

СИЛЬНЫЕ ИДЕИ
ДЛЯ НОВОГО
ВРЕМЕНИ

ПЛАТФОРМА НТИ

ТОП20_2023

ПЕРСПЕКТИВНАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ СЕТЕВОЙ КОМПАНИЕЙ НА БАЗЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. КОНЦЕПЦИЯ, ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Повираев Евгений Валерьевич
Руководитель группы внедрения бизнес-процессов
ООО «Цифровой РЭС»

СОДЕРЖАНИЕ ДОКЛАДА

1. Постановка задачи
2. Ключевые технологии
3. Изменение бизнес-процессов
4. Апробация концепции
5. Экономика
6. Исследования и образование
7. Выводы

ВАЖНО! Всё, что будет рассказано далее в части технологий – один из возможных путей реализации цифровой трансформации, однако модель реализации и подходы с нашей точки зрения - будут едиными.

01_Постановка задачи

ОБЪЕКТИВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ

Потребительские свойства электрической энергии (ЭЭ)

Показатель эффективности	Декларируемый уровень ¹	Стратегический уровень ²	Фактический уровень ³	Востребованный Уровень ⁴	Проблемы текущего состояния
Надёжность ⁵	8,7 ⁶	2,23	20-40	~4,0	<ul style="list-style-type: none">Для оценки фактических показателей надёжности используются человеко-зависимые технологии, которые могут давать кратную погрешность.
Качество ⁶	Отсутствует	Отсутствует	50-80%	100%	<ul style="list-style-type: none">Технология мониторинга качества напряжения у (всех) потребителей РЭС, отсутствует.
Доступность	Отсутствует	Отсутствует	Отсутствует	Фиксированная	<ul style="list-style-type: none">Декларируемый уровень доступности присутствует для потребителей <15 кВт, однако условия сформулированы таким образом, что в большинстве случаев может быть нарушен (при отсутствии технической возможности). Для потребителей > 15 кВт – отсутствует.

1 - Декларации в документах ФОИВ или сетевых компаний

2 - Формальные целевые показатели в «Энергетической стратегии РФ»

3 - Оценка инициатора проекта по результатам реализации пилотных проектов

4 - Экспертная оценка инициаторов проекта

5 - Показатель SAIDI – средняя длительность отключения потребителей , часов в год

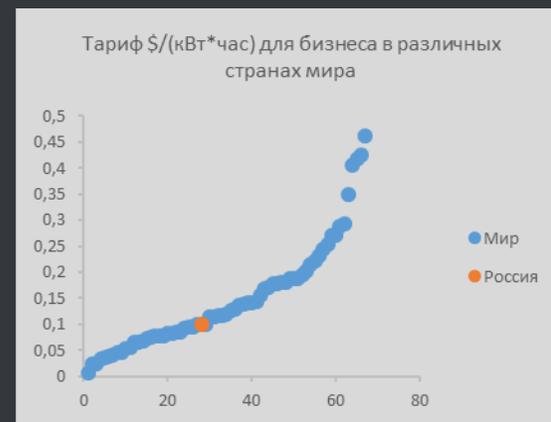
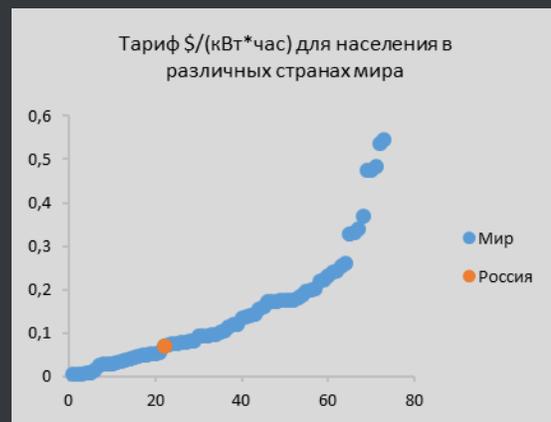
6 - Для данного анализа – только отклонение напряжения

ОБЪЕКТИВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ

Экономические параметры

Показатель эффективности	Декларируемый уровень ¹	Стратегический уровень ²	Фактический уровень ³	Востребованный Уровень ⁴	Проблемы текущего состояния
Износ	71% ⁵	Отсутствует	70-90% ⁶	0% ⁷	<ul style="list-style-type: none">«Бухгалтерский» подход в общем случае не описывает реальное техническое состояние актива (которое может отличаться от оцениваемого в любую сторону).Анализ технического состояния (АТС), как правило, носит «недостаточно формальный» характер, не позволяя сформировать по результатам АТС конкретные корректирующие действия (ремонт/замена).

Тариф⁴



- 1 - Декларации в документах ФОИВ или сетевых компаний
- 2 - Формальные целевые показатели в «Энергетической стратегии РФ»
- 3 - Оценка инициаторов проекта по результатам реализации пилотных проектов
- 4 - Экспертная оценка инициаторов проекта
- 5 - По данным ПАО «Россети»
- 6 - По результатам публичной бухгалтерской отчётности ДЗО ПАО «Россети»
- 7 - Отсутствие критически изношенных активов по результатам формальной оценки технического состояния

АКТУАЛЬНОСТЬ ИДЕИ

Критическая масса исторически накопившихся проблем в сочетании с существующим технологическим укладом, организационной моделью и системой регулирования требуют оперативных действий.

Социально-экономические и политические риски:

Распределительный электросетевой комплекс России – кровеносная система страны, обеспечивающая распределение электрической энергии от крупных электростанций до каждого потребителя.

- Экспоненциальное снижение качества, надёжности и доступности электрической энергии для населения и бизнеса.
- Рост стоимости электрической энергии как в процессе потребления, так и при новом технологическом присоединении.
- Необходимость отвлечения значительных инвестиционных ресурсов страны и ограничения развития критической инфраструктуры.

> 70%

оборудования выработало нормативный срок службы*

> 58%

рост аварийности 2022/2021 в электросетевом комплексе**

~ 10 трлн.руб.

Необходимый объём инвестиций в существующей технологической и организационной парадигме***

*Об актуальных вопросах функционирования электросетевого комплекса, ПАО «Россети», Апрель 2022

**Об итогах прохождения субъектами электроэнергетики отопительного сезона 2021-2022 годов, Минэнерго РФ, Апрель 2022

***Экспертная оценка по публичным данным бухгалтерского износа ПАО «Россети» и текущей практики реализации инвестиционных программ

ВЫВОДЫ И СЦЕНАРИИ РЕАКЦИИ

- Целевые потребительские свойства ЭЭ не описаны исчерпывающим образом в нормативных и стратегических документах.
- Существующие методики (технологии) оценки потребительских свойств ЭЭ не позволяют организовать их мониторинг.
- Значительная часть потребителей не удовлетворена текущими потребительскими свойствами ЭЭ (по опыту обследования некоторых РЭС).
- Тарифы на ЭЭ на мировом фоне низки в абсолютном выражении, однако относительные затраты населения и, особенно, бизнеса на оплату счётов за ЭЭ, на этом же фоне значительны.
- Существующая система распределения ЭЭ не является устойчивой ввиду значительного износа основных средств и роста этого показателя.

Сценарий 1 (традиционный): сохраняем существующую организационно-правовую модель отрасли

Мероприятие	Бюджетное финансирование	Тариф на передачу
Износ		
Замена активов с превышенным сроком службы	~10 трлн.	Нет
Замена выбывающих по возрасту активов	Нет	~ + 20%
Надёжность, Качество, Доступность		
Разработка (корректировка) целевых показателей	Да	Нет
Разработка методик и технологий контроля целевых показателей	Да	Нет
Разработка (совершенствование) технологий и оборудования	Нет	Нет
Обеспечение целевых показателей в существующей сети	Да	Нет
Поддержка уровня целевых показателей	Нет	Да

Сценарий 2 (инновационный): допускаем изменение организационно-правовой модели отрасли

