

**Федеральная  
Сетевая Компания**



**Единой  
Энергетической Системы**

**ИНВЕСТИЦИОННАЯ  
ПРОГРАММА ОАО «ФСК ЕЭС»:  
развитие электросетевого комплекса  
России**

*Выступление Первого заместителя  
Председателя Правления  
ОАО «ФСК ЕЭС»  
А.Н. Чистякова*

# Общие сведения по инвестиционной программе ОАО «ФСК ЕЭС» на 2008 год и на период до 2010 года



**Инвестиционная программа  
ОАО «ФСК ЕЭС» на 2008 год  
и на период до 2010 года была  
сформирована исходя из  
необходимости решения  
следующих приоритетных  
задач:**



**Выполнение первоочередных мероприятий  
по обеспечению надежного электроснабжения  
потребителей :**  
*Москвы, Санкт-Петербурга, регионов  
Западной Сибири (во исполнение поручения  
Президента Российской Федерации В.В. Путина  
от 3 марта 2006 года № Пр-328)  
Свердловской, Челябинской областей в  
соответствии с подписанными Соглашениями с  
главами администраций указанных регионов*

**Увеличение объема работ по реконструкции и техпервооружению  
электросетевых объектов напряжением 220 кВ и выше**

**Развитие электрических сетей для снятия ограничений по подключению  
потребителей**

**Увеличение объема работ, связанных с электросетевым строительством для выдачи  
дополнительной мощности генерации Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России» в соответствии с  
решением Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 29.01.2007 № 1606пр.**

# Основные показатели инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на 2008-2010 гг.



Направление инвестиций	2007 год план	2008 год	2009 год	2010 год	Всего за 2008-2010 годы
<b>ВСЕГО</b>	<b>98 575</b>	<b>172 469</b>	<b>150 202</b>	<b>127 686</b>	<b>450 357</b>
<b>1. Новое строительство, включая программы повышения надежности</b>	<b>69 681</b>	<b>76 169</b>	<b>74 340</b>	<b>62 835</b>	<b>213 344</b>
1.1. Московская программа	33 575	10 975	1 750	0	12 725
1.2. Программа по Санкт-Петербургу	16 796	25 724	21 175	6 450	53 349
1.3. Программа региона Западной Сибири	7 145	19 000	19 630	5 095	43 725
1.4. Выдача мощности АЭС, ГЭС, ТЭС	2 805	5 270	8 445	14 040	27 755
1.5. Снятие сетевых ограничений и повышение надежности электроснабжения потребителей	8 860	10 000	17 540	31 250	58 790
1.6. Строительство объектов ЕНЭС	500	5 200	5 800	6 000	17 000
<b>2. Техническое перевооружение и реконструкция электрических сетей</b>	<b>8 000</b>	<b>8 100</b>	<b>8 600</b>	<b>9 000</b>	<b>25 700</b>
<b>3. Реновация основных фондов МСК</b>	<b>3 174</b>	<b>34 300</b>	<b>25 862</b>	<b>29 000</b>	<b>89 162</b>
<b>4. Развитие технологического управления и информатизация</b>	<b>5 000</b>	<b>2 200</b>	<b>2 400</b>	<b>6 851</b>	<b>11 451</b>
<b>5. Проектно-изыскательские работы (ПИР) объектов строительства будущих лет</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>600</b>	<b>1 800</b>

# Основные показатели инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на 2008-2010 гг. (окончание)



Направление инвестиций	2007 год план	2008 год	2009 год	2010 год	Всего за 2008-2010 годы
6. Программа «Обеспечение защиты объектов электроэнергетики», объекты инфраструктуры и приобретение оборудования, не требующего монтажа	400	400	400	400	1 200
7. Электросетевые объекты энергетики Чеченской Республики	700	700	1 000	1 000	2 700
8. Дополнительные целевые программы	3 700	-	-	-	-
9. Участие в уставном капитале ОАО "НТЦ электроэнергетика"	320	-	-	-	-
10. Средства, необходимые для электросетевого строительства объектов выдачи дополнительной мощности в объеме 16,4 ГВт	7 000*)	50 000 *)	37 000*)	18 000*)	105 000*)

*\*) Средства, необходимые для электросетевого строительства объектов выдачи дополнительной мощности генерации Холдинга ОАО РАО «ЕЭС России», будут уточнены после представления в ОАО «ФСК ЕЭС» Схем выдачи мощности энергоблоков электростанций соответствующими ОГК и ТГК.*

