



**НЕКОММЕРЧЕСКОЕ ПАРТНЕРСТВО  
«НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ  
СИСТЕМЫ»**

---

---

**«УТВЕРЖДАЮ»**

Президент НП «НТС ЕЭС»,  
д.т.н., профессор

Н.Д. Рогалев

*Н.Д. Рогалев*  
«16» января 2018 г.

**ПРОТОКОЛ**

совместного заседания секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» по теме: «Обсуждение результатов НИР «Реализация в ПТК ЦСПА возможности использования технологической информации от смежных комплексов ЦСПА»

14 ноября 2018 г.

г. Москва

**Присутствовало:** 43 человека (список представлен в Приложении 1).

**На заседании выступили:**

**С вступительным словом:**

- Председатель секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средства автоматического системного управления в ЕЭС России», к.т.н. – А.В. Жуков.

**С докладами:**

1. Централизованные системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) и организация взаимодействия между ними – Е.И. Сацук (АО «СО ЕЭС») (приложение 2).

**2. Реализация в ПТК ЦСПА возможности использования технологической информации от смежных комплексов ЦСПА – С.В. Чаплюк, П.Я. Кац (АО «НТЦ ЕЭС») (приложение 3).**

**3. Особенности ЦСПА ОЭС Сибири и необходимость организации взаимодействия ЦСПА ОЭС Сибири с ЦСПА Казахстана – А.К. Ландман (АО «ИАЭС») (приложение 4).**

***В обсуждении докладов и прениях выступили:***

А.В. Жуков, Е.И. Сацук, С.В. Чаплюк, П.Я. Кац, А.К. Ландман, Н.Л. Новиков, А.Ф. Бондаренко,

**Заслушав доклады, выступления участников в дискуссии, заседание отмечает следующее:**

1. В настоящее время противоаварийное управление в ЕЭС России построено по иерархическому принципу: верхний уровень – программно-технический комплекс (ПТК) централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) и нижний уровень – локальный комплекс автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ). Такая система построения позволяет обеспечить высокую надежность противоаварийного управления. При этом работа комплексов ЛАПНУ в составе ПТК ЦСПА ("1 ДО") позволяет минимизировать объем противоаварийного управления за счет реализации управляющих воздействий, рассчитываемых в режиме реального времени для текущей схемно-режимной ситуации в ПТК ЦСПА.

2. Внедрение в ЕЭС России централизованных систем противоаварийной автоматики (ЦСПА) третьего поколения, осуществляющих выбор управляющих воздействий для локализации аварийных процессов по условиям, как статической, так и динамической устойчивости, потребовало уточнения расчетных моделей защищаемых энергосистем, в первую очередь, в части введения в расчетные модели динамических характеристик энергообъектов этих энергосистем. При этом, если в получении динамических характеристик конкретных элементов энергосистем трудностей, как правило, не возникает, то регулярной методики формирования динамических эквивалентов внешних энергосистем, учитывающей текущее состояние схемы и режима этих энергосистем, к настоящему моменту времени разработано не было. Кроме того, при совместной работе в смежных операционных зонах систем ЦСПА требуется координация их работы с целью обеспечения послеаварийного режима, в

котором аварийное возмущение и УВ в одном районе противоаварийного управления не приводят к срабатыванию ПА в других районах.

3. Следующим этапом развития противоаварийного управления и повышения его надежности является реализация в ЦСПА смежных энергосистем функций координирующей системы противоаварийной автоматики (КСПА): на основе информации о текущей схемно-режимной ситуации в режиме реального времени, автоматическое определение параметров внешних эквивалентов для расчетных моделей смежных комплексов ЦСПА и допустимых по условиям обеспечения устойчивости ЕЭС небалансов мощности в энергосистемах, являющихся результатом аварийного возмущения и реализуемых от ЦСПА управляющих воздействий.

4. АО «НТЦ ЕЭС» разработаны технологические алгоритмы, позволяющие реализовать вышеуказанные функции, а также проведены успешные комплексные испытания на полигоне разработчика.

5. В результате состоявшегося обсуждения признано целесообразным при внедрении функций КСПА в ЦСПА, находящихся в промышленной эксплуатации, решить задачи синхронизации расчетных циклов ЦСПА смежных энергосистем для возможности обмена актуальными эквивалентами энергосистем и значениями допустимых небалансов мощности в режиме реального времени, а также запланировать аналогичные работы в АО «ИАЭС» для ЦСПА ОЭС Сибири и для планируемой к вводу в опытную эксплуатацию в 2019 году ЦСПА ОЭС Казахстана.

6. В настоящее время не до конца решены вопросы взаимного учета набранных управляющих воздействий по общим пусковым органам смежных ЦСПА, что может привести к реализации неоптимальных управляющих воздействий по линиям, связывающим различные ОЭС. Отмечено также, что для более точно рассчитать допустимый небаланс мощности можно только учитывая режимы работы не только смежных, но и всех связанных между собой энергосистем.

Заседание секции «Проблемы надежности и эффективности релейной защиты и средств автоматического системного управления», секции «Управления режимами энергосистем, РЗА» НП «НТС ЕЭС» **приняло следующее решение:**

1. Одобрить результаты работ по развитию технологий противоаварийного управления на базе ЦСПА, позволяющие реализовать автоматическое определение внешних эквивалентов расчетных моделей и допустимых небалансов мощности.

2. Рекомендовать АО «СО ЕЭС», АО «НТЦ ЕЭС» продолжить работы по созданию координационной системы противоаварийной автоматики в части:

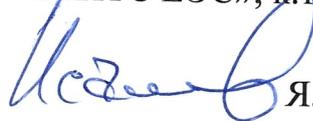
- внедрения разработанных методов в действующих ЦСПА;
- выполнения работ по координации создаваемой ЦСПА ОЭС Казахстана с ЦСПА ОЭС Урала и ЦСПА ОЭС Сибири;
- выполнения НИР по определению оптимального способа координации выбора управляющих воздействий смежными ЦСПА по общим пусковым органам;
- выполнения работы по более точному определению допустимого небаланса активной мощности с учетом режимов работы всех связанных между собой энергосистем.

Первый заместитель Председателя  
Научно-технической коллегии  
НП «НТЦ ЕЭС», д.т.н., профессор



В.В. Молодюк

Ученый секретарь  
Научно-технической коллегии  
НП «НТЦ ЕЭС», к.т.н.



Я.Ш. Исамухамедов

Председатель секции «Управление  
режимами энергосистем, РЗА»  
НП «НТЦ ЕЭС»



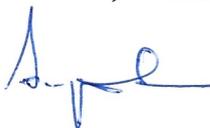
А.Ф. Бондаренко

Ученый секретарь секции  
«Управление режимами  
энергосистем, РЗА» НП «НТЦ ЕЭС»



А.Ф. Морозова

Председатель секции «Проблемы  
надежности и эффективности  
релейной защиты и средства  
автоматического системного  
управления в ЕЭС России» НП  
«НТЦ ЕЭС», к.т.н.