Мероприятие	Бюджетное финансирование	Тариф на передачу
Надёжность, Качество, Доступность, Износ		
Создание органа (в форме СПО) по разработке нового поколения стандартов отрасли, ориентированных на достижение целевых показателей	Да	Нет
Разработка (корректировка) целевых показателей	Да	Нет
Разработка методик и технологий контроля целевых показателей	Да	Нет
Запуск пилотных проектов с привлечением частных компаний по концессионному управлению РЭС с целью достижения целевых показателей при согласованном (существующем) тарифе на передачу	Нет	Нет
Корректировка стандартов отрасли в пилотных проектах	Нет	Нет

РАЗВИЛКА СОВРЕМЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Консерваторы

Цифровизаторы

Прежде всего необходимо
менять изношенные активы,
а потом внедрять цифровые
технологии!

Давайте внедрять цифровые
технологии, они потом
помогут решить проблемы с
активами!



Гипотеза проекта «Цифровой РЭС»:

Необходимо одновременно внедрять новые технологий и модернизировать старые активы, с учётом этих самых новых технологий. Это позволит при тех же инвестициях получить принципиально иные эффекты!

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Воспроизводимая масштабируемая бизнес-модель РЭС, обеспечивающая надёжность, качество и доступность электроэнергии в соответствии с энергетической стратегией 2035 при существующих тарифах.

Заказчики:

- **Государство** – субъекты Российской Федерации
- **Отрасль** – собственники сетевых активов
- **Человек** – потребители электроэнергии

Наполнение:

Национальная масштабируемая бизнес-модель цифровой трансформации электросетевой отрасли («инфраструктура как сервис») на базе комплекса отечественных цифровых технологий позволит:

Как есть?		Как будет?
> 70%	Критически изношенные активы	отсутствуют
ограничена	Доступность к подключению	100%
ограничена	Доступность по качеству	100%
~ 8,7	SAIDI, ч./год	< 2
~ 2,3	SAIFI, откл./год	< 1
>10%	Потери электроэнергии	<5%
ограничена	Прозрачность отчётности	полная
100%	ОPEX	<60%
Минимальная	EBITDA	>20%
Вероятный рост	Тариф	Без изменений



Российское ПО – цифровой двойник сети с элементами ИИ.



Российское инновационное оборудование.



Новые модели регулирования.



Новые организационные модели.



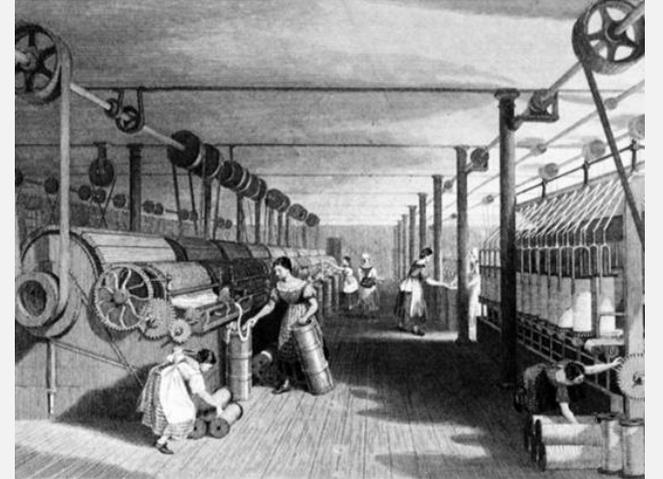
Новые условия для работы персонала.



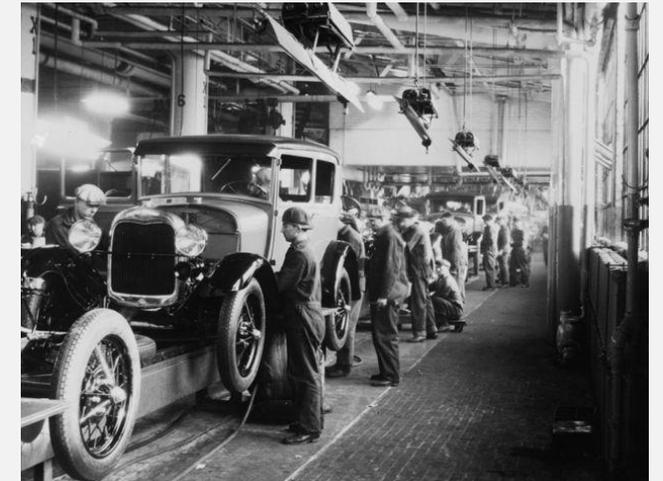
Новые образовательные сервисы.