**Планируемые источники финансирования инвестиционной программы ОАО «ФСК ЕЭС» на 2008-2010 годы в соответствии с финансовым планом ОАО «ФСК ЕЭС»**



млн.  
рублей

<b>Источники финансирования</b>	<b>2007 год план</b>	<b>2008 год</b>	<b>2009 год</b>	<b>2010 год</b>	<b>Всего за 2008-2010 годы</b>
<b>ВСЕГО, из них:</b>	<b>98 575</b>	<b>172 469</b>	<b>150 202</b>	<b>127 686</b>	<b>450 357</b>
<b>1. За счет средств ОАО «ФСК ЕЭС»</b>	<b>34 655</b>	<b>27 384</b>	<b>37 967</b>	<b>44 195,6</b>	<b>109 546,6</b>
<b>2. За счет средств федерального бюджета</b>	<b>22 480</b>	<b>40 000</b>	<b>50 000</b>	<b>47 520</b>	<b>137 520</b>
<b>3. За счет средств от продажи активов ОАО РАО «ЕЭС России»</b>	<b>36 800</b>	<b>92 385</b>	<b>53 875</b>	<b>32 970,4</b>	<b>179 230,4</b>
<b>4. За счет платы за присоединение к сетям ЕНЭС</b>	<b>4 640</b>	<b>12 700</b>	<b>8 360</b>	<b>3 000</b>	<b>24 060</b>

# Планируемые источники финансирования инвестиционной программы РСК на 2007-2010 годы в соответствии с финансовым планом



Источники финансирования	2007 год план	2008 год	2009 год	2010 год	млн. рублей
					Всего за 2008-2010 годы
<b>ВСЕГО, из них:</b>	<b>143533</b>	<b>171828</b>	<b>160070</b>	<b>143764</b>	<b>619196</b>
1. За счет амортизационных отчислений	28335,4	32694	37690	44428,3	143148
2. За счет прибыли	25572	20828	21682	19986	86068
3. За счет заемных средств	27448	43331	27632	14785	113196
4. За счет платы за технологическое присоединение	62178	74975	73066	64565	274784

# Планируемые вводы мощностей по объектам капитального строительства в 2007-2010 годах



7

	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год	Итого за 2007-2010 годы	Факт по ОАО «ФСК ЕЭС» на 01.01.07
<b>ВСЕГО:</b>						
<b>Протяженность ВЛ</b>	674,2 км	1 116,5 км	4 095,7 км	5 360 км	11 246,4 км	46 768,6 км
<b>Трансформаторная мощность</b>	7 650 МВА	10 378 МВА	11 674 МВА	28 120 МВА	57 822 МВА	277 927 МВА
<b>Реакторная мощность</b>	360 Мвар	1 700 Мвар	1 980 Мвар	540 Мвар	4 580 Мвар	25 706 Мвар

*За период с 2007 по 2010 год ОАО «ФСК ЕЭС» планирует построить новых и реконструировать действующих подстанций – 63 шт. и 37 шт. соответственно.*

# Планируемые вводы новых мощностей по объектам капитального строительства РСК в 2007-2010 годах



	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год	Итого за 2008-2010 годы
<b>Всего:</b>					
<b>Протяженность ВЛ</b>	<b>2 793 км</b>	<b>4 664 км</b>	<b>5 076 км</b>	<b>6 549 км</b>	<b>19 082 км</b>
<b>Трансформаторная мощность</b>	<b>3 195 МВА</b>	<b>3 969 МВА</b>	<b>6 044 МВА</b>	<b>6 538 МВА</b>	<b>19 746 МВА</b>





# Отличительные требования к современным ВЛ

## По ВЛ рассматриваются:

- ВЛ 500 - 110 кВ - повышенной механической стойкости к экстремальным климатическим нагрузкам, возникающим не чаще 1 раза в 50 лет, компактные, со сниженными потерями на нагрев и корону.