А.В. Жуков

Ученый секретарь секции «Проблемы  
надежности и эффективности  
релейной защиты и средства  
автоматического системного  
управления в ЕЭС России» НП «НТЦ  
ЕЭС»



А.И. Расщепляев

## Список участников заседания НТС ЕЭС 14 ноября 2018 г.

<b>ФИО</b>	<b>Организация</b>
1. Андрюхин Алексей Дмитриевич	ОАО «ВНИИР»
2. Андрюшин Алексей Васильевич	НИУ «МЭИ»
3. Антонов Леонид Евгеньевич	ООО «ПИК РОС»
4. Астанин Алексей Анатольевич	«Интер РАО – Инжиниринг»
5. Балашов Виталий Васильевич	ОАО «ВНИИР»
6. Бессонов Игорь Викторович	АО «Институт «Энергосетьпроект»
7. Биленко Виктор Абрамович	ЗАО «Интеравтоматика»
8. Богданов Павел Владимирович	НИУ «МЭИ»
9. Бондаренко Александр Федорович	АО «СО ЕЭС»
10. Борзых Владимир Владимирович	ООО «ВО «Технопромэкспорт»
11. Бугаев Дмитрий Александрович	ООО «ВО «Технопромэкспорт»
12. Бутина Лидия Георгиевна	АО «Институт «Энергосетьпроект»
13. Герих Валентин Платонович	ПАО «Интер РАО»
14. Гусев Владимир Фёдорович	АО «СО ЕЭС»
15. Даниличев Юрий Дмитриевич	АО «ЭЛАРА»
16. Жуков Андрей Васильевич	АО «СО ЕЭС»
17. Каримов Умар Атабекович	ПАО «Интер РАО»
18. Касьянов Леонид Николаевич	НП «НТС ЕЭС»
19. Кац Пинкус Янкелевич	АО «НТЦ ЕЭС»
20. Комаров Анатолий Николаевич	АО «СО ЕЭС»
21. Ландман Аркадий Константинович	АО «ИАЭС»
22. Липаев Андрей Михайлович	АО «СО ЕЭС»
23. Мальцев Максим Ильич	«АБС Электро»
24. Морозов Алексей Павлович	ПАО «РусГидро»
25. Морозова Антонина Федоровна	АО «СО ЕЭС»
26. Назаров Александр Анатольевич	АО «ЭЛАРА»
27. Невзгодин Вячеслав Сергеевич	СОЮЗ «ЭНЕРГОСТРОЙ»

<b>ФИО</b>	<b>Организация</b>
28. Новиков Николай Леонтьевич	АО «НТЦ ФСК ЕЭС»
29. Примаков Валерий Иванович	НП «НТС ЕЭС»
30. Разюпин Михаил Юрьевич	НИУ «МЭИ»
31. Расщепляев Антон Игоревич	АО «СО ЕЭС»
32. Сафонов Дмитрий Анатольевич	АО «СО ЕЭС»
33. Сафронов Андрей Николаевич	АО «СО ЕЭС»
34. Сацук Евгений Иванович	АО «СО ЕЭС»
35. Стариченко Михаил Юрьевич	ПАО «Интер РАО»
36. Сточний Татьяна Анатольевна	НИУ «МЭИ»
37. Тимофеева Ирина Дмитриевна	ЗАО «Интеравтоматика»
38. Уколов Сергей Викторович	АО «РАСУ»
39. Фёдоров Андрей Валерьевич	ООО НПП «ЭКРА»
40. Фролов Евгений Владимирович	АО «ЭЛАРА»
41. Хозяинов Николай Васильевич	АО «Институт «Энергосетьпроект»
42. Чаплюк Сергей Владимирович	АО «НТЦ ЕЭС»
43. Шиболденков Александр Анатольевич	«Интер РАО управление электрогенерацией»



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО**

**«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР  
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

# **Реализация в ПТК ЦСПА возможности использования технологической информации от смежных комплексов ЦСПА**

---

**Сацук Е.И.**

**Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики**



# Принципы организации противоаварийного управления

2

## Принципы организации противоаварийного управления

«2 ДО»

- Используются результаты заранее выполненных расчетов
- Рассматриваются наиболее тяжелые режимные условия

- ❖ Обеспечение требований к устойчивости в послеаварийных режимах
- ❖ Достаточное противоаварийное управление

«1 ДО»

- Используются результаты расчетов «реального времени»
- Рассматриваются фактические режимные условия

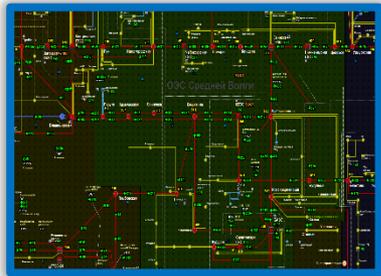
- ❖ Обеспечение требований к устойчивости в послеаварийных режимах
- ❖ Оптимальное противоаварийное управление



ОИК

# Принцип «1 ДО» Централизованная система противоаварийной автоматики

3



- Длительность расчетного цикла не более 30 секунд



Диспетчер

Определение необходимости реализации, вида и объема управляющих воздействий для каждого расчетного аварийного возмущения осуществляется на основании фактических схемно-режимных условий функционирования энергосистемы



# ЦСПА в ЕЭС России

Введены в промышленную эксплуатацию 7 централизованных систем противоаварийной автоматики. Одна ЦСПА находится в разработке.

Энергосистема	Год ввода
ОЭС Востока	2014
ОЭС Сибири	2012
ОЭС Урала	2005
ОЭС Средней Волги	2010
ОЭС Юга	2018
ОЭС Северо-Запада	2018
Тюменская энергосистема	2013
ОЭС Центра	Планируется в 2021





# www.so-ups.ru

## Оперативная информация о работе ЕЭС России

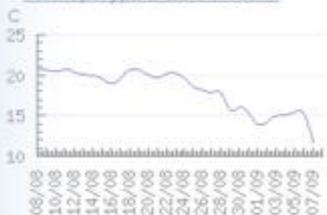


### Индикаторы ЕЭС

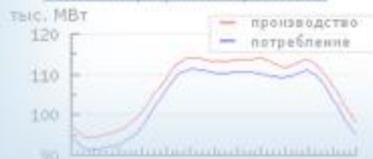
Частота в ЕЭС России



Температура в ЕЭС России



План генерации и потребления



### Новости Системного оператора

02.09.2016 14:54

**Потребление электроэнергии в ЕЭС России в августе 2016 года увеличилось на 2,9 % по сравнению с августом 2015 года.** Электростанции ЕЭС России выработали 79,7 млрд кВт·ч, что на 3,2 % больше, чем в августе 2015 года