ЭПОХА ЦИФРОВИЗАЦИИ

- **Цифровизация** — использование оцифрованных данных и процессов для упрощения и оптимизации бизнес-операций
- **Цифровая трансформация** — преобразование всей компании при помощи цифровых решений для целей выхода на новые рынки, создания новых каналов продаж и решений, которые генерируют новую выручку
- **Цифровая ЭНЕРГЕТИКА** — новый способ организации экономических отношений в энергетике, обеспечивающий с низкими транзакционными издержками за счет цифровых технологий вовлечение в экономический оборот новых субъектов энергетики и организацию новых энергетических сервисов



Организация производства вокруг единой большой паровой машины



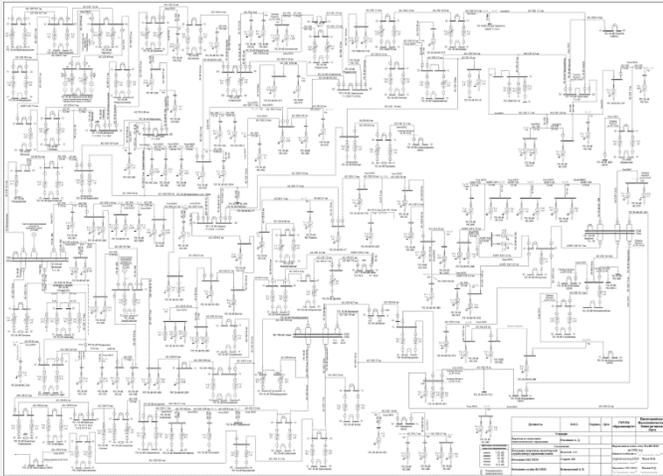
Организация производства на основе логики производственной линии

ТРАНСФОРМАЦИЯ БИЗНЕС-МОДЕЛИ

Существующая модель сетевой компании	Перспективная модель сетевой компании
Оперативно-технологическое управление <ul style="list-style-type: none">• Радиальная неавтоматизированная сеть• Отключение при аварии фидера• Неформализованная процедура ликвидации аварий• Отсутствие системы поддержки принятия решений• Отсутствие системы предупреждения ошибок• Ручной неформализованный оперативный журнал• Ручной расчет показателей надежности	Ликвидация аварий <ul style="list-style-type: none">• Автокластерная сеть• Отключение при аварии участка между линейными КА• Формализованная процедура ликвидации аварий• Онлайн система поддержки принятия решений• Онлайн система предупреждения ошибок• Автоматически формируемый оперативный журнал• Автоматический расчет показателей надежности
Техническое обслуживание и ремонты <ul style="list-style-type: none">• Неформализованный анализ технического состояния• Экспертный выбор корректирующих мероприятий• Недостаточный набор техкарт	Управление аварийностью <ul style="list-style-type: none">• Формализованный анализ технического состояния• Формализованный выбор корректирующих мероприятий• Обеспечение техкартами всех видов ремонтов
Управление транспортом электроэнергии <ul style="list-style-type: none">• Отдельная документация для описания абонентов• Ручной сбор показаний на уровне подстанций• Преимущественно ручное сведение балансов	Управление транспортом электроэнергии <ul style="list-style-type: none">• Описание абонентов в модели сети• Энергомониторинг на уровне КА 10кВ и ТП• Автоматическое сведение балансов
Технологическое присоединение <ul style="list-style-type: none">• Ограничение развития тех. присоединениями• Отсутствие инструментов для принятия оптимальных решений по тех. присоединениям	Управление развитием сети <ul style="list-style-type: none">• Комплексное развитие сети в целом• Инструменты для принятия оптимальных решений по тех. присоединениям
Отсутствует <ul style="list-style-type: none">• Распределение документации по процессам• Низкая достоверность документации• «Ручные» процедуры согласования и оповещения• Несколько управляющих группами документов	Управление документацией <ul style="list-style-type: none">• Модель сети – единая шина данных• Высокая достоверность данных модели• Электронная процедура согласования и оповещения• Единый администратор модели