## *В части требований к отдельным элементам ВЛ:*

### Опоры:

- ✓ на магистральных ВЛ – высокие стальные опоры башенного типа (предпочтительно на основе многогранных конических пустотелых опор), в том числе 2х-цепные, а также многоцепные для улучшения экологии вблизи ВЛ и сокращения ширины полосы отчуждения;
- ✓ коррозионная стойкость – на весь срок службы, для этого антикор должен выполняться на заводах-изготовителях методом горячего цинкования;
- ✓ возможность технического обслуживания и ремонта на ВЛ под напряжением;

### Провода, грозозащитные тросы и кабели:

- ✓ сталеалюминевые провода со стальным сердечником, заполненным термостойкой смазкой;
- ✓ провода с проволоками, плакированными алюминием или из нержавеющей азотосодержащей стали в качестве грозозащитных тросов;
- ✓ тросы с оптико-волоконными каналами;
- ✓ провода с улучшенными аэродинамическими характеристиками.

### Линейная арматура и изоляторы:

- ✓ стеклянные со сниженным уровнем радиопомех и с уплотнениями из кремнийорганики;
- ✓ полимерные подвесные и длинностержневые фарфоровые (ландштабы);
- ✓ полимерные консольные изолирующие подвески для ВЛ 35-220 кВ;
- ✓ спиральная арматура.

# Отличительные требования к современным линиям электропередач в распределительных сетях



- Основным принципом построения сетей с ВЛ 10 кВ следует принять магистральный принцип, предусматривающий:
  - радиальную (древовидную) схему построения с магистралью, выполненной проводом одного сечения по всей длине линии;
  - автоматическое секционирование и резервирование магистрали
- Новые ЛЭП должны быть построены на расчетный срок службы не менее 40 лет. Все элементы ВЛ должны выдерживать расчетные механические нагрузки с повторяемостью РКУ 1 раз в 25 лет. В этой связи должны применяться опоры с минимальным изгибающим моментом стоек не менее 50 кНм для ВЛ 10 кВ и не менее 30 кНм - для ВЛ 0,38 кВ.
- Магистрали ВЛ напряжением 10 кВ необходимо выполнять с подвесной изоляцией на опорах с повышенной механической прочностью и изгибающим моментом не менее 70 кНм, предусматривая в дальнейшем возможность перевода ВЛ 10 кВ на напряжение 35 кВ.
- В районах с повышенным воздействием гололедных и ветровых нагрузок на конструкции ВЛ (начиная с III района по ветру и гололеду) должна рассматриваться возможность (технико-экономическое сравнение) прокладки кабельной линии.
- Прокладка новых кабельных линий должна происходить по новым технологиям с более широким использованием кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и арматуры на основе термоусаживаемых материалов
- При прохождении ВЛ 10 кВ по лесным массивам, садам, парковым зонам, в населенной местности и в стесненных условиях применять защищенные провода в комплексе с устройствами защиты от грозовых перенапряжений.
- На ВЛ 0,38 кВ должны применяться только самонесущие изолированные провода (СИП). Использование неизолированных проводов не допускается.
- Сечение проводов на магистралях ВЛ 0,38-10 кВ должно быть не менее 70 мм<sup>2</sup> (по алюминию).



## Отличительные признаки ПС нового поколения

Основной курс - обеспечить эксплуатацию без постоянного обслуживающего персонала за счет:

- современного основного электротехнического оборудования, имеющего повышенную надежность, не требующего ремонтов и технического обслуживания;
- высоконадежных схем и электротехнического оборудования для электроснабжения собственных нужд;
- использования современных АСУ ТП, РЗА и связи для управления ПС с удаленных диспетчерских центров, включая теленаблюдение, телеуправление, телемеханики, автоматических систем комплексной безопасности ПС.

*Первой ПС, приближающейся к таким требованиям, стала ПС-750 «Череповецкая» (2004 –2005 гг), следующая – с учетом накопленного опыта – ПС-330 «Калининская» (2006 г), далее еще 10 ПС до 2012 г.*



## Период до 2010 – 2015 гг.

1. Применение закрытых элегазовых ПС 110–500 кВ с применением оборудования комплектной сборки типа КРУЭ, PASS, а также компактных открытых ПС на основе модулей типа СОМРАСТ, КОМВАИН и КТПБ.
2. Глубокие кабельные вводы 220 кВ (сшитый полиэтилен).
3. Сухие трансформаторы.
4. Компактные ВЛ на основе многогранных стоек, изолированных и высокотемпературных проводов, полимерных изоляторами нового поколения.
5. Автоматическое поддержание заданного напряжения в узлах сети путем применения современных управляемых СКРМ – СТК, Статком, УШР, АСК, ВРГ.
6. Разработка научно-технических основ создания сетей мегаполисов нового поколения на основе сверхпроводящих кабелей на генераторном напряжений.

