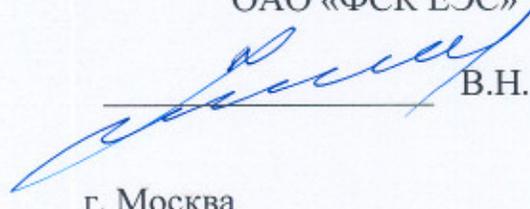
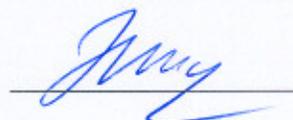


Утверждаю:
Первый заместитель
Председателя Правления
ОАО «ФСК ЕЭС»


В.Н. Чистяков

г. Москва

Утверждаю:
Первый заместитель
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»


Н.Г. Шульгинов

«31» декабря 2009

**Регламент
взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС»
при выполнении расчетов параметров настройки
устройств релейной защиты и автоматики**

I. Общие положения

1. Регламент устанавливает основные положения по распределению функций и по взаимодействию между ОАО «СО ЕЭС», его филиалами ОДУ и РДУ (далее Системный оператор) и ОАО «ФСК ЕЭС», его филиалами МЭС и ПМЭС (далее ФСК ЕЭС) при выполнении расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики линий электропередачи (ЛЭП) и оборудования подстанций ЕНЭС, относящихся к объектам диспетчеризации Системного оператора.
2. Регламент определяет принципы формирования в Системном операторе и ФСК ЕЭС перечней устройств релейной защиты и автоматики, для которых осуществляется выбор параметров настройки соответствующими службами релейной защиты и автоматики (далее службы РЗА).
3. Настоящий Регламент учитывает требования действующих на настоящий момент нормативных документов:
 - Типового положения о взаимоотношениях филиалов ОАО «СО ЕЭС» РДУ (ОДУ) и филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении Центрами управления сетями филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» (ЦУС) неоперационных функций (утверждено 04.07.2008);
 - Стандарта организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Релейная защита и автоматика, противоаварийная автоматика. Организация взаимодействия служб релейной защиты и автоматики в ЕЭС России» (введен в действие 30.11.2007);

– Регламента взаимодействия дочерних и зависимых обществ ОАО РАО «ЕЭС России» при создании или модернизации систем технологического управления в ЕЭС России, выполняемых в ходе нового строительства, технического перевооружения, реконструкции объектов электроэнергетики» (приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 11.02.2008 №57);

– Приказа Минэнерго России от 09.12.2008 № 256.

4. Системный оператор и ФСК ЕЭС для выполнения расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях и других аварийных режимах, для выбора параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики используют собственные расчетные модели (схемы замещения), созданные и поддерживаемые специалистами соответствующих служб РЗА.
5. Уточнение параметров расчетных моделей осуществляется службами РЗА Системного оператора и службами РЗА ФСК ЕЭС путем сравнения результатов расчетов токов и напряжений при коротких замыканиях в одних и тех же взаимосогласованных аварийных режимах, для чего службы РЗА Системного оператора и ФСК ЕЭС предоставляют друг другу по запросу и при вводе новых объектов суммарные токи и токи по всем ветвям первого пояса при коротких замыканиях на шинах подстанций ЕНЭС.

II. Правила формирования перечней, разграничивающих сферы ответственности по выбору параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики

1. Системный оператор и ФСК ЕЭС составляют и утверждают перечни ЛЭП и оборудования подстанций ЕНЭС, для которых расчеты и выбор параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики осуществляется службами РЗА Системного оператора и ФСК ЕЭС соответственно.
2. Системный оператор определяет перечень устройств релейной защиты и автоматики (регистраторов аварийных событий) ЛЭП и оборудования ЕНЭС, относящихся к объектам диспетчеризации Системного оператора, расчет и выбор параметров настройки которых (по согласованию с ФСК ЕЭС) может осуществлять ФСК ЕЭС с последующим согласованием выбранных параметров с Системным оператором.
3. Системный оператор составляет перечни:
 - 3.1. Устройств релейной защиты и автоматики ЛЭП и электрооборудования, находящихся в диспетчерском управлении Системного оператора, для которых параметры настройки выбираются и задаются службами РЗА Системного оператора;
 - 3.2. Устройств релейной защиты и автоматики ЛЭП и электрооборудования, находящихся в диспетчерском ведении Системного оператора, для которых параметры настройки выбираются и задаются службами РЗА Системного оператора;