02_Ключевые технологии

ТРАДИЦИОННЫЙ ПОДХОД К РАЗВИТИЮ РАСПРЕДЕСЕТЕЙ



- СИПР, ППН и КПР* отражают объективную картину?
- Разрабатываются ли схемы развития 35 кВ и ниже?
- Существует ли связь между ИП и ТОиР и схемами развития?
- Мы представляем себе реальную распределительную сеть?
- Существуют ли расчётные модели, методики, данные?
- Планируя ИП и ТОиР мы оцениваем эффекты от мероприятий?
- Мы уверены, что выбираемые решения оптимальны?



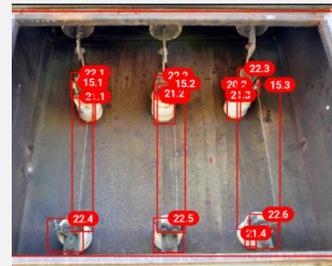
*Схемы и программы перспективного развития, программы повышения надежности и комплексные программы развития

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ СЕТИ 0,4-110 КВ – ОСНОВА ТРАНСФОРМАЦИИ

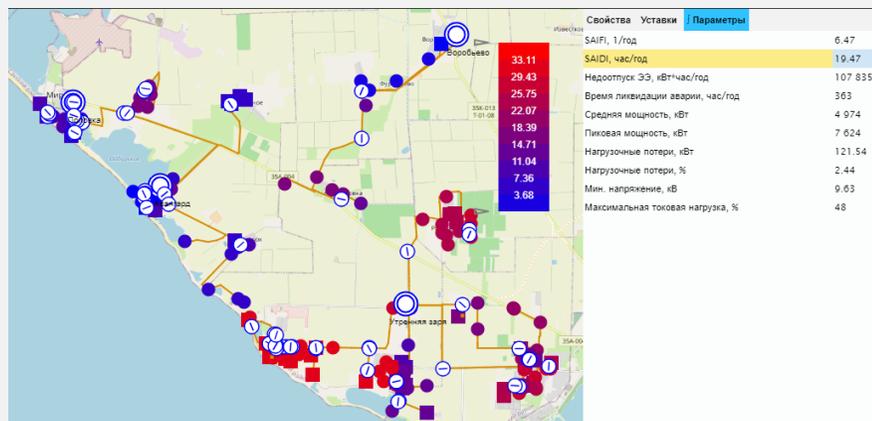
ПС-35кВ_Утренняя заря	
Наименование	Утренняя заря
Широта	45°13'29.1"N
Долгота	33°13'44.7"E
Количество секций сборных шин	4
Количество отходящих линий	4

Ячейка_Л-1-10кВ_Утренняя заря	
Номер	1
Номер секции сборных шин	1
Тип КА	P+B+P
ЭН	0
Нормальное состояние	В
Количество циклов АПВ	1
Телеуправление	Нет
Действие РЗА	От С

Ячейка_Л-2-10кВ_Утренняя заря	
Номер	2
Номер секции сборных шин	2
Тип КА	P+B+P
ЭН	0
Нормальное состояние	В
Количество циклов АПВ	2
Телеуправление	Есть
Действие РЗА	От С



- Классификатор объектов
- Формальные наименования объектов
- Набор атрибутов (свойств) объектов
- Фотографии объектов
- Геопривязка объектов к местности
- Описание взаимосвязей между объектами
- Описание алгоритмов управления объектами
- Имитационные расчётные задачи