01.09.2016 12:16

**Введен в действие новый национальный стандарт в области релейной защиты и автоматики**  
1 сентября введен в действие национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 56865-2016 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Общие требования»

30.08.2016 15:09

**В Новоуральске прошел VI Межрегиональный летний образовательный форум «Энергия молодости»**

С 23 по 27 августа 2016 года в Новоуральске (Свердловская область) прошел VI Межрегиональный летний образовательный форум «Энергия молодости», в числе организаторов которого Благотворительный фонд «Надежная смена» и АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

29.08.2016

**Системный оператор представил актуальные исследования и разработки в сфере управления энергосистемами на 46-й Сессии СИГРЭ в Париже**

Три из представленных докладов были полностью подготовлены специалистами АО «СО ЕЭС», четыре – в соавторстве с сотрудниками российских вузов, научных организаций и электроэнергетических компаний

23.08.2016 07:48

**К 95-летию оперативно-диспетчерского управления. Часть 7. 1960-е годы. Новые технологии**

САЙТ  
КОНКУРЕНТНОГО  
ОТБОРА МОЩНОСТИ

САЙТ ОПТОВОГО РЫНКА  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ  
И МОЩНОСТИ

ТЕХНОЛОГИЯ  
ЦЕНОЗАВИСИМОГО  
ПОТРЕБЛЕНИЯ

ТК / МТК  
ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ  
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»

СИСТЕМА  
ДОБРОВОЛЬНОЙ  
СЕРТИФИКАЦИИ

ВАКАНСИИ

ДОСКА ПОЧЕТА  
АО «СО ЕЭС»

# Спасибо за внимание!

# Основные этапы работы алгоритма КСПА

- ◆ Этап 1 – формирование и получение исходной информации
- ◆ Этап 2 – расчет эквивалентов и присоединение их к основной схеме
- ◆ Этап 3 – расчет величины допустимых небалансов

# Этап 1. Исходная информация

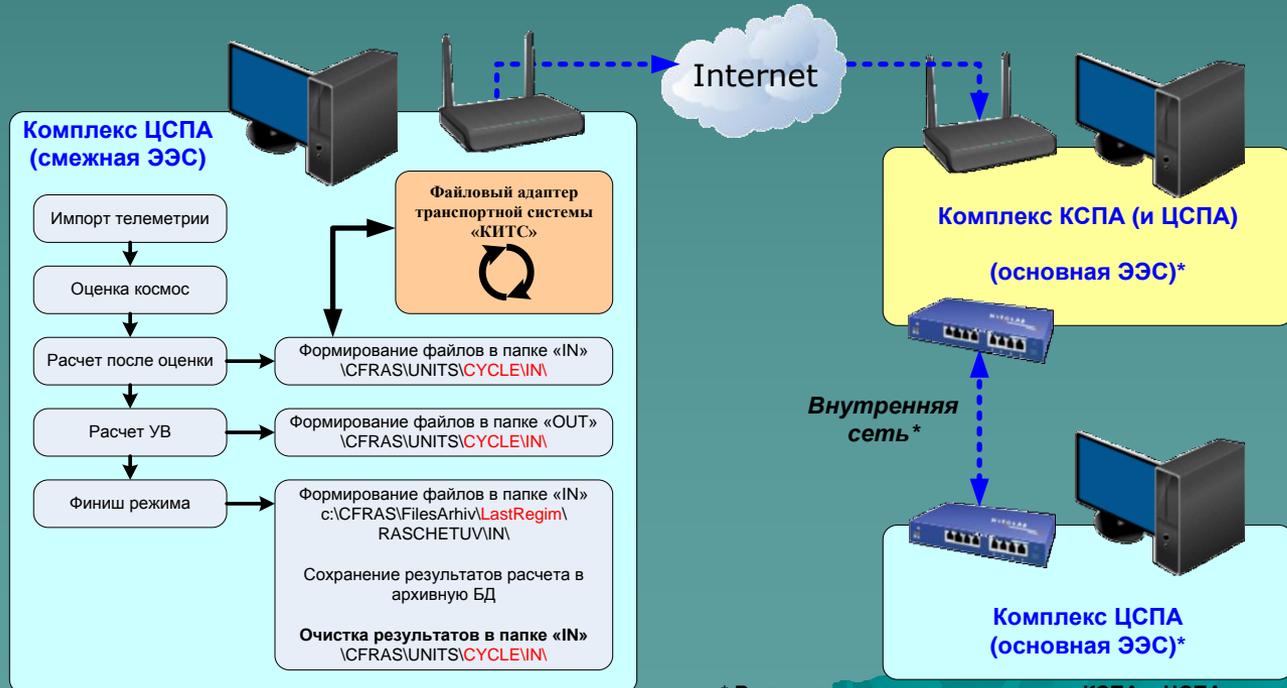
На серверах ЦСПА в результате расчетного цикла формируется папка с исходными данными – «IN».

## Служба КИТС

- отслеживает формирование папки «IN»;
- выполняет передачу папки «IN» на заданные сервера КСПА;
- выполняет прием исходной информации с серверов смежных ЭЭС.

## Служба «Шлюз КСПА»

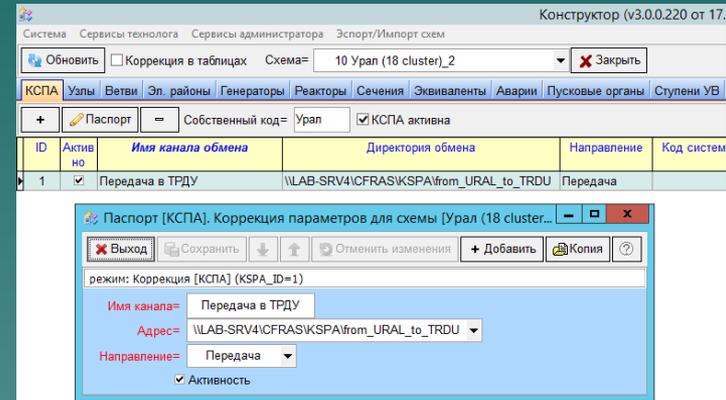
- выполняет запуск алгоритма КСПА по факту получения папки «IN» от любой из смежных ЭЭС.



\* В случае разделения комплексов КСПА и ЦСПА на разные сервера

# 1.1 Оболочка. Ввод исходных данных. Смежный комплекс

На вкладке «КСПА» вводятся: имя канала, место хранения информации и направление на передачу информации.