## Период до 2030 г.

1. Компактное пожаробезопасное подземное исполнение всех электроэнергетических объектов в мегаполисах.
2. Появление отдельных сегментов сети на основе сверхпроводящих кабелей.

КРУЭ 220 кВ и PASS 220 кВ





# Отличительные признаки распределительных ПС нового поколения

- Развитие подстанций должно базироваться на принципах:
  - компактности и высокой степени заводской готовности;
  - надежности подстанций за счет применения герметизации и новой современной элементной базы;
  - совместимости с действующим оборудованием сетей;
  - удобства осмотра и технического обслуживания;
  - обеспечения безопасности эксплуатации и обслуживания.
- На ПС 35-110 кВ применяются схемы с вакуумными и элегазовыми выключателями и закрытыми РУ (ЗРУ) 6-10 кВ. Конструкции ПС 110 кВ должны предусматривать ОРУ 110 кВ с элегазовыми выключателями, ПС 35 кВ – ОРУ с элегазовыми или вакуумными выключателями и ЗРУ 6-10 кВ с вакуумными выключателями.
- В ОРУ 110 кВ применяется жесткая ошиновка, автоматизированные системы диагностики основного оборудования, средства механизации и прогрессивные технологии для ремонтов и технического обслуживания.
- Для электроснабжения электроустановок 25-1 000 кВА в воздушных сетях следует применять ТП 6-10 кВ с воздушными и кабельными вводами, в городах дополнительно к стандартным БКТП - малогабаритные БКТП с элегазовыми КРУ.
- В новых конструкциях ТП будут применяться:
  - герметичные и сухие трансформаторы с уменьшенными потерями электроэнергии и массогабаритными параметрами;
  - малогабаритные КРУЭ 10 кВ с выключателем нагрузки;
  - вакуумные выключатели нагрузки наружной установки на токи до 100 А со встроенным приводом (в т. ч., с пружинно-моторным или пружинно-электромагнитным приводом) и секционирующих пунктов;
  - АВ наружного исполнения на токи до 250 А для секционирования ВЛ 0,38 кВ;
  - малогабаритные сборки для РУ 0,4 кВ на токи КЗ 50-70 кА.
  - гибкая ошиновка для связи трансформатора с РУ 10 кВ и 0,4 кВ;
  - щиты наружного освещения, встроенные в стену КТП (с возможностью обслуживания другой организацией без захода в помещение КТП);
  - кабельные выводы.
- Для сетей городов должны применяться, как правило, блочные ТП полной заводской готовности, вписывающиеся в архитектуру города.

# Особенности сроков строительства и производства. Проблемы организации проектирования



## По ПС 330-750 кВ:

- Сроки проектирования – как правило не менее 1 года.
- Сроки проведения конкурсных процедур – не менее 3 мес.
- Сроки их комплексного техперевооружения – не более 36 мес., в том числе сроки изготовления и поставки оборудования 8-10 мес.

Реально возникают значительные задержки из-за административных препятствий при согласовании проектов.

Фактические сроки строительства с начала проектирования при последовательном выполнении отдельных этапов – не менее 4х лет.

**По ПС 110-220 кВ** – сроки как правило в 2 раза меньше.

## Решение проблемы:

- частичное запараллеливание процессов сооружения объектов:
- Принятие базовых технических решений через 3 месяца с начала проектирования
- Проведение закупочных процедур (осуществить заказ основного оборудования)
- Применение оборудования высокой заводской готовности (Компакты, КРУЭ, КТПБ)
- Применение максимально типовых проектов и технологий ускоренного строительства
- Расширение рынка проектировщиков (Украина, Беларусь, Ср. Азия, Чехия, Германия), подрядчиков, производителей оборудования (Корея, Китай, Индия, Турция)

# Максимальная типизация технических решений – ресурс для сокращения сроков сооружения объектов



*Типовые схемы дают заказчику готовые, отработанные решения схемотехнических задач. Переработанный альбом типовых схем с учетом появления нового оборудования предоставляет возможность отказаться от избыточности, обеспечивающей надежность дублирующими элементами.*

*Уже рассмотренные варианты не будут нуждаться в дополнительном согласовании в период принятия технических решений.*

**Отработанные на ПС 110-220 кВ Мосэнерго и Ленэнерго типовые технические решения по ЗРУ и КРУЭ дают возможность распространения их положительного опыта и на другие объекты ЕНЭС.**



# Нормативная база для проектировщиков и фирм-производителей электротехнического оборудования

Основой качества и темпов строительства являются проекты, электрооборудование и технологии строительства.

