



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

«Башкирская электросетевая компания»
(АО «БЭСК»)

Концепция и практический опыт построения цифровой энергетики в АО «БЭСК»

Российский Энергетический Форум, г. Уфа, 23-26.10.2018 г.

Круглый стол «Цифровая энергетика»

г. Уфа, 23.10.2018г.

Ишмаев Рамиль Агзамович – Член Правления – Заместитель генерального директора –
Технический директор АО «БЭСК»

АО «БЭСК» управляет электрическими сетями всех уровней напряжения (0,4-500 кВ) на территории Республики Башкортостан



* ВИЭ – возобновляемые источники энергии, ГЭС – гидроэлектростанции, АЭС – атомные электростанции, ТЭС – теплоэлектростанции

В соответствии с мировым трендом перехода к цифровым энергетическим системам Правительство РФ разработало набор инициатив, направленных на развитие данного направления в РФ



Энергетическая стратегия России до 2030 года

«Дорожная карта» EnergyNet Национальной технологической инициативы

Концепция реализации национального проекта «Интеллектуальная энергетическая система России»

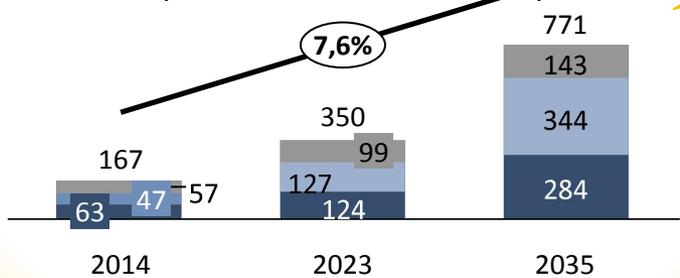
Цель Правительства РФ: выручка российских компаний на глобальном рынке сервисов интеллектуальной энергетики к 2035 г. не менее 40 млрд. долл. в год.

Распоряжение Правительства РФ «Об утверждении плана мероприятий «Внедрение инновационных технологий и современных материалов в отраслях ТЭК»

Ключевые тренды в мировой электроэнергетике¹:

-  Цифровизация инфраструктуры
-  Глубокая децентрализация производства э/э
-  Интеллектуальное управление и инжиниринг

Массовое привлечение частных инвестиций
Динамика сегментов рынка сетей нового поколения (в странах БРИКС+)¹, млрд. долл.
 США Энергообмен как социальная практика



-  Надёжные и гибкие сети
-  Интеллектуальная распределенная энергетика
-  Потребительские сервисы

¹ Из материалов ДК EnergyNet НТИ

Основы цифровой электроэнергетики в распределительных сетях – совокупность управления, наблюдения, получения данных в цифровом виде со всех объектов



с элементами цифровизации



без элементов цифровизации

АО БЭСК занимается внедрением цифровых технологий на всех уровнях эксплуатации подведомственного оборудования

Системные проблемы электросетевой инфраструктуры городов РФ

1. Физический износ и сложная топология:

- Значительное количество аварий, обусловленных выходом оборудования из строя
- затруднено определение места повреждения;
- повреждения распространяются на большие участки сети;
- снижение надежности за счет использования поперечных связей.

Низкая
надежность

2. Моральный износ:

- отсутствие наблюдаемости и дистанционного управления;
- невозможность стандартизации управления.

Низкая
управляемость и
наблюдаемость

3. Высокие потери электрической энергии

Цели внедрения цифровых технологий для РФ

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

В рамках анализа электросетевой инфраструктуры г. Уфы и РБ АО «БЭСК» были выявлены системные проблемы сети, актуальные для любых сетей крупных городов РФ. Предлагаемая АО «БЭСК» философия цифровых технологий направлена на решение данных проблем.

Возможные варианты реконструкции сетей



Показатель	CAPEX млн руб. с НДС	Длительность перерывов э/с	Время на устранение аварий	Технические потери
1 Оптимизация текущей сети с использованием современного коммутационного оборудования	2 253,6	-25%	-20%	-20%
2 Повышение класса напряжения до 10 кВ	9 642,1	-25%	-20%	-30%
3 Автоматизация текущей сети без изменения топологии	2 305,6	-40%	-70%	-5%
4 Оптимизация и автоматизация текущей сети	3 810,8	-50%	-70%	-10%
5 Высокий уровень автоматизации сети с классом напряжения 10 кВ	10 573,2	-80%	-95%	-35%
6 Построение системы коммерческого учета	1 032,5	-	-	-
4 + 6	4 843,3	-50%	-70%	-10%

- ✓ В качестве первого этапа проекта комплексной реконструкции АО «БЭСК» было реализовано предварительное технико-экономическое обоснование с привлечением экспертов из Израиля и Германии.
- ✓ Были рассмотрены альтернативные мероприятия по реконструкции распределительной сети (строки 1-5), каждое из которых было дополнено мероприятием 6;
- ✓ В результате технико-экономического анализа было определено, что сочетание мероприятий 4 и 6 является наилучшим с точки зрения перспектив развития электросетевой инфраструктуры г. Уфа.