# 1.2 Оболочка. Ввод исходных данных. Основной комплекс

1. На вкладке «КСПА» вводятся: имя канала, место хранения информации и направление на прием информации.
2. На вкладке «Узлы» указываются граничные и внешние узлы таким образом, чтобы
  1. Все получившиеся связи "граничный-внешний" образовывали полное сечение
  2. Часть ЭЭС со стороны внешних узлов была представлена эквивалентным генератором
  3. Было сопоставление номера узла смежной ЭЭС номеру узла основной ЭЭС

№ уз	Имя узла	U ном (кВ)	Тип экв	Статус узла	№ в см. сист.	Смежная сист.
98380	ВНЕШ ЭКВ	500	Без эквивал.	Внешний эквивалент	102	Урал
9725	АВРОРА	500	Без эквивал.	Внешний	1725	Урал
9901	Тагил внеш. экв. (БАЗ)	500	Без эквивал.	Внешний	39	Урал
9902	Тагил внешн. экв. (Тагил220)	220	Без эквивал.	Внешний	73	Урал
9903	Тагил внеш. экв. (Калино)	500	Без эквивал.	Внешний	499	Урал
9904	Южная внеш. экв. (Емелино)	500	Без эквивал.	Внешний	1055	Урал
9905	Южная внеш. экв. (Рябина)	220	Без эквивал.	Внешний	1058	Урал
9907	Южная внеш. экв. (Первоуральская)	220	Без эквивал.	Внешний	56	Урал
9908	Южная внешн. экв. (СУГРЭС)	220	Без эквивал.	Внешний	57	Урал
9909	Шагол внеш. экв. (ЮУГРЭС-2)	500	Без эквивал.	Внешний	3128	Урал
9911	Шагол внеш. экв. (Челябинская)	500	Без эквивал.	Внешний	155	Урал
9912	Шагол внешн. экв. (ЮУГРЭС)	220	Без эквивал.	Внешний	128	Урал
9913	Шагол внешн. экв. (Чебаркуль)	220	Без эквивал.	Внешний	158	Урал
9914	Шагол внешн. экв. (ЮУГРЭС-2)	220	Без эквивал.	Внешний	3126	Урал
380	Витязь500	500	Без эквивал.	Граничный	2709	Урал
905	ТАГИЛ	500	Без эквивал.	Граничный	10	Урал
906	ЮЖНАЯ	500	Без эквивал.	Граничный	60	Урал
907	ШАГОЛ	500	Без эквивал.	Граничный	114	Урал
8383	КУРГАН	500	Без эквивал.	Граничный	383	Урал
9906	Южная220	220	Без эквивал.	Граничный	58	Урал
9910	Шагол220	220	Без эквивал.	Граничный	112	Урал
1	Г4-СТРЭС2	24	Без эквивал.			

3. В паспорте узла внешнего эквивалента на вкладке «Параметры КСПА» указываются коэффициенты по частоте для нагрузки и генерации

Паспорт [Узлы]. Коррекция параметров для схемы [ТРДУ (shema\_15)\_2 (изм ТИ и ТС), id=12]

Выход Сохранить Отменить изменения + Добавить Копия ?

режим: Коррекция [Узлы] (NODE=98380)

Имя узла= ВНЕШ ЭКВ  
№ узла= 98380  
U ном= 500  
Способ эквив-ния= Без эквивал.  
Статус= Внешний эквивалент  
Эп. район=  
коэф.СН (%)=  
TG СН=  
TG нагр=  
MIN TG нагр=

Заполнение из SCADA Ограничения ОЦЕНКИ

Ограничения для расчета УВ СХН Графики Параметры КСПА

Статус	Параметр	Значение	Комментарий
	Kgf_ekv	6	Регулирующий эффект генерации по частоте для эквивалентного узла
	Knf_ekv	0	Регулирующий эффект нагрузки по частоте для эквивалентного узла
	Kgf	6	Регулирующий эффект генерации по частоте для расчетного района ПАУ
	Knf	0	Регулирующий эффект нагрузки по частоте для расчетного района ПАУ

На вкладке «Сечения» задаются «Сечения с ОГРАНИЧЕНИЕМ». Для сечения с ограничением на вкладке КСПА указываются величины АДП для всех схем (нормальная и ремонтные схемы).

КСПА | Узлы | Ветви | Эл. районы | Генераторы | Реакторы | Сечения | Эквиваленты | Аварии | Пусковые органы | Ступени УВ | КПУ | УВ | Группы УВ | Подступени ступеней УВ | Тракты | Аварийные процессы | Параметры

+ Паспорт = ID1= 3 Поиск по "Имя сечения"= sqd.Групповая коррекция

ID	№ сеч	Имя сечения	Тип сечения	Входит в полное сечение	Огр. на прием	Огр. на выдачу	Выдача в EMC
1	3	ОЭС Урала <- ЭС Тюм. обл.	Контролируемое сечение	4 ОЭС Урала <- ЭС Тюм. обл. (дополнено до полного)	2500	2500	<input checked="" type="checkbox"/>
2	4	ОЭС Урала <- ЭС Тюм. обл. (дополнено до полного)	Сечение с ОГРАНИЧЕНИЕМ				<input checked="" type="checkbox"/>

Паспорт [Сечения]. Коррекция параметров для схемы [ТРДУ (schema\_15)\_2 (изм ТИ и ТС), id=12]

режим: Коррекция [Сечения] (SECTION\_ID=1) | Заполнение из SCADA | Ветви сечения

Наименование= ОЭС Урала <- ЭС Тюм. обл.

№ сечения= 3

Тип сечения= Контролируемое сечение

Огр. на прием(норм.сх)= 2500

Огр. на выдачу(норм.сх)= 2500

№ полного сечения= 4 ОЭС Урала <- ЭС Тюм. обл. (дополнено до п

сигнал в EMC

Поиск по "Наименование ветви"=

Статус	Входит	№ уз нач	№ уз кон	№ ц	ID ветви	Наименование ветви	Полож. направ. перетока
<input checked="" type="checkbox"/> назнач...	<input checked="" type="checkbox"/>	221	2211		38	ВЛ 500 кВ Иртыш-Беркут	← из узла конца в узел начала
<input checked="" type="checkbox"/> назнач...	<input checked="" type="checkbox"/>	300	301		41	ВЛ 500 кВ Тюмень - Луговая	→ из узла начала в узел конца
<input checked="" type="checkbox"/> назнач...	<input checked="" type="checkbox"/>	301	2220		44	ВЛ 500 кВ Тобол-Тюмень	← из узла конца в узел начала

вкл=3

(Входит = TRUE) Настроить...