*В ОАО «ФСК ЕЭС» работает ряд основополагающих ОРД:*

- Положение о технической политике ... (даны основные направления технического прогресса и ограничения по применению ненадежного электротехнического оборудования);
- Положение о технической политике в части распределительных сетей 110 кВ и ниже (даны основные принципы построения сети, требования к элементной базе и ее применению, системам управления)
- Положение об аттестации техники и технологии (механизм недопущения ненадежной техники на наш рынок);
- Нормы технологического проектирования ПС и ВЛ 35-750 кВ (порядок, состав и объем проектов).
- В стадии разработки – типовые схемы ПС 35-750 кВ, а также ведется работа по организации разработки типовых проектов ПС 110-220 кВ. Наибольшие успехи достигнуты в Ленэнерго.

Для дополнительно сокращения этапов проектирования объектов реконструкции необходимо законодательно зафиксировать возможность применения старых проектов, как проектов повторного применения, в случаях частичной замены оборудования ПС и ВЛ без проведения Госэкспертизы. С такой инициативой ОАО «ФСК ЕЭС» выходит в Минрегионразвитие



# Оценка текущего технического состояния ИТС и СС на объектах ЕНЭС



- Износ устройств РЗА и ПА составляет 50%.  
Устройства релейной защиты и автоматики на подстанциях выполнены с применением электромеханических реле. Микропроцессорные устройства активно внедряются, но пока составляют незначительное количество (около 2-3%);
- Автоматизация технологических процессов выполнена в незначительном объеме (в эксплуатации 6 ПС с АСУТП), поэтому эксплуатация ПС сегодня ориентирована на постоянное присутствие оперативного персонала.
- Количество устройств телемеханики, передающих телеинформацию в диспетчерские центры СО ЦДУ, составляло 2080 единиц. Из них примерно 70% составляли морально и физически устаревшие устройства, такие как ТМ-512, МКТ-1, МКТ-2, МКТ-3, УТК-1, УТМ-7, ТМ-800, ТМ-120, ГРАНИТ и т.д
- Класс точности 20% измерительных трансформаторов тока и напряжения не соответствует нормативным документам, более 50% нуждаются в проверке. На 10% присоединениях ЕНЭС отсутствуют измерительные ТТ и ТН;
- Оборудование связи на 50% является аналоговым, находится в эксплуатации в среднем 20-30 лет, в значительной степени изношено (75-80%);
- Состав информации о режиме и состоянии оборудования ПС и ВЛ ЕНЭС составляет 30% от минимально необходимого