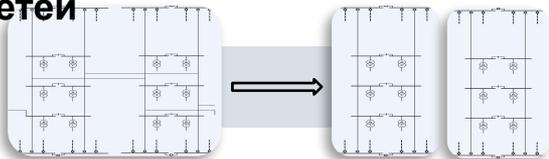
Эффекты проекта в г. Уфа (по данным ПредТЭО):



Мероприятия

Я

Оптимизация структуры сетей



Автоматизация управления сетями



Внедрение интеллектуального учета



Эффект

Ы

- Снижение технических потерь до 10%
 - Сокращение количества аварий на 25%
 - Обеспечение возможности для полноценной автоматизации
 - Облегчение диспетчерского управления сетью
-
- Экономия времени на переключения до 70%
 - Сокращение времени на поиск неисправности на 70%
 - Сокращение перерывов в электроснабжении потребителей при возникновении аварийных ситуаций с нескольких часов до 20-30 минут
 - Снижения затрат на обслуживание и ремонт оборудования сетей на 20%
 - Возможность оптимизации режимов работы сети в реальном времени
 - Продление срока службы существующего оборудования на 10% и уровня загрузки сети
-
- Снижение коммерческих потерь электрической энергии до 80%

Для тестирования корректности допущений ПредТЭО было принято решение о реализации Пилотного проекта.



Характеристики города Уфа

- Область: ~ 750 кв. км.
- Население: более 1 миллиона человек

Характеристики Уфимских сетей

Подстанции:

- 52 подстанции высокого напряжения (35-110кВ)
- 2 200 РП и ТП 6-10кВ

Линии электропередач:

- 100 км высоковольтных линий (35-110кВ)
- 3 500 км линий среднего напряжения (6-10кВ)

Масштаб проекта

- Обеспечение дистанционного управления и наблюдаемости на 29 силовых ПС, 513 РП и ТП (~25% всего оборудования)
- Оптимизация структуры сети (прокладка 100 км. кабельных линий)
- Установка 80,000 приборов учета
- Время реализации проекта 5 лет
- Внедрение автоматизированной системы диспетчерского управления сетями 6кВ.

В рамках проекта будет реализован инновационный подход к автоматизации, обеспечивающий управляемость и наблюдаемость всей сети при реконструкции не более 25% оборудования.

