Прообраз цифрового РЭС. Реализация проекта Smart Grids в АО «Янтарьэнерго»

Максим МОИСЕЕВ
АО «Янтарьэнерго»

ЯНТАРЬЭНЕРГО

Energynet
Национальная технологическая инициатива

Будущее интеллектуальной энергетики

Конференция Energynet / 22—25 июня 2016, Ялта отель «Ялта–Интурист»

Почему «Янтарьэнерго»?

Энергосистема находится в особенной экономической зоне и фактически не разделена по видам деятельности, что позволяет упростить взаимодействие между хозяйствующими субъектами, исключить возможные конфликтные ситуации, проводить нормативные «эксперименты».

Численность населения

941 400

Территория обслуживания

15100 км2

Количество центров питания 110-330 кВ

48 шт

Установленная мощность центров питания 110-330 кВ

2615,7 МВА

Количество подстанций 15/0,4 кВ

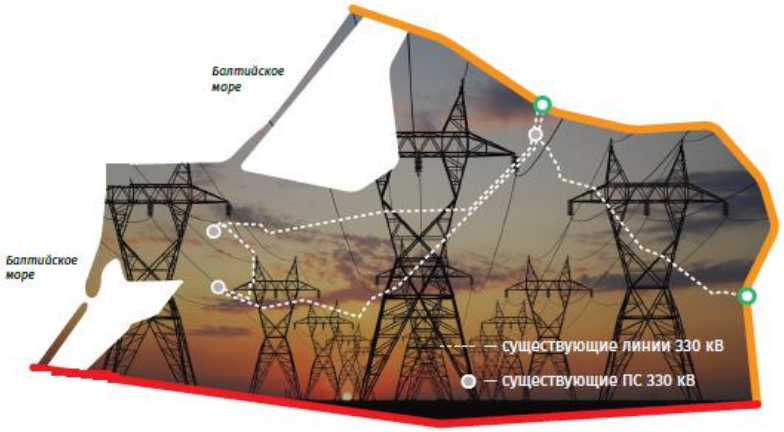
3876 шт

Установленная мощность подстанций 15/0,4 кВ

1112,09 МВА

Количество ПЭС/РЭС

3/18



— государственная граница с Республикой Польша

— государственная граница с Литовской Республикой

— трансграничный переток

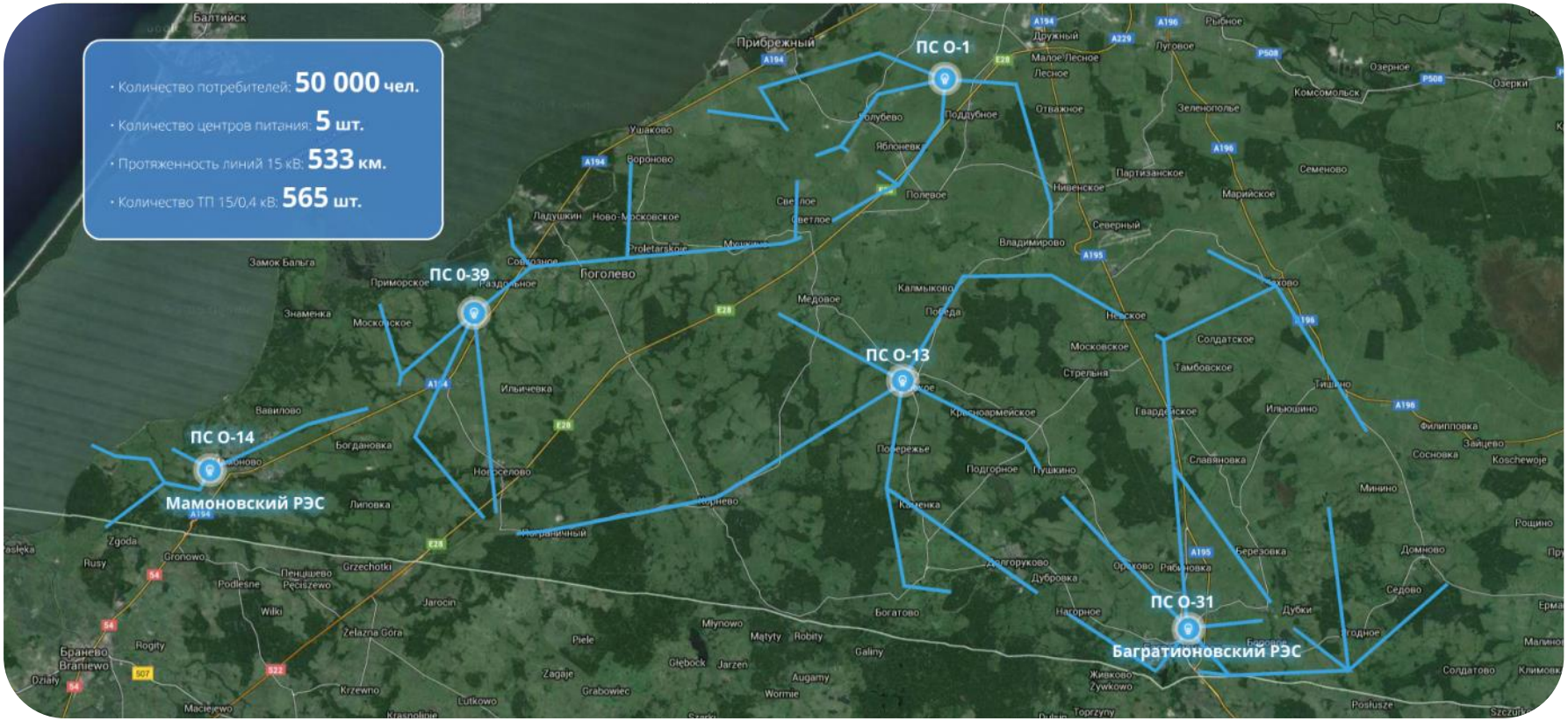
Цель проекта

Создание «пилотного» кластера для отработки **базовых технологий Smart Grid** для распределительных сетевых компаний, нацеленных на достижение целевых показателей функционирования распределительного сетевого комплекта (повышение надёжности электроснабжения, оперативности реагирования на аварийные ситуации, оптимизация эксплуатационных затрат и минимизация потерь электрической энергии) **для последующего тиражирования положительного эффекта** для сетевых компаний ПАО «Россети», а также **создания инициатив для корректировки действующих технических регламентов.**

Разумная достаточность – ключевое условие проекта на всех этапах реализации!

«Пилотный» кластер в АО «Янтарьэнерго»

Мамоновский и Багратионовский РЭС

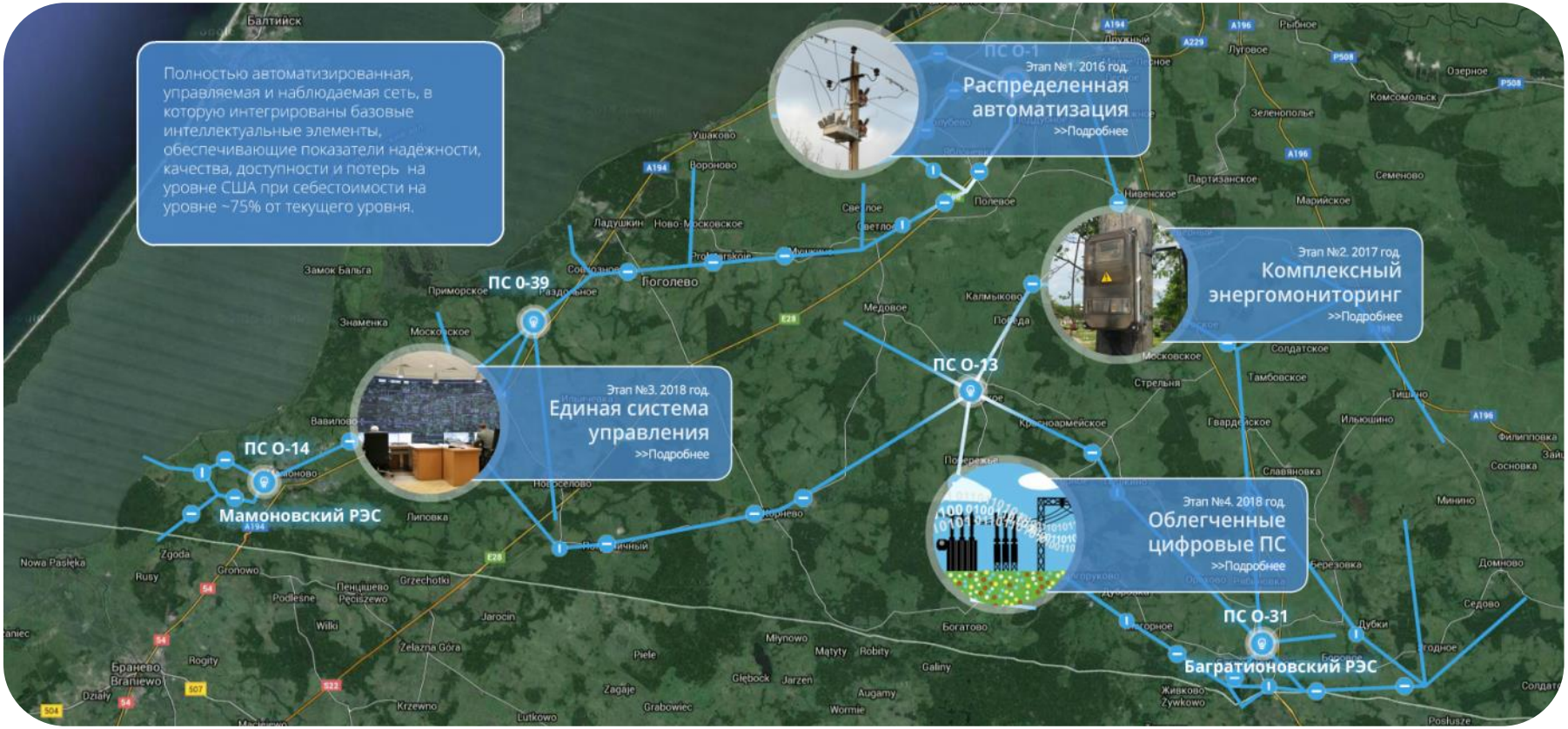


Основные показатели на момент старта проекта:

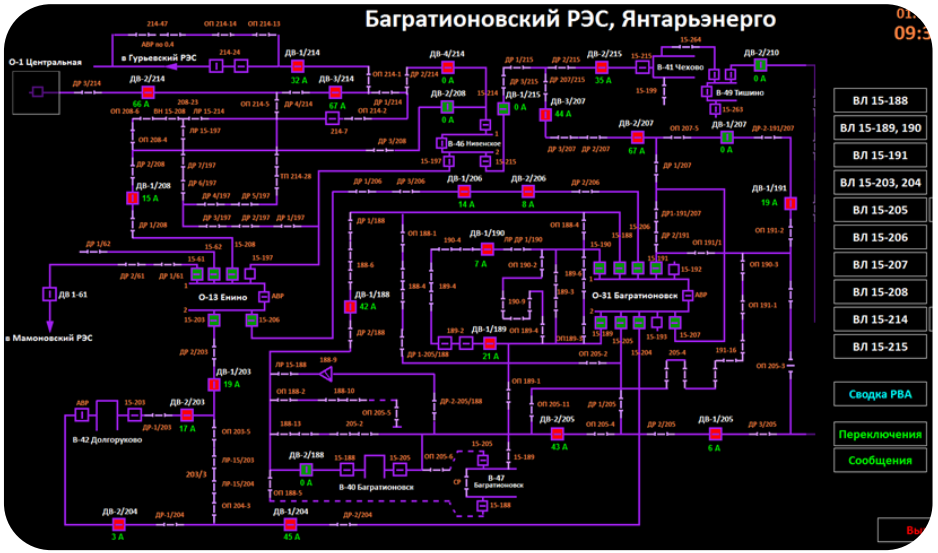
Уровень потерь	Длительность отключений (SAIDI)	Количество отключений в год (SAIFI)
26%	**29,5**	**11,9**

Будущее интеллектуальной энергетики
2—25 июня 2016, Ялта отель «Ялта–Интурист»
Energynet
Национальная технологическая инициатива

Целевая модель проекта.



ЭТАП №1: Распределённая автоматизация



Smart-ретрофит ячеек ЗРУ центров питания

Модернизация существующих центров питания в части замены устаревших коммутационных аппаратов и РЗА на современные вакуумные выключатели и цифровые контроллеры присоединений с применением цифровых датчиков тока и напряжения.

Установка реклоузеров

Интеграция в сеть интеллектуальных коммутационных аппаратов с целью автоматической идентификации и локализации повреждений в распределительной сети .

SCADA-система района электрических сетей

Создание SCADA-системы уровня района электрических сетей с интеграцией 100% автоматических и отображением всех неавтоматических коммутационных аппаратов. Обеспечение возможности ведения режима сети 15 кВ района в целом, а также отдельных фидеров для управления аварийными и ремонтными режимами в сети.

Инвестиции

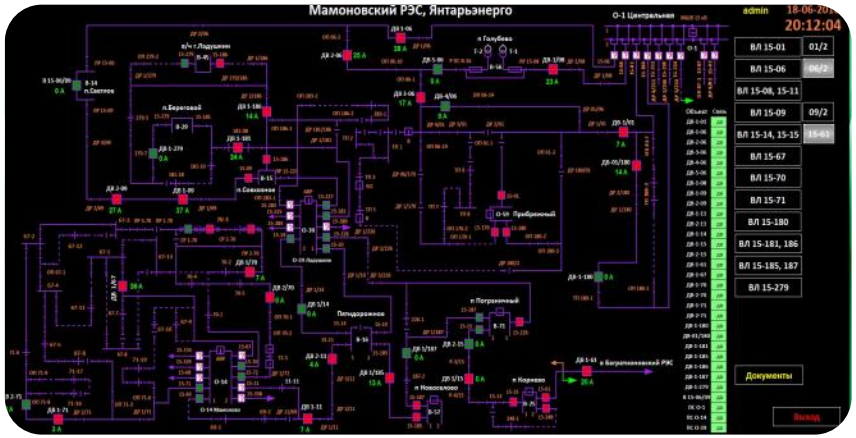
77 млн.Р.

Внедрение

2016

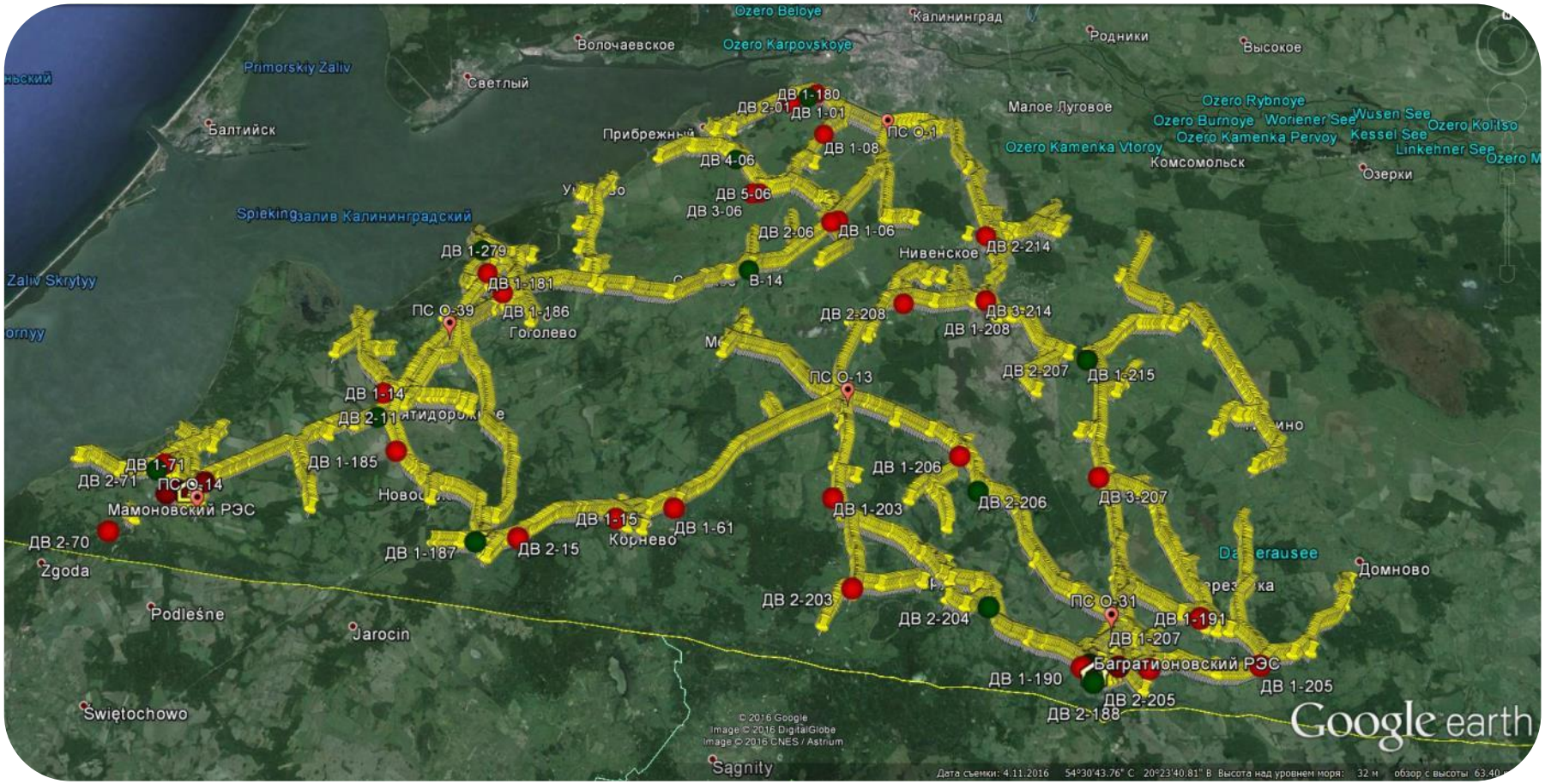
Модельные решения

Одноопорная установка реклоузеров на существующие опоры ВЛ 15 кВ с предварительной оценкой остаточного механического ресурса железобетонных стоек. Обеспечивается минимальное время автоматизации сети.



Конфигурация рабочего места диспетчера РЭС, комплектация рабочей станции, функционал и схема передачи информации для СКАДА-системы оптимальная для уровня РЭС. Организована «мобильность» диспетчера.

Сеть пилотной зоны сегодня



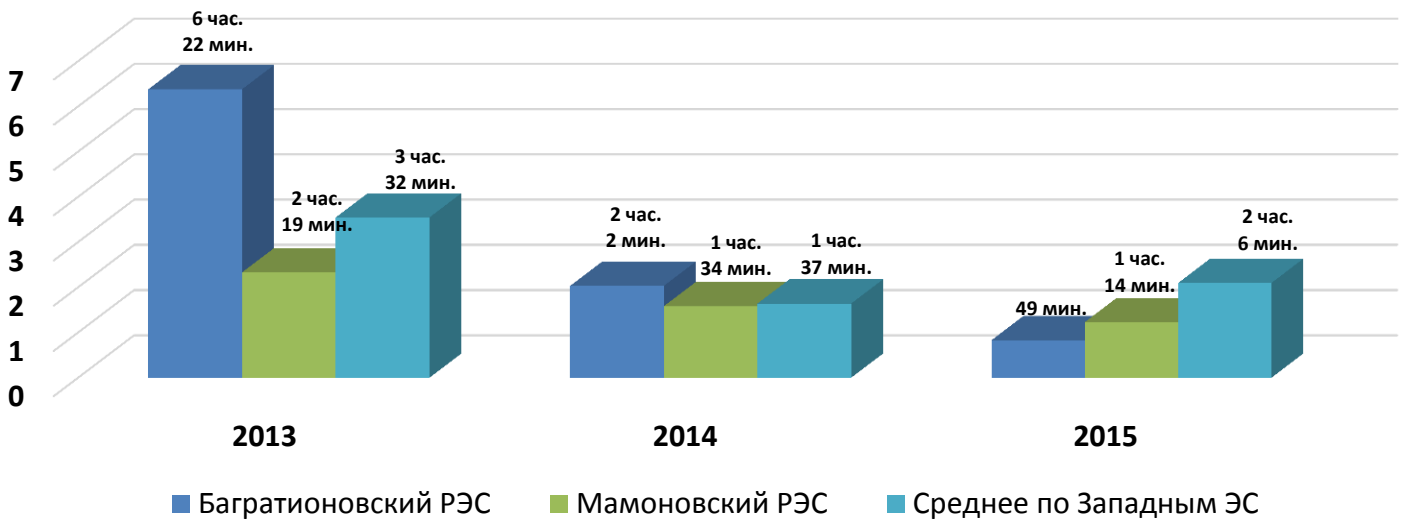
Первые результаты

Максимальный эффект заключается в снижении времени обесточения потребителей – в Багратионовском РЭС снизилось более чем **в 5 раз** по отношению к 2013 году.

Наблюдается существенное снижение количества обесточенных потребителей при локализации поврежденного участка – вместо **20-30** трансформаторных подстанций отключается **7-10**, соответственно вместо **2-3 тысяч потребителей** при аварии отключаются **500-900 человек**.

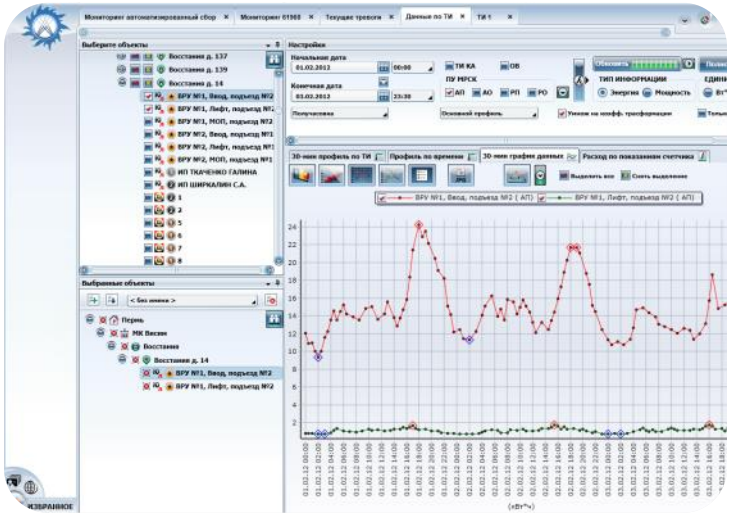
Снижение недоотпуска электроэнергии при аварийных отключениях – ориентировочно **в 3 раза**.

Средняя продолжительность перерывов электроснабжения **потребителей** в сетях 6-15 кВ, **час**



Будущее интеллектуальной энергетики
2—25 июня 2016, Ялта отель «Ялта–Интурист»
Energynet
Национальная технологическая инициатива

ЭТАП №2: Интеллектуальный учет



Интеллектуальные приборы учета

Интеграция в сеть на уровне конечных потребителей и трансформаторных подстанций цифровых приборов учета с функцией передачи комплекса данных для целей актуализации расчетной модели сети и управления энергопотреблением.

Система управления энергопотреблением

Внедрение программного комплекса, позволяющего осуществлять сбор, обработку и хранения информации по учёту электроэнергии, автоматизировать расчёты балансов, потерь электроэнергии для выявления очагов и размеров потерь, а также оптимизации затрат на сбор информации с приборов учёта.

Рабочий стол потребителя

- круглосуточный доступ по сети Интернет
- удаленный просмотр данных о потреблении
- оптимизация расходов на электроэнергию
- обратная связь с энергокомпанией