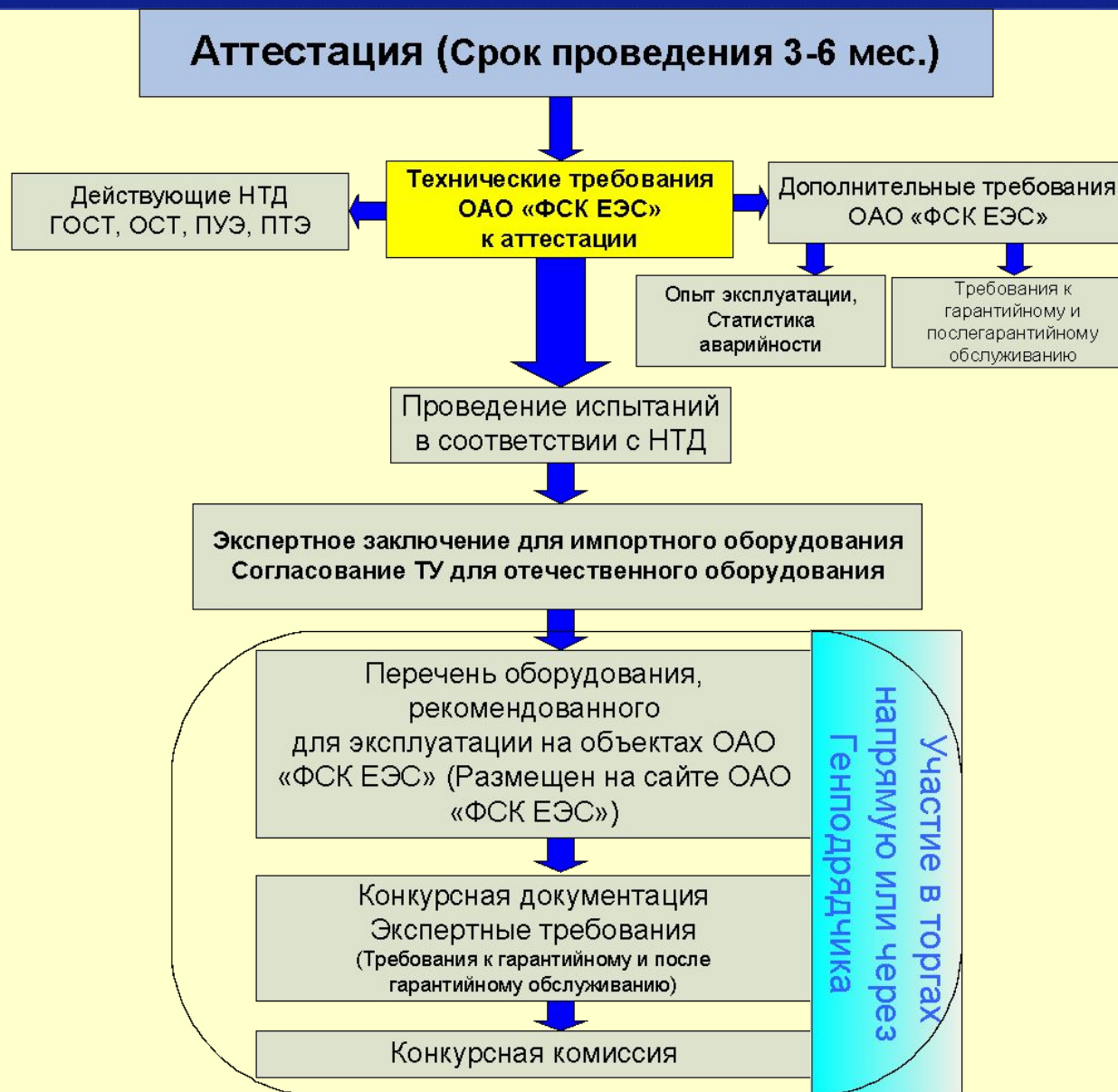
# Задачи Технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» в области ИТС и СС



- **Внедрение микропроцессорных устройств РЗА**
- **Создание современных интегрированных АСУ ТП с интеграцией подсистем МП РЗА, ПА, мониторинга, диагностики и управления оборудованием и инженерными системами, обеспечивающая возможность управления объектами без постоянного оперативного персонала**
- **Системы АИИС КУЭ подстанций должны отвечать требованиям НП АТС и передавать данные в соответствии с принятыми регламентами в информационно-вычислительные комплексы автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ФСК ЕЭС»**
- **Должен осуществляться мониторинг состояния ЕНЭС, в том числе контроль состояния основного оборудования ЕНЭС, анализ оперативной обстановки на объектах ЕНЭС**
- **Обеспечить участие подразделений ОАО «ФСК ЕЭС» в оперативно-диспетчерском управлении режимами, в т.ч. выполнение оперативно-технологическим персоналом операционных функций по производству переключений в ЕНЭС**
- **Приближение пропорций развития телекоммуникаций электроэнергетики России к пропорциям развития мировых телекоммуникаций электроэнергетики, в т.ч. в части увеличения роли волоконно-оптических и беспроводных сетей связи**



# Порядок аттестации и допуск к конкурсным процедурам оборудования ПС и ВЛ



# Порядок аттестации и допуск к конкурсным процедурам оборудования ПС и ВЛ (окончание)



Аттестация проводится в соответствии с Положением об аттестации ОАО «ФСК ЕЭС» на основе технических требований, разрабатываемых для каждого вида оборудования;

-При представлении полного перечня материалов срок аттестации составляет – 3 месяца;

-Испытания аттестуемого оборудования проводятся согласно НТД (ГОСТ, ПТЭ, ПУЭ и т.д.) и специальным требованиям ОАО «ФСК ЕЭС», основанным на опыте эксплуатации;

-НТД будут гармонизированы с требованиями международных стандартов и тем самым сократится время проведения аттестации;

-Производители оборудования участвуют в торгах напрямую и через генподрядчиков;

- Требования по гарантийному и сервисному обслуживанию обеспечиваются путем создания сервисных центров поставщиков оборудования.

**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ**