

О некоторых практических результатах внедрения интеллектуальных сетей

Макаров Андрей Юрьевич,
Генеральный директор
Управляющей компании «УЗТМ-КАРТЭКС»

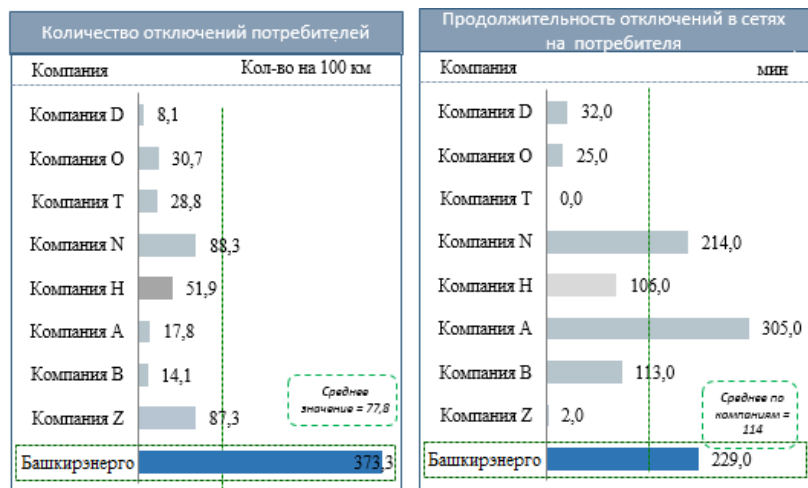
Доклад для Международного конгресса-выставки
«Интеллектуальное производство и промышленный интернет вещей»

18 ноября 2016 года

Текущее состояние распределительных сетей СНГ на примере г. Уфа.

1.1. Текущий уровень потерь

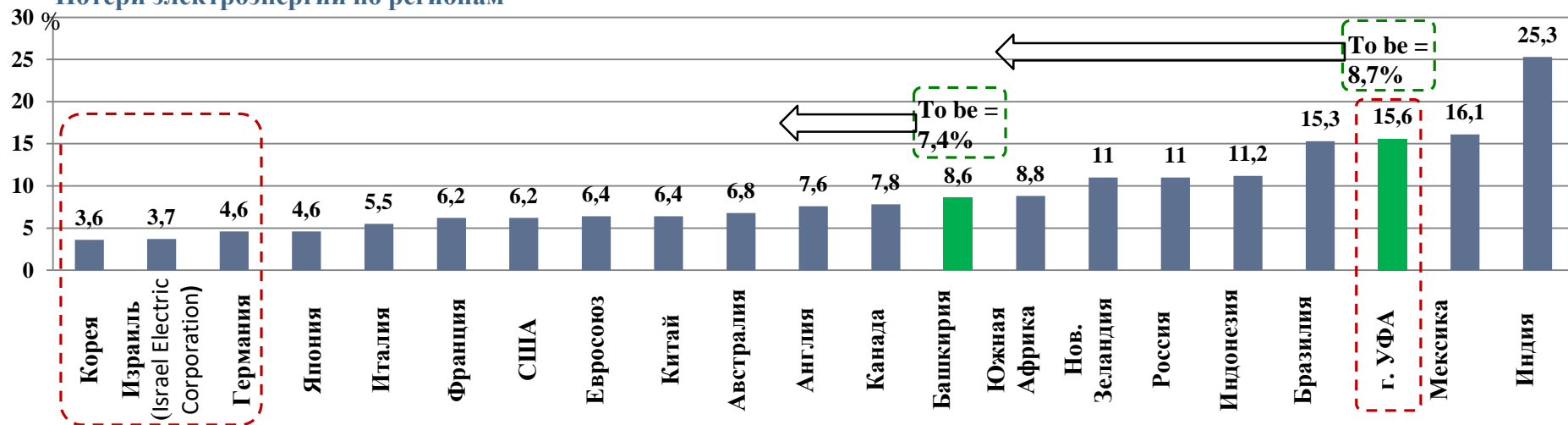
Количество отключений потребителей и продолжительность отключений в сравнении с Европейскими странами*