- 3.3. Устройств релейной защиты и автоматики ЛЭП и электрооборудования, находящихся в оперативном управлении ФСК ЕЭС и в диспетчерском ведении Системного оператора, для которых параметры настройки выбираются службами РЗА ФСК ЕЭС и согласовываются со службами РЗА Системного оператора по принадлежности. В перечнях указывается необходимый объем согласования.
4. Перечни ЛЭП и электрооборудования подстанций ЕНЭС по п.1 раздела II данного Регламента утверждаются Директором по управлению режимами ЕЭС - главным диспетчером (ОДУ), Первым заместителем директора - главным диспетчером РДУ в операционной зоне которого находится ЛЭП или оборудование ПС ЕНЭС (объект диспетчеризации) соответственно.
5. Перечни по п. 3.3. настоящего Регламента согласовываются с ФСК ЕЭС.
6. С учетом перечня по п. 3.3. ФСК ЕЭС составляет перечни устройств релейной защиты и автоматики ЛЭП и электрооборудования подстанций ЕНЭС, находящихся в оперативном управлении ФСК ЕЭС, для которых параметры настройки устройств релейной защиты и автоматики выбираются и задаются службами РЗА ФСК ЕЭС.
7. Перечни по п. 6 настоящего Регламента утверждаются Директором по оперативному управлению – главным диспетчером МЭС.
8. Утвержденные перечни направляются в соответствующие филиалы ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС».

III. Принципы распределения устройств релейной защиты и автоматики между Системным оператором и ФСК ЕЭС для выполнения расчета и выбора параметров настройки.

1. Системный оператор осуществляет расчет и выбор параметров настройки следующих устройств релейной защиты и автоматики ЛЭП и оборудования подстанций ЕНЭС, отнесенных к объектам диспетчеризации Системного оператора и включенных в перечни в соответствии с Разделом II данного Регламента:
 - 1.1. Резервных защит автотрансформаторов (трансформаторов) с двухсторонним питанием, установленных на стороне высшего и среднего напряжения;
 - 1.2. Автоматического повторного включения (АПВ) автотрансформаторов стороны высшего и среднего напряжения;
 - 1.3. АПВ шин 110 кВ и выше;
 - 1.4. Устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ) 110 кВ и выше;
 - 1.5. Дифференциальных защит шин 110 кВ и выше;

- 1.6. Дифференциальных защит ошинок высшего и среднего напряжения автотрансформаторов и трансформаторов напряжением 110 кВ и выше;
- 1.7. Автоматики компенсационного реактора (включенного в нейтраль шунтирующего реактора) на ЛЭП 330 кВ и выше;
- 1.8. Защит и АПВ на обходных выключателях, шиносоединительных (секционных) выключателях 110 кВ и выше;
- 1.9. Приборов определения места повреждения (ОМП) и регистраторов аварийных событий (РАС) ЛЭП 110 кВ и выше, отнесенных к ЕНЭС и находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора;
- 1.10. Основных и резервных защит и АПВ ЛЭП 110 кВ и выше транзитной сети (двухстороннее питание), отнесенных к ЕНЭС и находящихся в диспетчерском управлении или ведении Системного оператора;
- 1.11. Задаёт режимы работы нейтралей автотрансформаторов, трансформаторов 110 кВ и выше.
2. Выбранные параметры настройки устройств релейной защиты и автоматики ЛЭП и оборудования подстанций ЕНЭС, указанных в п. 1 раздела III настоящего Регламента Системный оператор передает в ФСК ЕЭС.
3. Персонал ФСК ЕЭС осуществляет расчет и выбор параметров настройки следующих устройств релейной защиты и автоматики на подстанциях ЕНЭС:
 - 3.1. Основных защит ЛЭП 110 кВ и выше с односторонним питанием;
 - 3.2. Резервных защит ЛЭП 110 кВ и выше с односторонним питанием;
 - 3.3. АПВ ЛЭП 110 кВ и выше с односторонним питанием;
 - 3.4. Резервных защит трансформаторов с односторонним питанием;
 - 3.5. АПВ стороны среднего и низкого напряжения трансформаторов;
 - 3.6. Основных и резервных защит шунтирующих реакторов;
 - 3.7. Основных защит автотрансформаторов и трансформаторов;
 - 3.8. Резервных защит стороны низшего напряжения автотрансформаторов и трансформаторов;
 - 3.9. Дифференциальных защит ошинок низшего напряжения автотрансформаторов и трансформаторов;
 - 3.10. Основных и резервных защит синхронных компенсаторов, статических компенсаторов, конденсаторных батарей, токоограничивающих реакторов, регулировочных трансформаторов;
 - 3.11. Защит шин 6-35 кВ;