строк=273 выведено строк=3

Паспорт [Сечения]. Коррекция параметров для схемы [ТРДУ (schema\_15)\_2 (изм ТИ и ТС), id=12]

режим: Коррекция [Сечения] (SECTION\_ID=2) | Заполнение из SCADA | Ветви сечения | Параметры КСПА

Наименование= ОЭС Урала <- ЭС Тюм. обл. (дополнено до полного)

№ сечения= 4

Тип сечения= Сечение с ОГРАНИЧЕНИЕМ

сигнал в EMC

Статус	№ рем	Имя ремонтной схемы	Огр. на прием	Огр. на выдачу	ID ремон...
	1	Нормальная схема	2600	2600	1

строк=1 выведено строк=1 Идентификатор ремонтной схемы

# Этап 2. Расчет эквивалентов

## 2.1 Эквивалентирование смежной ЭЭС

### Задача:

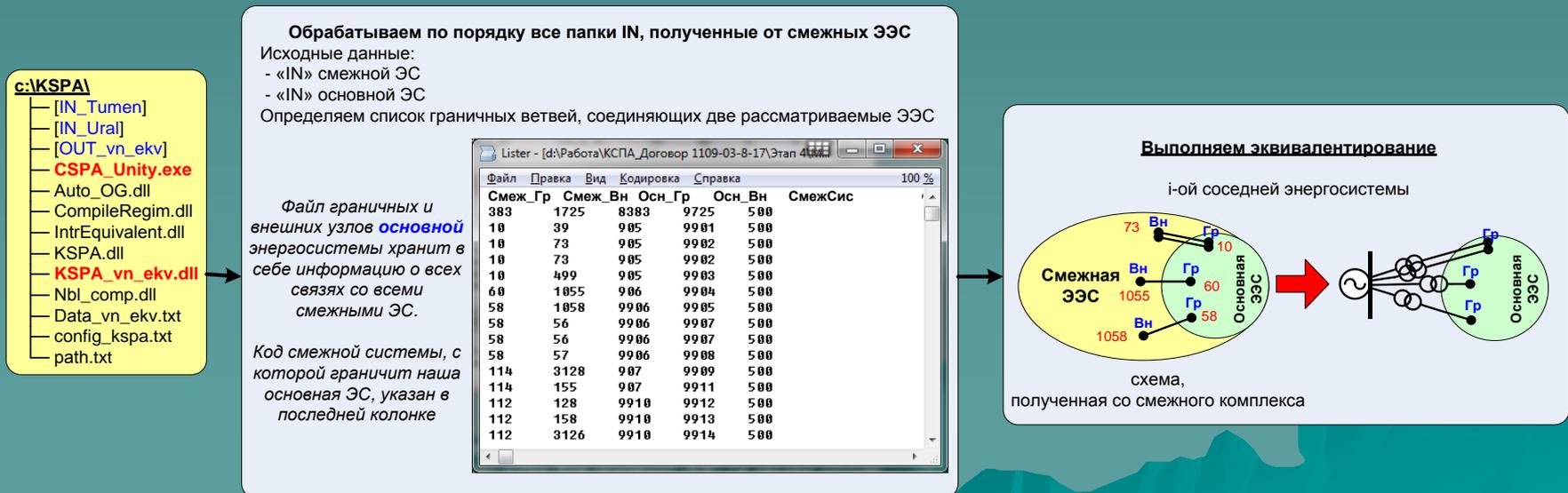
Расчет параметров эквивалентных генераторов соседних ЭЭС и параметров эквивалентных ветвей (фазоповоротных трансформаторов)

Библиотека алгоритма: KSPA\_vn\_ekv.dll

Разработчик алгоритма: Эдлин М.А.

*DLL, запускаемая CSPA\_Unity.exe, используя информацию в папках «IN» основной и рассматриваемой смежной ЭЭС, на основе файла граничных и внешних узлов, рассчитывает параметры эквивалентного генератора и эквивалентных ветвей.*

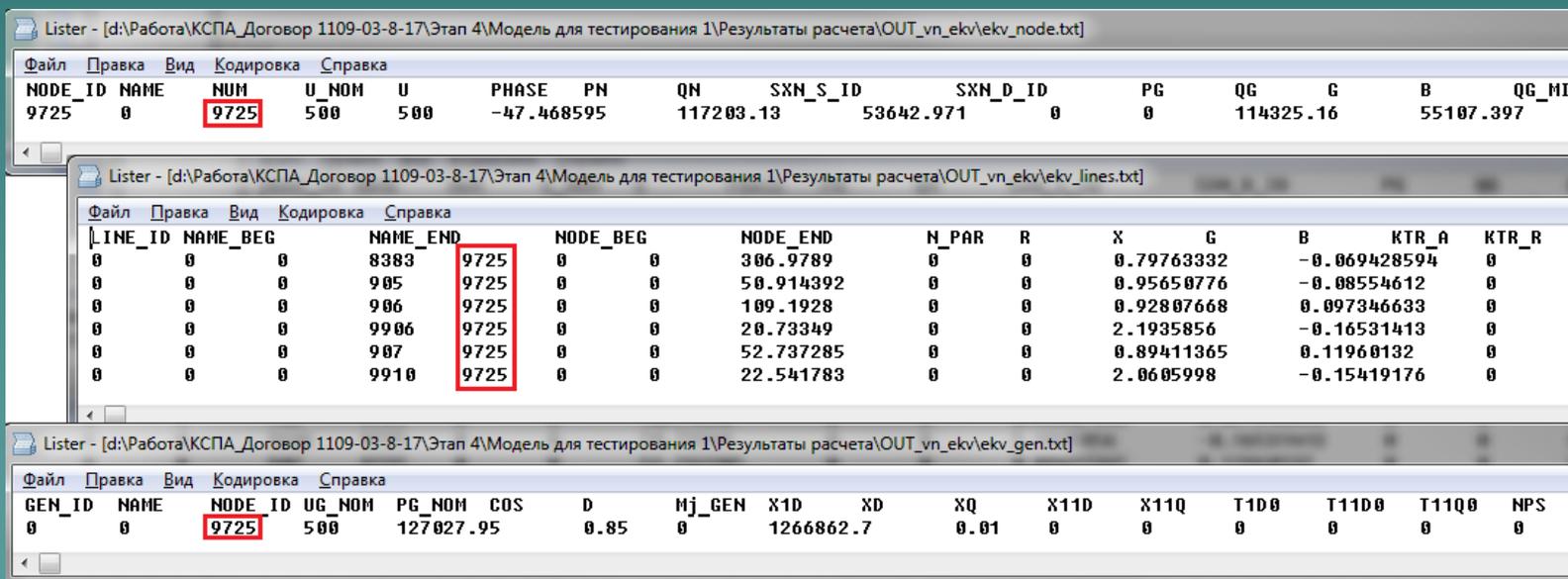
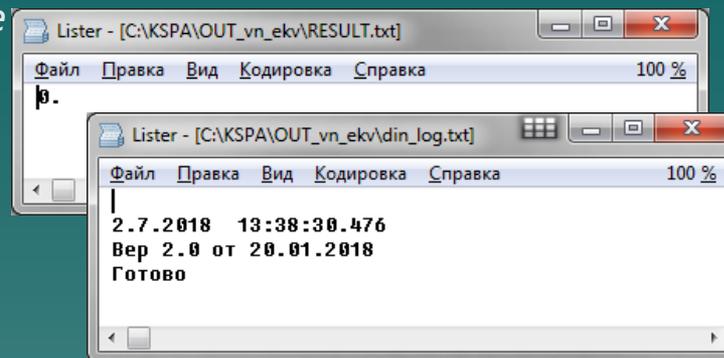
*Результат эквивалентирования сохраняется в папке OUT\_vn\_ekv.*



