распоряжению ОАО «ФСК ЕЭС»
от 21.12.2012 № 881р

Правила оформления схем принципиальных электрических ПС

Москва
2012

1. Цель разработки документа

Настоящие Правила разработаны с целью установления единых требований к оформлению схем принципиальных электрических ПС, разрабатываемых в составе проектной документации по объектам инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС».

2. Принятые сокращения и основные понятия

АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическим процессом
(А)Т	(авто) трансформатор
ВЛ	воздушная линия
ЕСКД	Единая система конструкторской документации
ЕПТР	Единый порядок принятия технических решений при разработке проектно-сметной документации, утвержденный приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 09.12.2011 № 755 «О внесении изменений в Единый порядок принятия технических решений при разработке проектно-сметной документации»
Заказчик	держатель договора на выполнение проектных работ
ЗРУ	закрытое распределительное устройство
ЗП	задания на проектирование по объектам инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС»
ИТС	информационно-технологические системы
КЛ	кабельная линия
КРУ	комплектное распределительное устройство
КРУН	комплектное распределительное устройство наружного исполнения
КРУЭ	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией
КРУЭН	комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией наружного исполнения
ЛЭП	линия электропередачи
МЭС	филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - магистральные электрические сети, в зоне эксплуатационной ответственности которого находится проектируемый объект или проектируемые объекты
Объекты «Группы I»	<ul style="list-style-type: none"> - вновь сооружаемые ПС и ЛЭП 330 кВ и выше; - объекты комплексной реконструкции 330 кВ и выше; - объекты расширения и некомплексной реконструкции 330 кВ и выше при условии ввода новой (авто)трансформаторной мощности и (или) мощности компенсирующих устройств; - инновационные объекты с пилотным внедрением новейших, ранее не применявшихся видов оборудования, конструкций и технологий, в т.ч. полученных в результате выполнения НИОКР; - комплексные системы технологического управления.
Объекты «Группы II»	<ul style="list-style-type: none"> - вновь сооружаемые ПС и ЛЭП до 220 кВ включительно; - объекты комплексной и некомплексной реконструкции до 220 кВ включительно; - объекты расширения и некомплексной реконструкции 330 кВ и выше без увеличения (авто)трансформаторной мощности и (или) компенсирующих устройств; - локальные системы технологического управления.
ОДУ	филиал ОАО «СО ЕЭС» объединенное диспетчерское управление, в зоне оперативной ответственности которого находится проектируемый объект
ОРУ	открытое распределительное устройство
ПС (ПП)	подстанция (переключательный пункт)
РПН	устройство регулирования под нагрузкой
РУ	распределительное устройство
СЭП	схема электрическая принципиальная ПС (расширяемых частей)

3. Общие положения

3.1 На СЭП должны быть показаны присоединения и распределительные устройства классов напряжения $6 \div 750$ кВ и схема организации питания шин 0,4 кВ собственных нужд ПС, в том числе от резервных источников.

3.2 СЭП оформляется на чертеже в соответствии с требованиями ГОСТ 2.004-88 «ЕСКД. Общие требования к исполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройствах вывода ЭВМ», ГОСТ 2.702-75 «ЕСКД. Правила выполнения электрических схем».

3.3 Разработка и согласование СЭП в ОАО «ФСК ЕЭС» выполняется в порядке, установленном ЕПТР.

3.4 При выполнении ПС с применением ОРУ, компоновка элементов на СЭП должна быть выполнена таким образом, чтобы по возможности максимально повторять расположение элементов на генеральном плане ПС.

3.5 К СЭП в обязательном порядке необходимо прикладывать пояснительную записку, содержащую описание основных решений по устанавливаемому первичному оборудованию.

4. Оформление схем электрических принципиальных ПС

4.1 В правом верхнем углу СЭП указывается ее наименование - «Схема принципиальная электрическая ПС...*(указывается высшее напряжение ПС)* кВ*(указывается наименование ПС)*».

4.2 Под наименованием столбцом по правому краю листа размещается список должностных лиц, с которыми согласуется СЭП:

- для объектов «Группы I» в соответствии с приложением 1 к настоящим Правилам;
- для объектов «Группы II» - первые заместители генеральных директоров - главные инженеры МЭС, а также должностные лица от ОДУ.

4.3 На СЭП размещается основная надпись (в соответствии с формой 3 приложения Д, ГОСТ 21.101-97) с визами разработчиков схемы.

4.4 В правом нижнем углу (над основной надписью) помещаются необходимые примечания и пояснения.