- 3.12. Защит на секционных выключателях 6-35 кВ;
 - 3.13. УРОВ 6-35 кВ;
 - 3.14. Автоматического включения резерва (АВР) 6-35 кВ;
 - 3.15. Устройства контроля изоляции вводов (КИВ) автотрансформаторов и шунтирующих реакторов;
 - 3.16. Технологических защит автотрансформаторов, реакторов и трансформаторов;
 - 3.17. Приборов определения места повреждения на ЛЭП (ОМП) и регистраторов аварийных событий для ЛЭП и оборудования, находящегося в оперативном управлении персонала ФСК ЕЭС;
 - 3.18. Защиты компенсационного реактора (включенного в нейтраль шунтирующего реактора) на ЛЭП 330 кВ и выше;
 - 3.19. Сети постоянного оперативного тока;
 - 3.20. Сети переменного тока 0,4 кВ.
4. Для ЛЭП и оборудования объектов ЕНЭС, не принадлежащих ФСК ЕЭС, но относящихся к объектам диспетчеризации Системного оператора, выбор параметров настройки устройств РЗА, ОМП и РАС осуществляется в рамках отдельных соглашений Системного оператора и собственников указанных объектов.
 5. Выбор параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики оборудования объектов ЕНЭС, не относящихся к объектам диспетчеризации Системного оператора и находящихся в оперативном управлении распределительных сетевых компаний (РСК), осуществляется в соответствии с положением о взаимоотношениях филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Холдинг МРСК».
 6. Порядок расчета и выбора параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики, объем предоставляемых исходных данных для выполнения этих расчетов может быть определен по иному в рамках отдельных соглашений филиалов ОАО «СО ЕЭС» с филиалами ОАО «ФСК ЕЭС».

IV. Порядок взаимного предоставления информации для выполнения расчетов токов короткого замыкания и выбора параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики

1. ФСК ЕЭС представляет Системному оператору параметры ЛЭП и оборудования подстанций ЕНЭС, для внесения изменений в расчетные модели Системного оператора, при вводе новых или реконструкции ЛЭП, подстанций не позднее, чем за 6 месяцев до их ввода в работу.

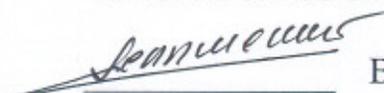
2. ФСК ЕЭС ежегодно и по мере выявления представляет Системному оператору параметры действующих ЛЭП и оборудования подстанций ЕНЭС, изменившиеся при их уточнении, для внесения изменений в расчетные модели Системного оператора.

3. Филиалы Системного оператора передают филиалам ФСК ЕЭС по запросу:

Суммарные токи, токи по всем ветвям первого пояса (фазные токи или симметричные составляющие токов при различных видах КЗ), расчётное предаварийное напряжение и суммарные сопротивления при КЗ на шинах подстанций ЕНЭС (стандартная форма выдачи результатов расчета токов КЗ в формате АРМ СРЗА), необходимые для расчетов параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций ЕНЭС.

Минимальные и максимальные режимы для выбора параметров настройки устройств РЗА оборудования подстанций ЕНЭС определяет персонал ФСК ЕЭС.

Директор
по оперативному управлению –
главный диспетчер
ОАО «ФСК ЕЭС»


В.Л. Пелымский

Директор
по управлению режимами ЕЭС-
главный диспетчер
ОАО «СО ЕЭС»


А.Ф. Бондаренко