## 2.3 Результаты эквивалентирования

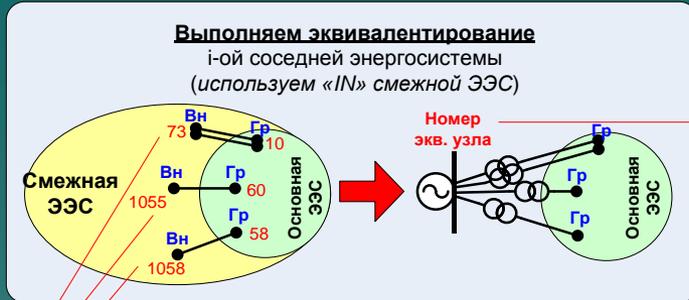
Результат эквивалентирования текущей ЭЭС в папке *OUT\_vn\_ekv* представлены в виде файлов:

- *RESULT.txt*
- *din\_log.txt*
- *ekv\_gen.txt*
- *ekv\_lines.txt*
- *ekv\_node.txt*



Номер узла для эквивалентного генератора (эквивалент соседней ЭЭС) выбирается первым из списка внешних узлов файла «GR\_UZ\_VE.txt» папки «IN» для основной ЭЭС (в нашем случае это узел № 9725)

# 2.4 Присоединение эквивалента смежной ЭЭС к основной ЭЭС



Из файла граничных и внешних узлов известно точное сопоставление каждой ветви в нумерации смежной ЭЭС и в нумерации основной ЭЭС

Lister - [d:\Работа\КСПА\_Договор 1109-03-8-17\Этап 4\Модель для тестирования 1\Результаты расчета\EKV\lines.txt]

Смеж_Гр	Смеж_Вн	Осн_Гр	Осн_Вн	СмежСис
383	1725	8383	9725	500
10	39	905	9901	500
10	73	905	9902	500
10	73	905	9902	500
10	499	905	9903	500
60	1055	906	9904	500
58	1058	9906	9905	500
58	56	9906	9907	500
58	56	9906	9907	500
58	57	9906	9908	500
114	3128	907	9909	500
114	155	907	9911	500
112	128	9910	9912	500
112	158	9910	9913	500
112	3126	9910	9914	500

В результате эквивалентирования нумерация эквивалентных ветвей (номер граничного узла) УЖЕ приведена в соответствие с номерами основной ЭЭС

СПА\_Договор 1109-03-8-17\Этап 4\Модель

Кодировка	Справка
NUM	U NOM U PHASE
9725	500 500 -47.4

абота\КСПА\_Договор 1109-03-8-17\Этап 4\

Вид	Кодировка	Справка
ME_BEG	NAME	END
0	8383	9725
0	905	9725
0	906	9725
0	9906	9725
0	907	9725
0	9910	9725

СПА\_Договор 1109-03-8-17\Этап 4\Модель

Кодировка	Справка
NODE_ID	UG NOM PG NOM COS
9725	500 127027.95

CSPA\_Unity.exe после получения результатов эквивалентирования очередной смежной ЭЭС обрезает основную схему по граничным – внешним ветвям и присоединяет результаты эквивалентирования в конец соответствующих текстовых файлов (nodes.txt, lines.txt, gens.txt) в нумерации основной энергосистемы. Полная схема сохраняется в папку «

Lister - [d:\Работа\КСПА\_Договор 1109-03-8-17\Этап 4\Модель для тестирования 1\Результаты расчета\EKV\lines.txt]

LINE_ID	NAME_BEG	NAME_END	NODE_BEG	NODE_END	N_PAR	R	X	G	B	KTR_A	KTR_R	G_BEG	B_BEG	G_END	B_END	TOK_LIMIT
1	0	0	2	9	1	0.99	54	0	5	0.46	0	0	0	0	0	1
2	0	0	2	9	2	0.99	54	0	5	0.46	0	0	0	0	0	1
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
232	0	0	8383	8384	2	53	379	0	0	1	0	0	0	0	0	1
234	0	0	9725	99725	10	2.4	47.7	0	-598	1	0	0	0	0	0	1
0	0	0	8383	9725	0	0	306.9789	0	0	0	0.79763	-0.069429	0	0	0	0
0	0	0	905	9725	0	0	50.9144	0	0	0.95651	-0.085546	0	0	0	0	1
0	0	0	906	9725	0	0	109.1928	0	0	0.92808	0.097347	0	0	0	0	1
0	0	0	9906	9725	0	0	20.7335	0	0	2.1936	-0.16531	0	0	0	0	1
0	0	0	907	9725	0	0	52.7373	0	0	0.89411	0.1196	0	0	0	0	1
0	0	0	9910	9725	0	0	22.5418	0	0	2.0606	-0.15419	0	0	0	0	1

# Этап 3. Расчет величины допустимых небалансов.

## Задача:

Определение величины допустимого небаланса

Библиотека алгоритма: Nbl\_comp.dll

Разработчик алгоритма: Кац П.Я.

*DLL, запускается CSPA\_Unity.exe после эквивалентирования всех смежных ЭЭС.*

В результата расчета формируются 2 текстовых файла: res\_nbl.txt и RAS\_EKVNBL.txt

NODE_ID	P_NB1	PR_OGR1	P_NB2	PR_OGR2
9725	-3000	0	3000	0

Модуль расчета допустимых небалансов мощности в узлах внешнего эквивалента  
Версия 1.3.1 от 02.11.2018  
Текущее время 2.11.2018 10:41:20.274

Общее количество узлов в схеме 134  
Общее количество ветвей в схеме 236  
Общее количество генераторов в схеме 27  
Коэффициент регулирования генерации по частоте в основной схеме 6  
Коэффициент регулирования нагрузки по частоте в основной схеме 0

Количество эквивалентных узлов ЭЭС в схеме 1

Номер эквивалентного узла ЭЭС 9725  
Коэффициент регулирования генерации по частоте 6  
Коэффициент регулирования нагрузки по частоте 0