4.5 У всего оборудования $0,4 \div 750$ кВ, изображенного на СЭП, за исключением перспективы и резервных ячеек, а также всех присоединений должны быть нанесены диспетчерские наименования.

Диспетчерские наименования выполняются в соответствии с требованиями 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.

4.6 На шинах указывается номинальное напряжение РУ (кВ).

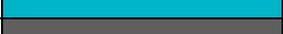
4.7 Расцветка элементов РУ выполняется в соответствии с таблицей 1.

4.8 Элементы ПС, расположенные в ЗРУ, КРУ и/или КРУЭ (внутренней/наружной установки), обводятся по периметру ЗРУ, КРУ и/или КРУЭ тонкой пунктирной линией с надписью «ЗРУ», «КРУ», «КРУН» и/или «КРУЭ», «КРУЭН» (при необходимости дается расшифровка аббревиатуры).

4.9 Пример оформления СЭП приведен в приложении 3 к настоящим Правилам.

Расцветка элементов на схемах электрических принципиальных

Таблица 1

Уровень напряжения	Цвет (спектр)	Пример
1150кВ	сиреневый (205:138:255)*	
750 кВ	темно-синий (0:0:200)	
500 кВ	красный (165:15:10)	
400 кВ	оранжевый (240:150:30)	
330 кВ	зеленый (0:140:0)	
220 кВ	желто-зеленый (200:200:0)	
150 кВ	хаки (170:150:0)	
110 кВ	голубой (0:180:200)	
0,4 ÷ 35 кВ	темно-серый (95:95:95)	
электропередачи постоянного тока	темно-желтый (255:210:0)	

* Примечание: в круглых скобках приведены числовые значения цветовых спектральных составляющих соответствующего цвета (R:G:B).

Разделение в обозначениях схем существующей, проектируемой и перспективной части ПС

Таблица 2

Существующая часть ПС	Тонкая сплошная линия цветом, соответствующим уровню напряжения РУ (табл. 1)
Проектируемая часть ПС по данному титулу	Жирная линия цветом, соответствующим уровню напряжения РУ (табл. 1)
Перспективная (резервная) часть ПС	Тонкая пунктирная линия, цветом, соответствующим уровню напряжения РУ (табл. 1)
Этапы строительства	Оборудование, устанавливаемое на одном этапе строительства, - штрихпунктирной линией. Количество пунктиров (точек) обозначает номер этапа строительства

4.10 На СЭП должны быть указаны расчетные значения, исходя из пятилетней перспективы (в соответствии с требованиями ЗП) от времени ввода объекта в эксплуатацию, следующих величин:

- ток короткого замыкания (трехфазный, кА) на шинах и ошиновках РУ для сети с изолированной нейтралью;
- ток короткого замыкания (трехфазный и однофазный, кА) на шинах РУ для сети с заземленной нейтралью.

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

4.11 На СЭП должны быть указаны:

- ток рабочий максимальный (А) для присоединений 6 кВ и выше: ЛЭП, (А)Т, а также для шиносоединительных и секционных выключателей, исходя из предельно допустимых величин тока присоединяемых ЛЭП и (А)Т;
- ток рабочий максимальный (А) шин 110 кВ и выше по параметрам выбранной ошиновки.

4.12 При наличии резервной фазы автотрансформатора или шунтирующего реактора, подключаемой по джемперной схеме, показываются смонтированные шлейфовые соединения и места установки перемычек.

4.13 На СЭП должны быть приведены основные параметры оборудования в соответствии с приложением 2 к настоящим Правилам.

4.14 В случае отсутствия какого-либо оборудования в приложении 2 к настоящим Правилам, на СЭП указываются параметры, необходимые и достаточные для составления технической части закупочной документации.

4.15 Для существующего оборудования, которое не подлежит замене по данному титулу, указываются конкретные технические характеристики и марка оборудования.

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

- напряжение и род тока;
- длительно допустимый ток.

**Список должностей лиц,
которые согласовывают и утверждают схемы электрические принципиальные
и схемы распределения по ТТ и ТН устройств ИТС по объектам «Группы I»**