- Среднее количество отключенных потребителей и средняя продолжительность отключений в сетях ООО «Башкирэнерго» превышает аналогичные показатели Европейских стран;
- Результаты сравнительного анализа показателей свидетельствуют о значительном разрыве в операционной эффективности между ООО «Башкирэнерго» и мировыми отраслевыми лидерами

* Источник: Отчет «Оценка потенциала повышения эффективности сетей ОАО «Башкирэнерго» McKinsey & Company»

Потери электроэнергии по регионам**



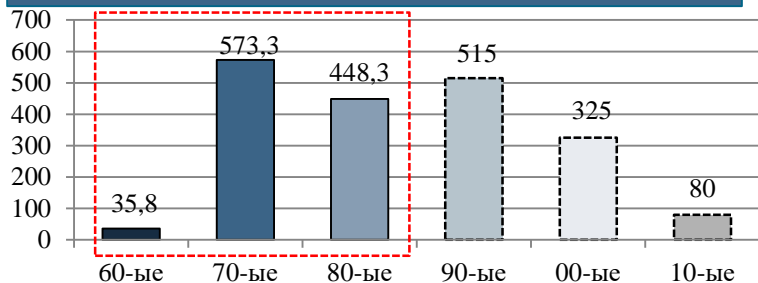
**Источник: доклад Мирового энергетического совета (World Energy Council) «Smart Grids: Best Practice Fundamentals for a Modern Energy System»

Представленные результаты анализа служат основой для рассмотрения вариантов модернизации электрических сетей городов СНГ.

Текущее состояние распределительных сетей СНГ на примере г. Уфа.

1.2. Состояние оборудования

Анализ износа. Трансформаторы 35-110 кВ (МВА)

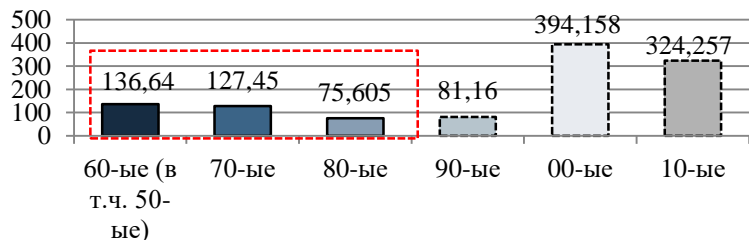


Годы ввода в эксплуатацию

- 60-ые
- 70-ые
- 80-ые
- 90-ые
- 00-ые
- 10-ые

- 54 % Оборудования требует модернизации

Анализ износа. Трансформаторы 6/0.4 кВ (МВА)



- 30 % Оборудования требует модернизации

Состояние сети города Уфа

Состояние оборудования:

- Использование различных уровней напряжения: 110кВ/35кВ/10кВ/6кВ/0,4кВ;
- 30% трансформаторов 6/0,4 кВ старше 25 лет;
- Возраст коммутационного оборудования примерно равен возрасту трансформаторов. Имеет место как моральное, так и физическое устаревание не менее 30% коммутационных аппаратов, следовательно требуется их замена/реконструкция;

Системные проблемы сети

1. Низкая надежность, обусловленная в т.ч. сложной топологией;
 - Затруднено определение места повреждения;
 - Повреждения распространяются на большие участки сети;
 - Снижение надежности за счет использования поперечных связей;
2. Низкая управляемость: отсутствие дистанционного управления; невозможность стандартизации управления;
3. Высокие потери электрической энергии;
4. Устаревание оборудования;

Технические решения

1. Оптимизация структуры сетей с использованием современного коммутационного оборудования;
2. Автоматизация управления сетями, включая обеспечение их наблюдаемости и организацию дистанционного управления;
3. Автоматизация диспетчерского управления;
4. Построение системы интеллектуального коммерческого учета электроэнергии;
5. Обеспечение информационной безопасности технологических объектов электроэнергетики.