К О Н Т Р О Л И Р У Е М Ы Е С Е Ч Е Н И Я

№ сеч	Ni	Nj	N_par	№ ч	P_pr_ID	P_obr_ID	P_pr_chID	P_obr_chID
4	207	302	10	0	0	0	2600	2600
4	220	302	10	0	0	0	2600	2600
4	380	221	10	0	0	0	2600	2600
4	484	222	10	0	0	0	2600	2600
4	300	301	10	0	0	0	2600	2600
4	2220	301	10	0	0	0	2600	2600
4	221	2211	10	0	0	0	2600	2600

Перетоки в КС  
Сечение: 4      прям: 2600      обр. 2600

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОГО НЕБАЛАНСА В ЭКВИВАЛЕНТНЫХ УЗЛАХ ЭЭС

Узел внешнего эквивалента 9725 (нижний предел)

Допустимое значение небаланса по всем сечениям -3000  
Допустимый небаланс не меньше заданного

Узел внешнего эквивалента 9725 (верхний предел)

Допустимое значение небаланса по всем сечениям 3000  
Допустимый небаланс не меньше заданного

Время расчета = 2.8651  
Код завершения = 100

## 3.1 Описание алгоритма по расчету величин допустимых небалансов в узлах ЭЭС

Задача определения допустимого небаланса вычислительно сводится к расчету режимов с различными значениями первичного небаланса в тех или иных узлах схемы, в результате чего определяется режим, в котором с заданной точностью переток (перетоки) в КС достигает (достигают) допустимых значений (аварийно допустимых).

На первой стадии выполняются последовательно расчеты по определению **допустимого небаланса в каждом из эквивалентных узлов ЭЭС**

Вектор изменения режима (ВИР), как и в ЦСПА(СМЗУ), задается инъекциями активной мощности в узлах схемы. Так, при определении небаланса в ЭЭС, допустимого по режимным условиям исследуемой части, небаланс задается в эквивалентном узле ЭЭС. Например, начальная инъекция  $-3000$  МВт для моделирования первичного избытка мощности в ЭЭС и  $+3000$  МВт - для моделирования первичного дефицита. По результатам расчета на первой стадии определяется минимальное значение допустимого небаланса со стороны ЭЭС для исследуемой части.

**При определении допустимого небаланса в заданном районе ПАУ** в качестве узлов, в которых задается небаланс, принимаются граничные узлы района. Ключевым моментом при этом является способ распределения суммарного небаланса по граничным узлам. Мы основываемся на предположении о том, что, по крайней мере, пока межсистемные связи в ЕЭС слабые, распределение небаланса мало зависит от мест возмущения и реализации УВ (по исследованиям НИИПТ). При этом в большей степени распределение небаланса по граничным узлам определяется текущим составом межсистемных связей.

Основываясь на приведенном соображении, в алгоритме, по результатам расчетов режимов на первой стадии (выбирается режим с наибольшим изменением перетока в граничных узлах) вычисляются долевые коэффициенты изменения перетоков по отношению к суммарному изменению перетока в этих узлах. Вычисленные коэффициенты принимаются в качестве коэффициентов распределения первичного небаланса мощности на границе расчетного района. После этого процедура определения допустимого небаланса ничем не отличается от таковой на первой стадии расчетов.

Следует заметить, что реализованный в работе алгоритм распределения небаланса в граничных узлах района ПАУ не всегда будет достаточно близок к реальности. В этом случае, в развитие алгоритма, следует выполнить работу по предоставлению технологу возможности задать свое распределение, аналогично заданию ВИР для определения МДП в СМЗУ.



ИНСТИТУТ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

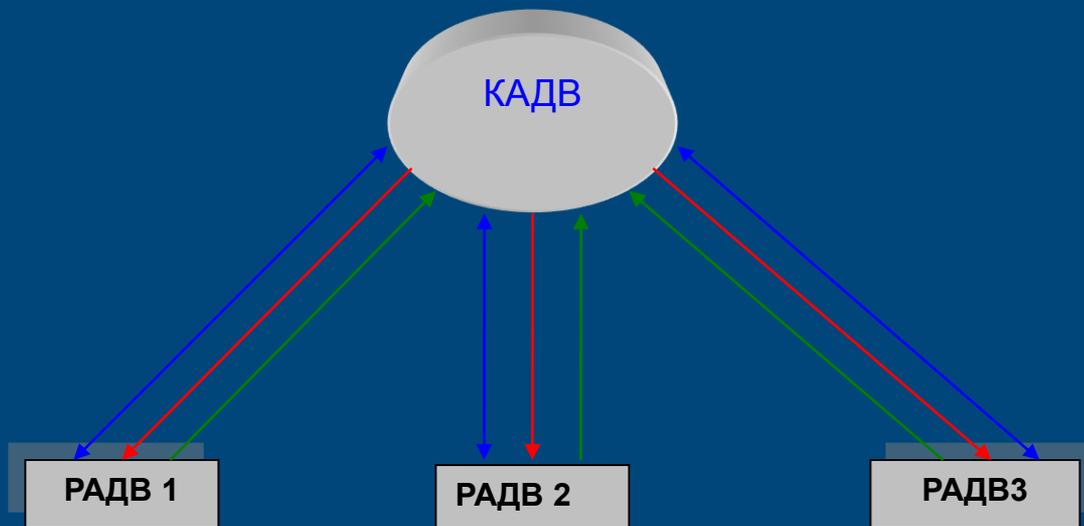
# ВОПРОСЫ КООРДИНАЦИИ ЦСПА



ИНСТИТУТ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

# Введение

АО ИАЭС с 2003 года занимается практическими вопросами создания координированной системы ПА.