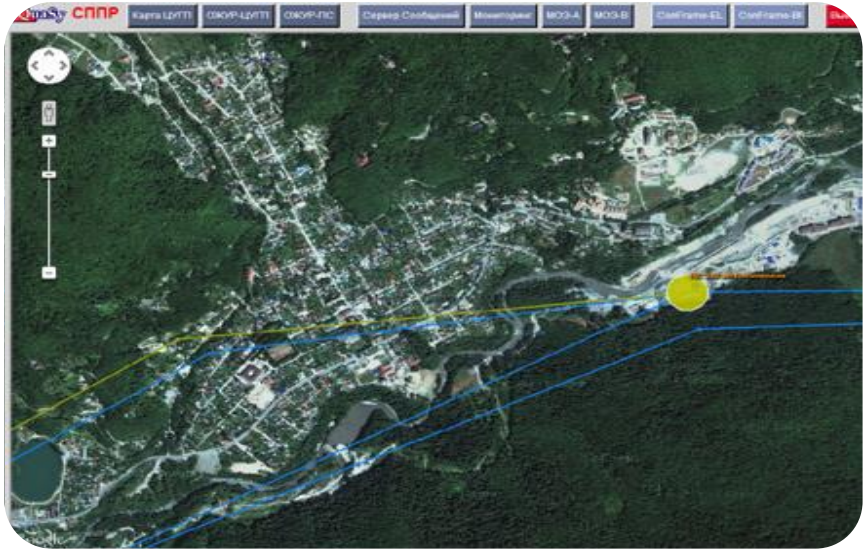
Инвестиции

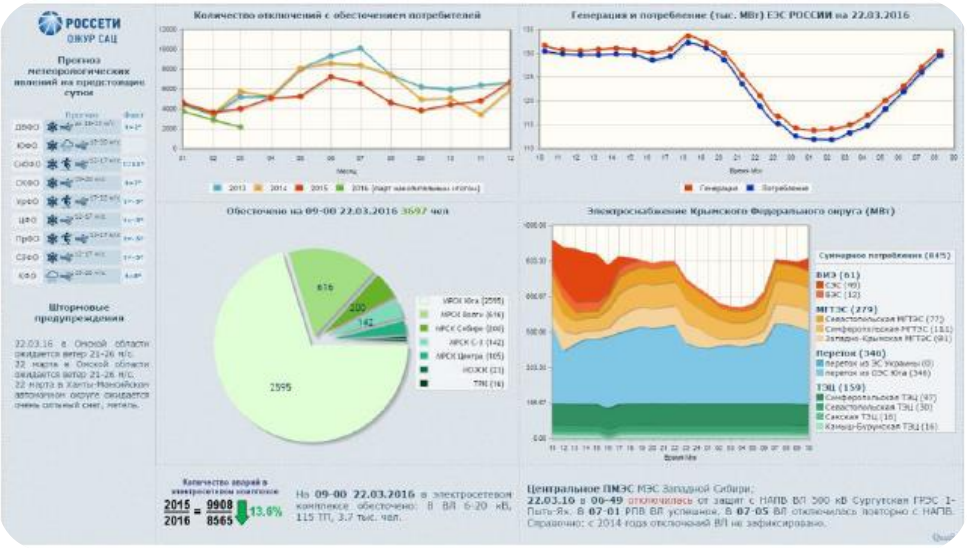
~140 млн.Р.

Внедрение

2017

ЭТАП №3: Система управления





Комплексная DMS/OMS-система

Единая информационная система оперативно-технологического и ситуационного управления, обеспечивающая создание единой модели сети, опирающейся на требования стандарта CIM IEC61970/IEC61968, автоматизированный сбор всей оперативной информации на всех уровнях ОТУ и СУ, повышение обоснованности и своевременности принятия управленческих решений.

Система ситуационного управления ОЖУР

Комплексная система поддержки принятия управленческий решений на уровне ситуационно-аналитического центра сетевой компании. Система позволяет сформировать онтологическую модель деятельности сетевой компании, осуществлять сбор и обработку большого массива неструктурированного потока данных о событиях в сети, а также исключить бумажный документооборот при выполнении функций ОТУ и СУ. ОЖУР позволяет минимизировать временные и человеческие ресурсы при выполнении задач подготовки сводной аналитической информации для целей управления нормальными и авариными режимами.

Инвестиции

~73 млн.Р.

Внедрение

2018

Целевой эффект по всем этапам

Управление аварийными режимами не автоматизировано. Отключаются все потребители. Среднее время перерыва электроснабжения - составляют часы.

11,9 ▼ **73,4%** 3,15

АВАРИЙНОСТЬ

Количество отключений потребителей в год

Автоматически отключается только поврежденный участок. Потребители могут не заметить аварийного события в сети. Перерывы электроснабжения минимальные.

Сеть не оснащена современными средствами учета электроэнергии. Отсутствуют достоверные данные о потерях в сети.

26% ▼ **53,8%** 12%

ПОТЕРИ

Во всех ключевых точках сети установлены интеллектуальные приборы учёта. Баланс электрической энергии по сети формируется автоматически.

Оснащение сети средствами сбора и передачи информации - на минимальном уровне. Ведение оперативной информации осуществляется вручную.

15% ▲ **100%** 100%

НАБЛЮДАЕМОСТЬ

Создана единая информационная модель сети, а также комплекс программных приложений, обеспечивающих замукнутый контур поддержки принятия управленческих решений.

Традиционные способы строительства центров питания избыточны в части схемных решений и условий резервирования.

100% ▼ **25%** 75%

СТОИМОСТЬ ВЛАДЕНИЯ

Новые потребители подключаются через облегченные (цифровые) подстанции, совокупная стоимость владения которых существенно ниже.