- ✓ Состояние сетей г. Уфа в целом характерно для большей части городов СНГ;
- ✓ Необходимы инвестиции в модернизацию сети из-за морального и физического устаревания оборудования;
- ✓ В рамках обновления оборудования необходимо решать системные проблемы сети.

2. Цели внедрения Smart Grid в электрических сетях городов СНГ

- ✓ Повышение качества и надежности электроснабжения потребителей;
- ✓ Снижение аварийности в электрических сетях;
- ✓ Снижение эксплуатационных затрат в электрических сетях;
- ✓ Повышение управляемости электросетевой инфраструктурой;
- ✓ Существенное снижение потерь электрической энергии;
- ✓ Повышение прозрачности при учете потребления электроэнергии юридическими и физическими лицами;
- ✓ Обеспечение в дальнейшем возможности включения в сеть распределенной генерации;

3. Основные шаги по внедрению Smart Grid

1. Уточнение потребностей электросетевой компании в развитии электросетевой инфраструктуры (формирование **Технического задания на ПредТЭО**);
2. Оценка экономической целесообразности проекта по развитию сети – **подготовка ПредТЭО**:
 - ✓ Моделирование и анализ сети «как есть» (с учетом перспективных нагрузок);
 - ✓ Формулирование мероприятий по развитию сети;
 - ✓ Моделирование сети «как должно быть»;
 - ✓ Количественная оценка и сравнительный анализ мероприятий по развитию сети;
3. Подготовка дорожной карты Проекта на основании результатов ПредТЭО;
4. Реализация Пилотного проекта с тестированием технических решений;
5. Реализация Основного проекта (подготовка проектно-сметной документации на весь Проект; выбор поставщиков оборудования; строительно-монтажные работы).

4. Предварительная проработка к внедрению Smart Grid

Формирование технического задания на ПредТЭО (структура ТЗ)

- Формулирование целей модернизации электросетевой инфраструктуры заказчика;
- Определение критериев оценки эффективности Проекта;
- Формирование требований к структуре ПредТЭО;
- Формирование требований к наполнению разделов ПредТЭО;
- Обозначение географических границ Проекта.

В рамках технического задания были детально описаны требования к составу и результатам ПредТЭО

Выбор партнеров для реализации Проекта в г. Уфа



Преимущества компании:

- Собственная испытательная площадка с элементами Smart Grid;
- Опыт во внедрении элементов Smart Grid в других крупных городах (Мумбаи (Индия) и Масдар (ОАЭ));
- Наличие собственных ключевых технологий для создания энергоэффективной электросети.

✓ **Состав партнеров был нацелен на минимизацию рисков по получению неточных результатов ПредТЭО;**

✓ **В настоящий момент в ОАО «БЭСК» развиты и выделены в отдельное ДЗК все необходимые компетенции.**

Реализация проекта Smart Grid в г. Уфа

Контур проекта



Характеристики города Уфа

- Область: ~750 км²;
- Один из 10-ти крупнейших городов РФ;
- Население: более 1 миллиона человек;
- 51 подстанция высокого напряжения (35-110кВ);
- Используемые уровни напряжения: 110/35/10/6кВ;
- Общая длина линий 35-110 кВ - 103 км;
- Общая длина линий 6-10кВ – 3513 км;
- Общее количество РП/ТП 6-10кВ – 2178 шт (1940 в границе проекта);
- В Уфе сосредоточено около 200 крупных и средних промышленных предприятий.

Масштаб проекта

- Обеспечение дистанционного управления 359 РП и ТП за 5 лет.
- Обеспечение наблюдаемости все (156) РП и узловых (357) ТП за 5 лет.
- Оптимизация структуры сети (прокладка 85 км кабельных линий) за 5 лет.
- Реконструкция центра управления сетями г. Уфа с внедрением автоматизированной системы диспетчерского управления сетями 6кВ.
- Установка приборов учета для формирования баланса.

В рамках проекта реализуется инновационный подход к автоматизации, обеспечивающий управляемость и наблюдаемость всей сети при реконструкции не более 25% оборудования. Реализация основного проекта осуществляется с 2015г. Проект будет завершен до конца 2019г.

Тестирование эффективности проекта Smart Grid в пилотном районе в г. Уфа

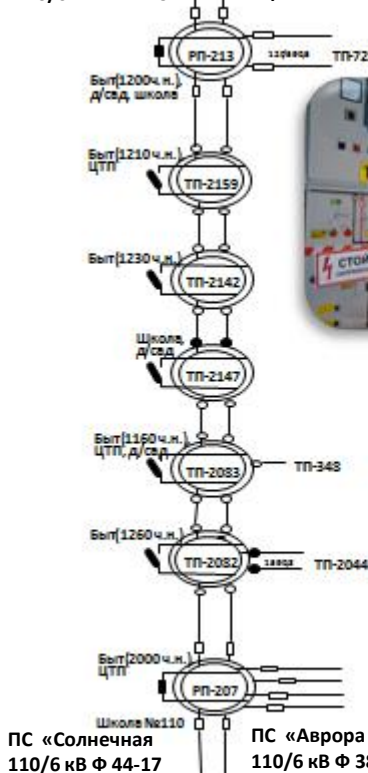
Мероприятия, выбранные по итогам ПредТЭО

- Оптимизация и автоматизация текущей сети с использованием современного коммутационного оборудования;
- Smart Metering (построение системы интеллектуального коммерческого учета электроэнергии).

Пилотный проект

ПС «Солнечная»
110/6 кВ Ф 44-13

ПС «Промышленная»
110/6 кВ Ф 6-18



ПС «Солнечная»
110/6 кВ Ф 44-17

ПС «Аврора»
110/6 кВ Ф 38-6

Описание пилотного района

- **Пилотный район** – участок сети 6 кВ в Восточном РЭС ПО УГЭС, включающий: **38 многоквартирных жилых домов**, объекты дошкольного и среднего образования, объекты тепловых сетей, малые предприятия.
- Население зоны пилотного проекта – **8 100 чел.**

Мероприятия Пилотного проекта

- Проведена реконструкция 2 РП и 5 ТП пилотного района сети в г. Уфа;
- Построена система автоматизированного учета.
- Построен автоматизированный центр управления распределителями г. Уфы, в т.ч.:
 - Построено административное здание центра управления сетями (ЦУС) г. Уфа;
 - Внедрена автоматизированная система диспетчерского управления распределительными сетями г. Уфа.

Эффективность мероприятий, выбранных по итогам ПредТЭО, была подтверждена в рамках Пилотного проекта. Генеральным подрядчиком выступила компания «БЭСК Инжиниринг», реализовавшая проект менее чем за год.


Результаты Пилотного проекта

Мероприятия	Эффекты согласно ПредТЭО	Текущий статус	Комментарии
1. Оптимизация структуры сетей	➤ снижение технических потерь до 30%	~	➤ не реализовано в связи с отсутствием работ по прокладке кабельных линий в Пилоте
	➤ сокращение количества аварий на 25% и времени на поиск неисправностей	✓	➤ сокращено время на поиск неисправностей
	➤ обеспечение возможности для полноценной автоматизации	✓	➤ обеспечена возможность полноценной автоматизации
	➤ облегчение диспетчерского управления сетью	~	➤ будет оценен после реализации Основного проекта
2. Автоматизация управления сетями	➤ экономия времени на переключения до 70%	✓	➤ экономия времени на переключения до 70%
	➤ сокращение перерывов в электроснабжении потребителей при возникновении аварийных ситуаций с нескольких часов до нескольких минут	✓	➤ Опытным путем подтверждена способность УТКЗ идентифицировать и определять направление МФЗ
	➤ снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования сетей на 20%	✓	➤ затраты на обслуживание и ремонт коммутационного оборудования исключены из плановых затрат на эксплуатацию и ремонт
	➤ возможность оптимизации режимов работы сети в реальном времени	~	➤ будет оценен после реализации Основного проекта и накопления статистики
	➤ продление срока службы существующего оборудования на 10% и уровня загрузки сети	~	➤ будет оценен после реализации Основного проекта и накопления статистики
3. Внедрение интеллектуального учета	➤ снижение коммерческих потерь электрической энергии до 80%	✓	➤ снижение потерь электроэнергии на 96,3% - с 27,3% до 1% (522 364,08 руб. с НДС за год)

- ✓ **Пилотный проект реализован с учетом наиболее полного набора технических решений по реконструкции оборудования, уровня автоматизации.**
- ✓ **При реализации основного проекта некоторые технические решения пересмотрены в пользу удешевления стоимости проекта.**

- ✓ - Эффект достигнут
- ~ - Эффект на данном этапе реализации проекта невозможно оценить

Ограничения при реализации проекта

№	Возможные риски	Предлагаемые и/или предпринятые действия
5	Выявленные недостатки в работе Программно-Технического Комплекса ЦУС	 ✓ Разработан план-график устранения выявленных недостатков

№ п/п	Недостатки	Мероприятия по устранению
1.	На схеме PSI распределителей не в полном объеме предусмотрены плакаты для ведения схемы распределителей. На данный момент разработано ТЗ на дополнительные плакаты и направлено производителю для разработки через Интегратора	Работа с Интегратором по получению законченного продукта
2.	Разделение журнала событий на 6 подвидов создает неудобства в отслеживании событий в сквозном порядке	Разработать ТЗ и направить Интегратору для выполнения единого журнала событий в сквозном порядке
3.	Необходимость постоянно квитировать сигналы на схеме PSI (много посторонних сигналов)	Уменьшить количество входящих сигналов, требующих квитирования событий, проработать список
4.	Нет обученных специалистов в процессе адаптации персонала к данным схемам	Закрепить конкретных специалистов от ПО ИТиС и ЦУС УГЭС на месте базирования ЦУС УГЭС для консультирования персонала по работе в программном комплексе PSI
5.	Разделение базы данных ПК PSI в связи с недостаточностью элементов в БД PSIconrol для формирования модели всей сети 6-10 кВ ПО УГЭС совместно с сетью 110-35 кВ	Разработка релиза и предоставление его в ООО «Башкирэнерго» и Интегратору Выполнение работ по приведению БД ПТК ЦУС ПО УГЭС к проектному решению
6.	Кратковременное зависание, отключение PSI схемы (для устранения необходимо перезагрузка)	Выявление причины зависания, временное решение - ежемесячная принудительная перезагрузка системы PSI.
7.	Нет возможности определения неисправности каналов ТМ	Внести в форму PSI контроль за состоянием каналов ТМ, пожарной и охранной сигнализации
8.	Отдельные ограничения графического ядра PSI Control не позволяющие отразить или переименовать некоторые графические элементы и примитивы	Разработано и направлено техническое задание разработчику PSI Control.

Ограничения PSI не оказывают значимого влияния на функциональность системы. Работа по их устранению осуществляется в рабочем порядке

Ограничения при реализации проекта

№

Возможные риски

Предлагаемые и/или предпринятые действия

Ограничения устройств УТКЗ (определение состояния фидера)

1.1 Первоначальные приборы (Тип 1) не идентифицируют направление короткого замыкания.

1.2 Установленные альтернативные приборы (Тип 2) при проведении опытов однофазного замыкания на землю и межфазного короткого замыкания отработали с ограничениями.

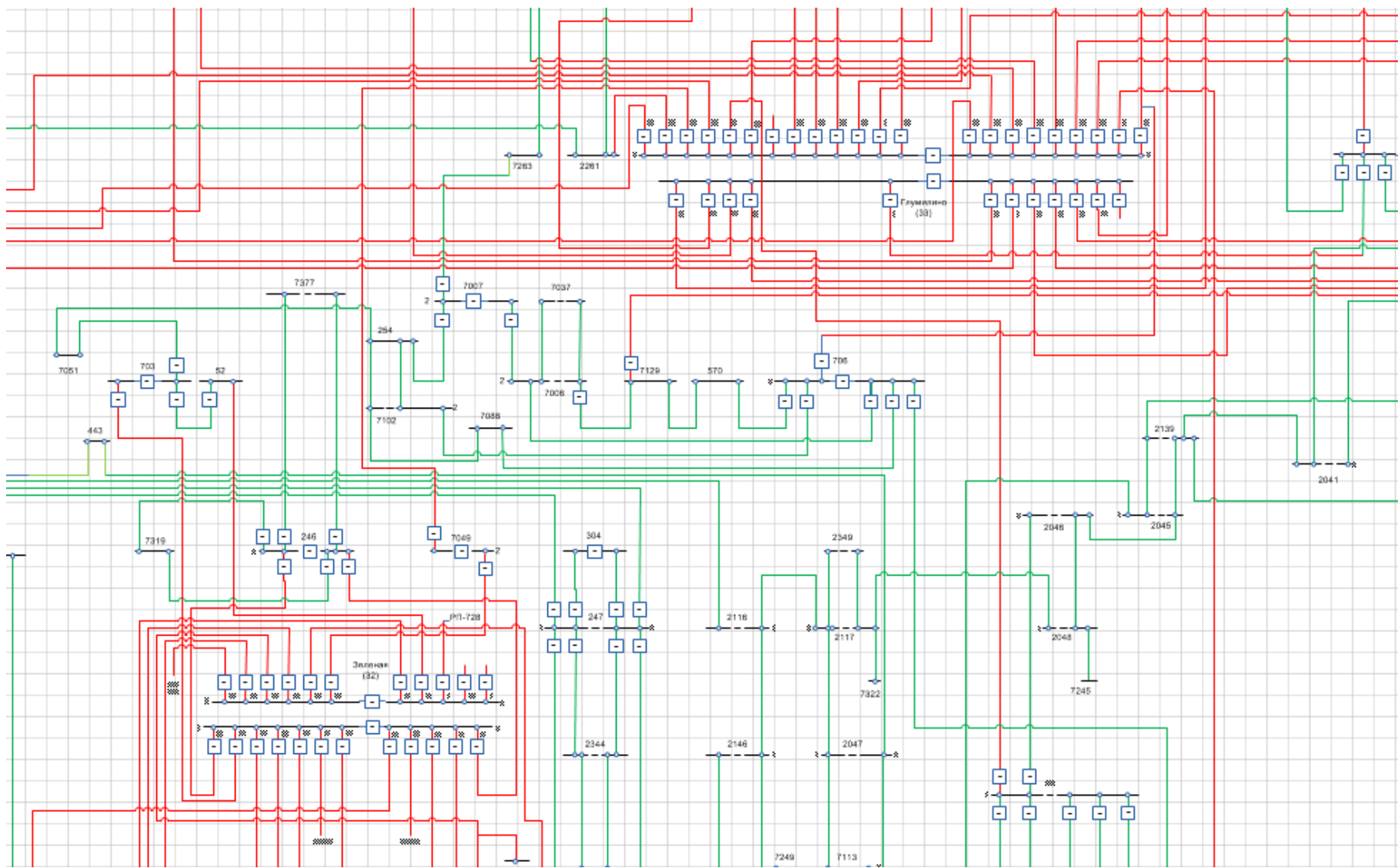


- ✓ Во втором квартале 2016г. реконструкция РП/ТП с заменой первичного оборудования велась без установки УТКЗ.
- ✓ Были проведены испытания приборов трех типов.
- ✓ По результатам испытаний принято решение использовать устройства УТКЗ Типа 2.

	Тип КЗ	Тип 1		Тип 2 *		Тип 3	
		КЛ под напряжением	КЛ без напряжения	КЛ под напряжением	КЛ без напряжения	КЛ под напряжением	КЛ без напряжения**
Радиальная сеть	Изолированная нейтраль						
	Идентификация 2-х и 3-х фазных КЗ	Да	Да	Да	Да	-	-
	Определение направления 2-х и 3-х фазных КЗ	Нет	Да	Да	Да	-	-
	Идентификация 2-х и 3-х фазное КЗ через землю	Да	Нет	Да	Нет	-	-
	Определение направления 2-х и 3-х фазное КЗ через землю	Нет	Нет	Да	Нет	-	-
	Идентификация однофазных ЗЗ (замыканий на землю)	Нет	Нет	Да	Нет	Нет	-
	Определение направлений ОЗЗ	Нет	Нет	Да	Нет	Нет	-
	Компенсированная нейтраль						
	Идентификация 2-х и 3-х фазных КЗ	Нет	Да	Да	Да	-	-
	Определение направления 2-х и 3-х фазных КЗ	Нет	Да	Да	Да	-	-
	Идентификация 2-х и 3-х фазное КЗ через землю	Нет	Нет	Да	Нет	-	-
	Определение направления 2-х и 3-х фазное КЗ через землю	Нет	Нет	Да	Нет	-	-
	Идентификация однофазных ЗЗ (замыканий на землю)	Нет	Нет	Да	Нет	Нет	-
	Определение направлений ОЗЗ	Нет	Нет	Да	Нет	Нет	-

*** Прибор определяет направление КЗ только перед собой и не видит «за спиной», что ведет к удорожанию стоимости каждой точки измерения.**

Фрагмент реальной схемы сети 6-10 кВ при отсутствии возможности идентификации повреждения между ПС и РП



— наблюдаемые участки

— ненаблюдаемые участки

Разработка отечественного прибора, обеспечивающего наблюдаемость в соответствии с концепцией Smart Grid



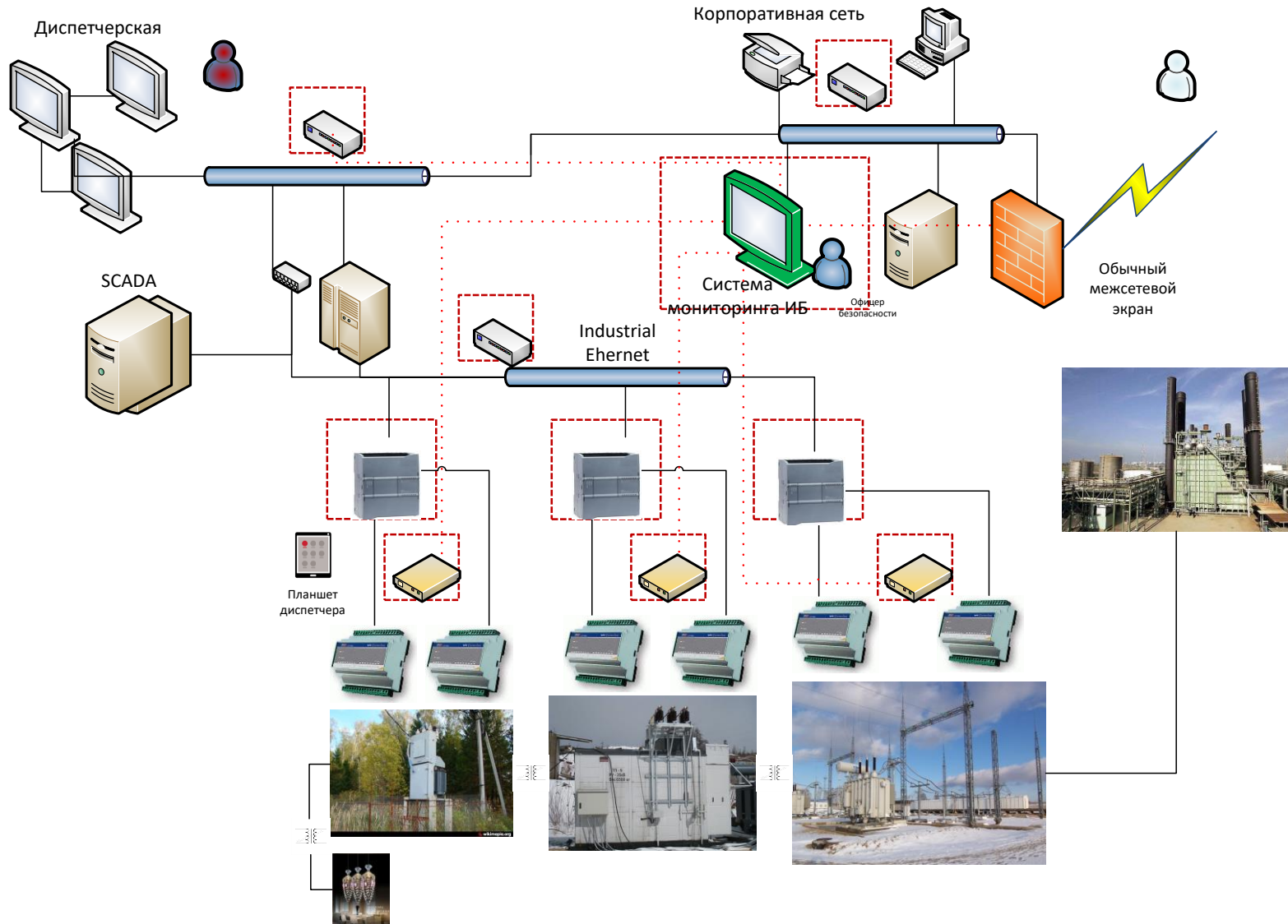
✓ В 2016 году российской компанией ООО «А+» был разработан указатель прохождения тока короткого замыкания (УТКЗ) в кабельных линиях, отвечающий требованиям концепции Smart Grid.

✓ В рамках программы Российского энергетического форума «Инновационная энергетика» в г. Уфа, разработанный прибор был представлен министру энергетики Российской Федерации А.В. Новаку.



✓ В настоящее время ведутся комплексные испытания и апробация данного прибора в электрических сетях г. Уфа.

Место кибербезопасности в «интеллектуальной электроэнергетике»



Реализации проектов в «интеллектуальной электроэнергетике» создает необходимость создания средств кибернетической защиты и противодействия кибератакам.

Место кибербезопасности в «интеллектуальной электроэнергетике»

Безопасность на примере АСУ ТП в цифрах

- С 2010 года в 20 раз выросло число обнаруженных уязвимостей.
- Каждая пятая уязвимость устраняется дольше месяца.
- 50% уязвимостей позволяют хакеру запустить выполнение кода.
- Для 35% уязвимостей есть эксплойты.
- Более 40% интернет-доступных систем могут взломать хакеры-любители. Треть доступных из интернета систем находятся в США.
- Четверть уязвимостей связана с отсутствием необходимых обновлений безопасности.
- Уязвимы 54% интернет-доступных систем в Европе и 39% в Северной Америке.
- Уязвимы 50% опубликованных в глобальной сети систем из России.

Экспертная оценка рынка

- В компании «ФСК» – около 4 000 ПС (220КВ и выше), «Россети» – 18 000 ПС (35КВ-110КВ), а также порядка 560 000 РП и ТП
- Объем рынка не менее 100 млрд. рублей.

Спасибо за внимание