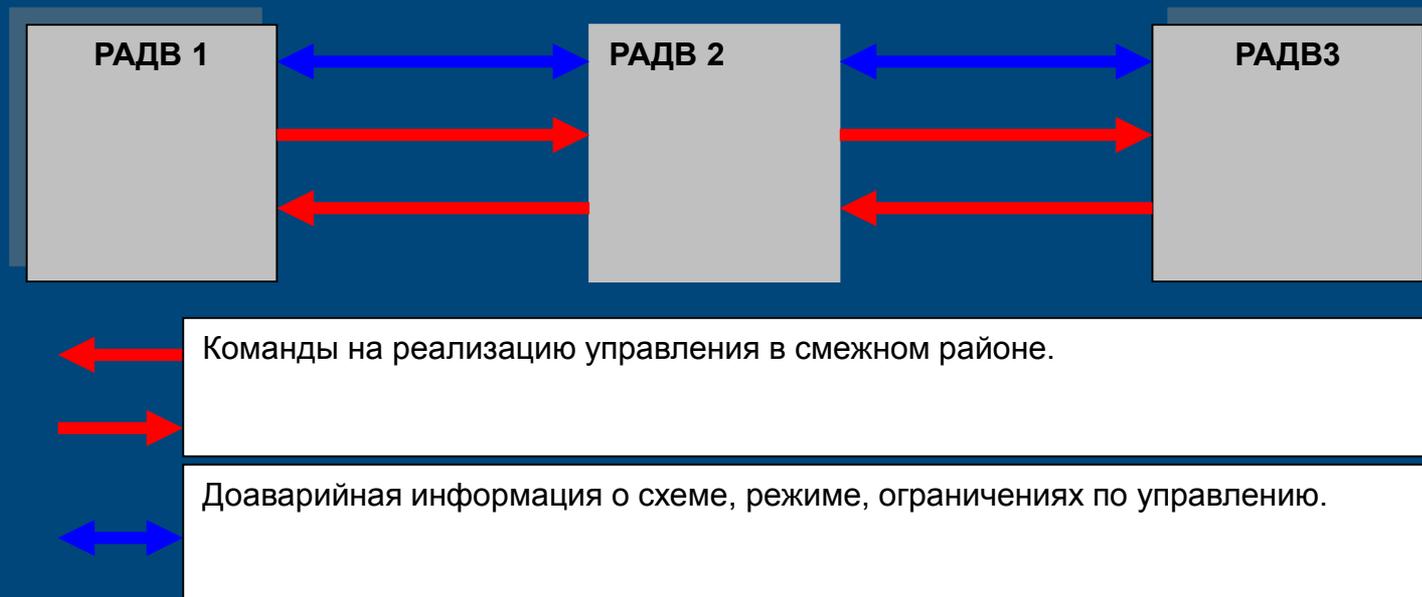
Доаварийная информация о схеме, режиме, ограничениях по управлению.



Информация настройки устройства нижнего уровня от устройства верхнего уровня.



Контрольная информация о настройке и состоянии устройства нижнего уровня.



## Принципы

- Централизованное формирование внешних эквивалентов для РУ на базе информации о текущих схемно-режимных условиях.
- Расширение схемы РУ на прилегающие районы позволяет отказаться от эквивалентов и задания допустимых небалансов на непосредственных границах районов (например расширение схемы от Казахстана до Урала в ЦСПА ОЭС Сибири) .
- Координированный выбор УВ для ПО, находящихся в разных под управлением разных ЦСПА.



ИНСТИТУТ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

**СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ**

[WWW.IAES.RU](http://WWW.IAES.RU)



# ИНСТИТУТ АВТОМАТИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ



1. Схема развития ПАУ в ОЭС Сибири, с 2001 г. до н.д.
2. Предварительное технико-экономическое обоснование реконструкции системы противаварийной автоматики в операционной зоне Новосибирского РДУ, 2009 г.
3. Предварительное технико-экономическое обоснование реконструкции системы противаварийной автоматики в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Алтайского РДУ, 2009 г.
4. Предварительное технико-экономическое обоснование реконструкции комплекса ССПИ АРЧМ ОЭС Сибири 2008 г.
5. Анализ существующей системы противаварийного управления Восточной части ОЭС Сибири и выработка рекомендаций по ее совершенствованию с разработкой структуры передачи аварийных сигналов и команд 2006 г.
5. Предварительное технико-экономическое обоснование реконструкции противаварийной автоматики на связях объединенной энергетической системы Чирала и объединенной энергетической системы Сибири с учетом вкл. на воздушной линии 500 кВ Восток - Юшим - Курган 2010 г.

- ОЭС Сибири
- ПС 150 кВ Алтай
  - ПС 150 кВ Итатская
  - ПС 500 кВ Бурдуйская
  - ПС 500 кВ Рубцовская
  - ПС 500 кВ Зага
  - ПС 500 кВ Вира
  - ПС 500 кВ Нобиа-Американская
  - ПС 500 кВ Курдская
  - ПС 500 кВ Токская
  - ПС 500 кВ Красноярская
  - ПС 500 кВ Канала-1
  - ПС 500 кВ Алчмичевская
  - ПС 500 кВ Амурская
  - ПС 500 кВ Тата-Ченская
  - ПС 500 кВ Бардуйская
  - ПС 500 кВ Красноярская
  - ПС 500 кВ Камала
  - ПС 500 кВ Озерная
  - ПС 500 кВ Ташмет
  - Евразийская ГЭС
  - ПС 500 кВ Астана
  - Нарзобская ГРЭС
  - Белевская ГРЭС
  - Верезобская ГРЭС
  - Нобиа-Американская ГЭС
  - ПС 220 кВ Восточная
  - ПС 220 кВ Дуркина
  - ПС 220 кВ Чулым
  - Бардуйская ТЭЦ
  - ПС 220 кВ Татрическая
  - ПС 220 кВ Масловская
  - ПС 220 кВ Чьяльдинская
  - ПС 220 кВ Эздорская
  - ПС 220 кВ Навьянбекская
  - ПС 220 кВ Власикская
  - ПТЭС Белевская
  - ПС 220 кВ НКАЗ-2
  - ПС 220 кВ Теба
  - ПС 220 кВ Тенг
  - ПС 220 кВ Шушенская оп.
  - ПС 220 кВ ШПН-220
  - ПС 220 кВ КИСК
  - ПС 220 кВ Призерская
  - ПС 220 кВ Раздольная
  - ПС 220 кВ Токская
  - Харанорская ГРЭС и др
- ЭЭС Чирала
- ПС 500 кВ Теньга
  - ПС 220 кВ ШПН-220
  - ПС 220 кВ КИСК
  - ПС 220 кВ Призерская
  - ПС 220 кВ Раздольная
  - ПС 220 кВ Токская
  - Харанорская ГРЭС и др
- ЭЭС Казакстан (объекты в составе рабочего проекта создания комплекс ПА)
- Экбастурская,
  - ПС 150 кВ Кустанайская,
  - ПС 150 кВ Кокшетауская,
  - ПС 500 кВ Астана,
  - АЭС Экибастур,
  - ЦГТТ,
  - ПС 500 кВ Есиль,
  - ПС 500 кВ Смак,
  - ЭВ,
  - ПС 500 кВ Астана,
  - ПС 500 кВ Нур
- ЭЭС Чирала
- ПС 500 кВ Теньга
  - ПС 220 кВ ШПН-220
  - ПС 220 кВ КИСК
  - ПС 220 кВ Призерская
  - ПС 220 кВ Раздольная
  - ПС 220 кВ Токская
  - Харанорская ГРЭС и др
- ЭЭС Казакстан (объекты в составе рабочего проекта создания комплекс ПА)
- Экбастурская,
  - ПС 150 кВ Кустанайская,
  - ПС 150 кВ Кокшетауская,
  - ПС 500 кВ Астана,
  - АЭС Экибастур,
  - ЦГТТ,
  - ПС 500 кВ Есиль,
  - ПС 500 кВ Смак,
  - ЭВ,
  - ПС 500 кВ Астана,
  - ПС 500 кВ Нур