Эффекты Основного проекта



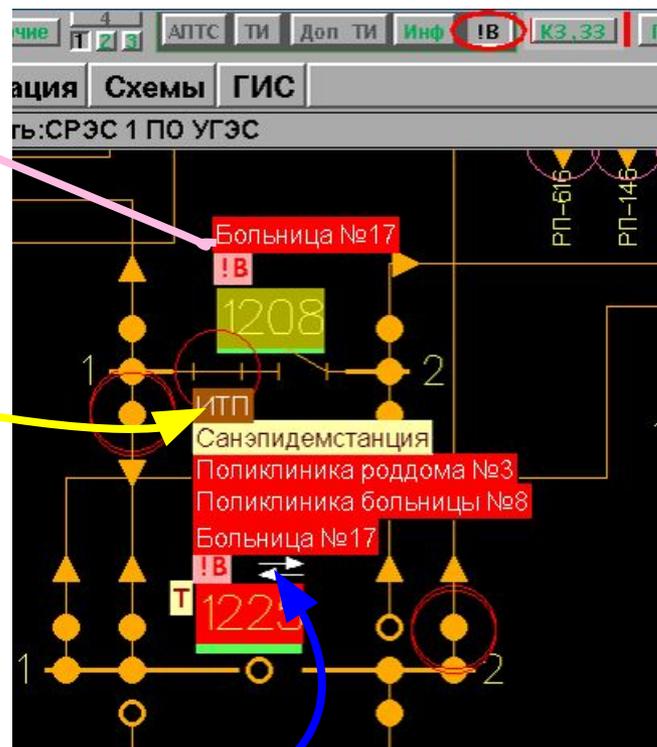
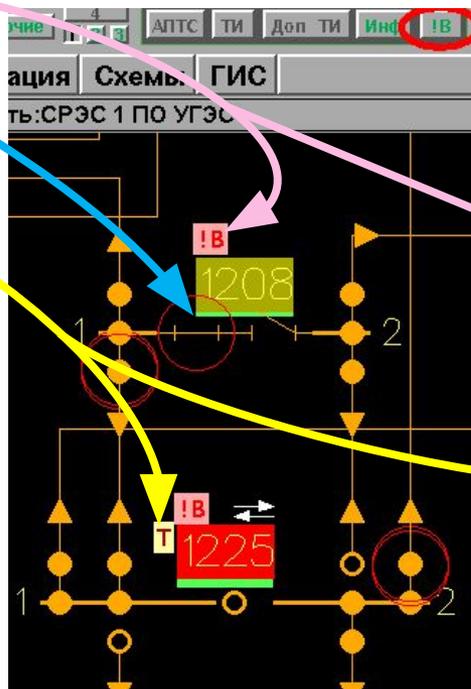
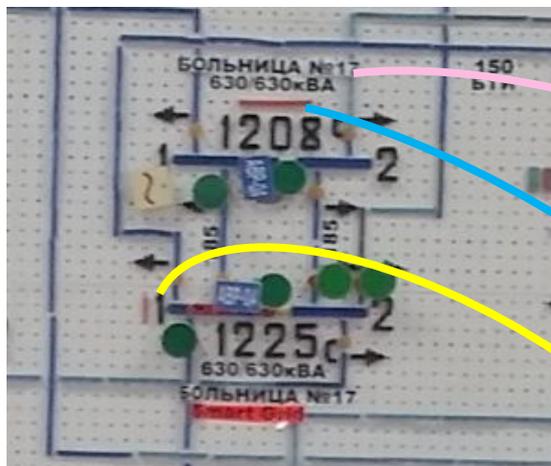
Мероприятия	Наименование эффектов	Весь проект	Статус достижения по состоянию на 01.09.2018 г.
Оптимизация структуры сетей	<input type="checkbox"/> Снижение технических потерь	до 10%	Снижение за 2015-2017 г. по отношению к 2015 г. на 2% при росте потребления на 4% в периметре проекта
	<input type="checkbox"/> Обеспечение возможности для полноценной автоматизации	<input type="checkbox"/>	Осуществлено на 30 РП и 87 ТП
	<input type="checkbox"/> Облегчение диспетчерского управления сетью	<input type="checkbox"/>	Осуществлено на 8 ПС, 30 РП и 171 ТП, проложено 50 км кабельных линий
Автоматизация управления сетями	<input type="checkbox"/> Экономия времени на переключения при определении поврежденного участка	до 70%	Осуществлено на 8 ПС, 30 РП и 171 ТП. Экономия времени возможно оценить по итогам набора статистики при реализации всего проекта
	<input type="checkbox"/> Сокращение перерывов в электроснабжении потребителей при возникновении аварийных ситуаций с нескольких часов до 30-40 минут	До 30-40 минут (70%)	Экономия времени возможно оценить по итогам набора статистики при реализации всего проекта и установки всех указателей токов короткого замыкания и поврежденного фидера
	<input type="checkbox"/> Снижение затрат на обслуживание и ремонт оборудования сетей	на 20%	Затраты на ремонт, эксплуатацию оборудования на реконструированных объектах уменьшены либо исключены ввиду их «малоуходности»
	<input type="checkbox"/> Возможность оптимизации режимов работы сети в реальном времени	<input type="checkbox"/>	Осуществлено на 8 ПС, 30 РП и 87 ТП
	<input type="checkbox"/> Продление срока службы существующего оборудования на 10% и уровня загрузки сети	<input type="checkbox"/>	Возможно оценить по итогам всего проекта
Внедрение интеллект. учета	<input type="checkbox"/> Снижение коммерческих потерь электрической энергии	до 80%	Снижение за 2015-2017 гг. по отношению к 2015 г. на 16% при росте потребления на 4%. Установлено порядка 40000 счетчиков, прогноз к концу 2018 г. – порядка 50000 счетчиков

Применение цифровых технологий в управлении сетью



Информационные символы (плакаты) на обзорной схеме всех РЭС в ПТК ЦУС УГЭС.

- Важный объект - больница
- Объект охраняется ЧОП
- Объект теплоснабжения - ИТП
- Объект телемеханизирован – телесигнализация и телеуправление



Цифровая карта энергообъектов «ГИС БЭ»



«ГИС БЭ» это:

- ✓ Выявление приближения грозы для принятия решения о прекращении работы
- ✓ Определение фактических геометрических параметров ВЛ на 3D-модели и выявление несоответствий требованиям ПУЭ
- ✓ Мониторинг подвижного состава в режиме реального времени с привязкой к энергообъекту
- ✓ Двусторонняя интеграция с информационными системами учета
- ✓ Отраслевое решение по диагностике и мониторингу ВЛ
- ✓ Онлайн-доступ различных подразделений к единой базе геоданных
- ✓ Принятие решений на основе объективных данных об энергообъектах

До конца 2018 г. планируется завершить работы по созданию геоинформационной системы ООО «Башкирэнерго», а так же аэросъемке и оцифровке ВЛ 35 - 110 кВ ПО ЦЭС ООО «Башкирэнерго» с общей протяженностью 2283 км по трассе.

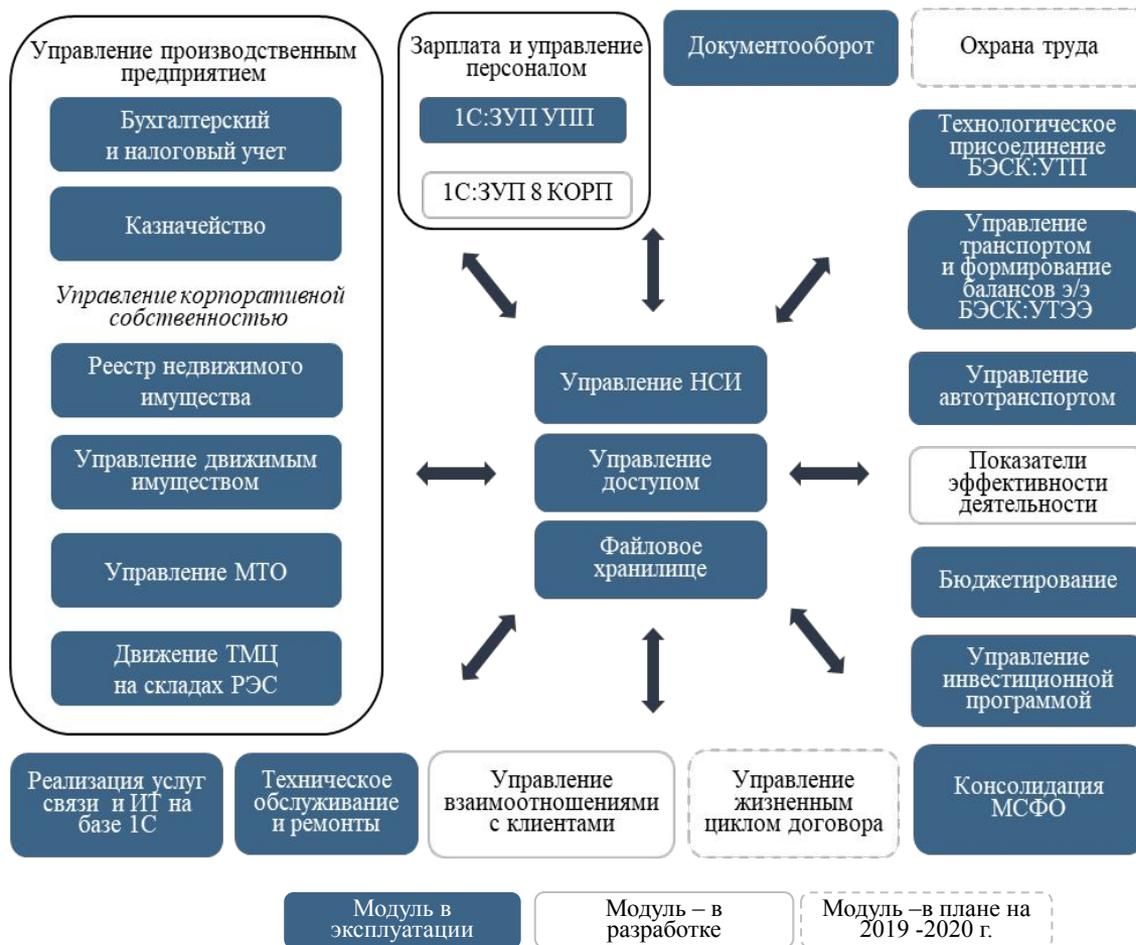




Автоматизация бизнес-процессов в рамках ERP-системы позволяет автоматически отслеживать КПЭ процессов и показатели эффективности деятельности сотрудников

Результаты внедрения ERP-системы:

- ✓ Сокращение сроков формирования годовой программы закупок на 33%
- ✓ Сокращение расхода ГСМ на 20% (с 6,6 до 5,4 млн литров/год)
- ✓ Увеличение производительности труда в 1,6 раза (с 2,18 до 3,43 млн руб./чел.)
- ✓ Увеличение полезного отпуска на 12% при снижении потерь (с 8,67% до 8,23% за 2012-2018гг.)
- ✓ Снижение сроков технологического присоединения «типового потребителя» к электрическим сетям на 73% (с 157 до 42 дней)



23 Функциональных модуля в составе ERP-системы

19 В промышленной эксплуатации

3 500 Количество пользователей

11 000 Автоматизированных рабочих мест в модулях



Спасибо за внимание!