Схема электрическая принципиальная	Схема распределения по ТТ и ТН устройств информационно-технологических систем и систем мониторинга
Утверждается:	Утверждается:
Заместитель Председателя Правления - главный инженер ОАО «ФСК ЕЭС»	Заместитель Председателя Правления - главный инженер ОАО «ФСК ЕЭС»
Согласовывается:	Согласовывается:
Заместитель главного инженера - руководитель Ситуационно-аналитического центра ОАО «ФСК ЕЭС»	Заместитель главного инженера ОАО «ФСК ЕЭС», <i>организующий деятельность Департамента РЗАиПА и Департамента метрологического обеспечения и автоматизированных систем управления технологическими процессами</i>
Начальник Департамента подстанций ОАО «ФСК ЕЭС»	
Начальник Департамента РЗАиПА ОАО «ФСК ЕЭС»	Начальник Департамента РЗАиПА ОАО «ФСК ЕЭС»
Начальник Департамента метрологического обеспечения и автоматизированных систем управления технологическими процессами ОАО «ФСК ЕЭС»	Начальник Департамента метрологического обеспечения и автоматизированных систем управления технологическими процессами ОАО «ФСК ЕЭС»
Заместитель начальника Департамента информационных технологий ОАО «ФСК ЕЭС», <i>в подчинении которого находится отдел автоматизированных информационно-измерительных систем</i>	Заместитель начальника Департамента информационных технологий ОАО «ФСК ЕЭС», <i>в подчинении которого находится отдел автоматизированных информационно-измерительных систем</i>
Первый заместитель Генерального директора - главный инженер филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС <i>(указывается МЭС и Ф.И.О.)</i>	Первый заместитель Генерального директора - главный инженер филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС <i>(указывается МЭС и Ф.И.О.)</i>
Первый заместитель Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» (для объектов «Группы I»)	
Заместитель Генерального директора филиала ОАО «СО ЕЭС» - ОДУ <i>(указать филиал ОАО «СО ЕЭС» и Ф.И.О. - для объектов «Группы II»)</i>	
Ответственное лицо проектной организации <i>(Должность, наименование организации, Ф.И.О.)</i>	Ответственное лицо проектной организации <i>(Должность, наименование организации, Ф.И.О.)</i>

Параметры основного оборудования, указываемые на схемах электрических принципиальных ПС

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
1	Автотрансформатор (АТ)	<p>Тип АТ (далее тип ко всему силовому оборудованию)</p> <p>Номинальная мощность автотрансформатора</p> <p>Номинальные напряжения обмоток Диапазон регулирования РПН (при наличии)</p> <p>Схема и группа соединения обмоток</p> <p>Напряжения КЗ обмоток (ВН-СН, ВН-НН, СН-НН)</p>	<p>АОДЦТН-167000/500/220-У1</p> <p>3×167 МВА</p> $U_{\text{ном}} = \frac{500}{\sqrt{3}} / \frac{230}{\sqrt{3}} \pm 6 \times 2\% / 38,5 \text{ кВ}$ <p>Y_н авто/Δ - 0-11</p> <p>U_к (ВН – СН) = 11%</p> <p>U_к (ВН – НН) = 35%</p> <p>U_к (СН – НН) = 21,5%</p>
2	Трансформатор (Т)	<p>Номинальная мощность трансформатора</p> <p>Номинальные напряжения обмоток</p> <p>Диапазон регулирования РПН (ПБВ, указать)</p> <p>Схема и группа соединения обмоток</p> <p>Напряжения КЗ обмоток</p>	<p>ТРДН-40000/110</p> <p>40МВА</p> $U_{\text{ном}} = 115/10,5 \pm 9 \times 1,78\%$ <p>Y_н /Δ – Δ -11-11</p> <p>U_к (ВН-НН) = 10,5%</p>
3	Выключатель: колонковый, баковый, компактный модуль, КРУЭ (указать)	<p>Номинальное напряжение, номинальный ток</p> <p>Ток отключения номинальный</p> <p>Для выключателей 110-220 кВ с индивидуальным приводом каждой фазы указывается - с пополюсным управлением</p> <p>Для КРУЭ тип выключателя не указывается</p>	<p>Выключатель элегазовый колонковый</p> <p>500 кВ, 2000 А, 31,5 кА</p>
4	Разъединитель	<p>Количество полюсов</p> <p>Количество ЗН</p> <p>Номинальное напряжение, номинальный ток, ток термической стойкости</p> <p>Тип привода главных и заземляющих ножей - электродвигательный или ручной</p>	<p>Разъединитель 500 кВ полупантографный однополюсный с 2-мя ЗН с эл. двиг. приводом, 2000 А, 40кА</p>
5	Трансформатор тока	<p>Номинальное напряжение</p> <p>Номинальный ток: первичный (варианты) и вторичный (коэффициент трансформации)</p> <p>Классы точности вторичных обмоток</p>	<p>Трансформатор тока 330 кВ, 2000-1000/1А</p> <p>0,2S/0,2/10P/10P/10P</p>

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
6	Трансформатор тока встроенный	Номинальный ток: первичный (варианты) и вторичный (коэффициент трансформации) Классы точности вторичных обмоток	Трансформатор тока встроенный 2000-1000/1 А 0,2S/0,2/10P/10P/10P
7	Трансформатор напряжения: емкостный, индуктивный (указать)	Номинальное напряжение (линейное) Номинальные напряжения обмоток Классы точности вторичных обмоток Номинальная емкость делителя напряжения	Трансформатор напряжения емкостной 500 кВ $\frac{500}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / \frac{0,1}{\sqrt{3}} / 0,1$ кВ 0,2/0,2/3P, 4650 пФ
8	Ограничитель перенапряжения	Номинальное напряжение	ОПН 750 кВ
9	Шунтирующий реактор	Номинальная мощность Номинальное напряжение	РОДЦ-60000/500 3×60 Мвар, 525 кВ
10	Управляемый шунтирующий реактор (УШР)	Номинальная мощность, Номинальное напряжение	РОДУ-60000/500 3×60 Мвар, 500 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	Номинальное напряжение, номинальный ток	ВЧ заградитель 110 кВ, 2000 А
14	Предохранитель	Номинальное напряжение	Предохранитель 10 кВ
15	Сборные шины (для ОРУ), в том числе ошиновка А (Т) и ШР	Максимальный рабочий ток и сечение проводника (конструкция фазы для гибкой ошиновки)	Сборные шины 2000 А, 3×АС 400/51
16	Дугогасящий реактор	Номинальное напряжение Номинальная мощность	Реактор дугогасящий 35 кВ, 840 кВА
17	Реактор компенсационный	Номинальное напряжение Мощность реактора	Реактор компенсационный 35 кВ, 31 Мвар
18	Батарея статических конденсаторов	Номинальное напряжение Номинальная мощность	Батарея статических конденсаторов 126 кВ; 52 Мвар
19	Воздушная линия (ВЛ)	Диспетчерское наименование, конструкция фазы, максимальный допустимый ток	ВЛ 500 кВ Калужская – Смоленская АЭС 3×АС 330/43, 787 А
20	Кабельная линия (110 кВ и выше)	Диспетчерское наименование, тип изоляции, материал жилы, количество проводников в фазе, сечение проводника, сечение экрана,	КЛ 330 кВ Пулковская – Южная из СПЭ с алюминиевой жилой сечение 2×1600 мм ² , сечение медного экрана 240 мм ² , 1200 А

№ п/п	Наименование оборудования	Параметры оборудования	Пример
		допустимый рабочий ток	
21	Статический тиристорный компенсатор (СТК)	Номинальное напряжение Номинальная мощность	СТК 35 кВ, 50 Мвар
22	Токопровод	Максимальный рабочий ток <i>Для экранированных токопроводов - конструкция экрана</i>	Токопровод 2000 А
23	Статический компенсатор (СТАТКОМ)	Мощность, номинальное напряжение	СТАТКОМ ±50 Мвар, 15,75 кВ
24	Синхронный компенсатор (СК)	Мощность, номинальное напряжение	Синхронный компенсатор 50 Мвар, 15,75кВ
25	Устройство продольной компенсации (УПК)	Мощность, номинальное напряжение, номинальный рабочий ток	УПК 19,2 Мвар, 27,5 кВ 3180 А
26	Фазоповоротное устройство (ФПУ)	Номинальное напряжение, мощность, диапазон регулирования фазы напряжения	ФПУ 220 кВ, 104 МВА, ±20°
27	Линейный регулировочный трансформатор	Номинальное напряжение, мощность, диапазоны регулирования	Линейный регулировочный трансформатор 10кВ, 16 МВА, ±10×1,6 5%
28	Устройство ограничения токов короткого замыкания	Номинальное напряжение, номинальный ток, ток ограничения.	ТОУ 220 кВ, 4000 А, 15 кА
29	Комплектные распределительные устройства	Конструктивное исполнение (для оборудования наружной установки добавляется буква «Н») Номинальное напряжение Номинальный ток сборных шин Ток термической стойкости и его длительность Ток динамической стойкости	КРУ 10 кВ 1000 А Iтер.=31,5 кА/1с Iдин.=80 кА КРУЭН 110 кВ 2500 А Iтер.=40 кА/1с Iдин.=102 кА
30	Дизель-генераторная установка	Номинальная мощность	ДГУ 630 кВА
31	Источник бесперебойного питания	Номинальная мощность	ИБП 350 кВА
32	Заземлители	Номинальное напряжение, ток термической стойкости	Заземлитель 10 кВ, 20кА