Также известная как Common Information Model или CIM*

*Но с нюансами в части более полного описания объектов распределительной сети

ВЛИЯНИЕ НА ТОЧКУ ЗРЕНИЯ НА СЕТЬ

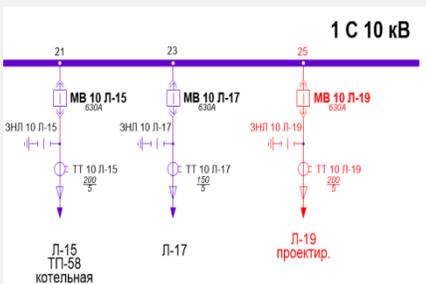
Развитие сети (включая техприс)

Как есть?

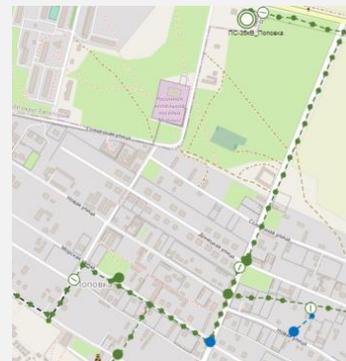
Как может (должно) быть?

Кейс 1:

Подключение нового потребителя



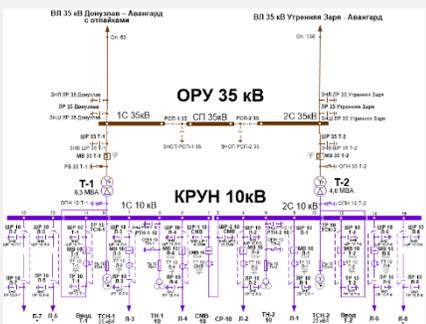
Расширяем РУ10 и строим новую линию от центра питания.



Анализируем загрузку, подключаем к ближайшей цепи.

Кейс 2:

Модернизация подстанции



Меняем старую подстанцию на такую же новую.



Анализируем прилегающую сеть. Нам точно нужна ПС?

ВЛИЯНИЕ НА БИЗНЕС-ПРОЦЕССЫ

Как есть?

Оперативно-технологическое управление:

- Мнемощиты / SCADA / ОЖУР / Modus / Visio / Бумага
- Поопорные схемы, схемы сетей и подстанций

Техническое обслуживание и ремонты:

- СУПА / 1С / SAP R3 / Excel
- Паспорта объектов / Дефектные ведомости

Управление транспортом электроэнергии:

- РТП-3 / Пирамида / Телескоп / СТЕК-Энерго / Excel / Omni-us
- Расчётные модели / Базы потребителей / Формы балансов

Развитие сети (включая техприс):

- ТКЗ-3000, RastrWin3, EnergyCS, PowerFactory, ETAP
- Расчётные модели

Как минимум четыре источника данных о сети и её объектах, сопровождаемых отдельными независимыми службами.

Как может (должно) быть?

The screenshot displays a software interface for document management. At the top, there is a table with the following columns: 'Название документа' (Document Name), 'Версия' (Version), 'Дата изменения' (Change Date), and 'Статус' (Status). Below the table, there are four rows of document entries, each with a vertical ellipsis icon to its left and a set of icons to its right.

Название документа	Версия	Дата изменения	Статус
Бланки переключений и распоряжений	1.00	07.07.2022, 12:59	Согласован
Диспетчерские наименования	2.00	07.07.2022, 12:59	Согласован
Лист изменений модели сети в GP	35.01	02.06.2023, 17:10	Согласование
Модель сети в GP	41.01	02.06.2023, 17:09	Согласование

The background of the screenshot is a map of an electrical network. The map shows various nodes and lines representing the network. Labels on the map include '35A-004', 'ПС-35кВ_Утренняя заря', 'ПС-35кВ_Юрт', and 'Колоски'. The map is overlaid with a semi-transparent white window containing the document management table.

Сквозной процесс «Управление документацией» или единая шина данных. Вероятно как сервис на аутсорсе?

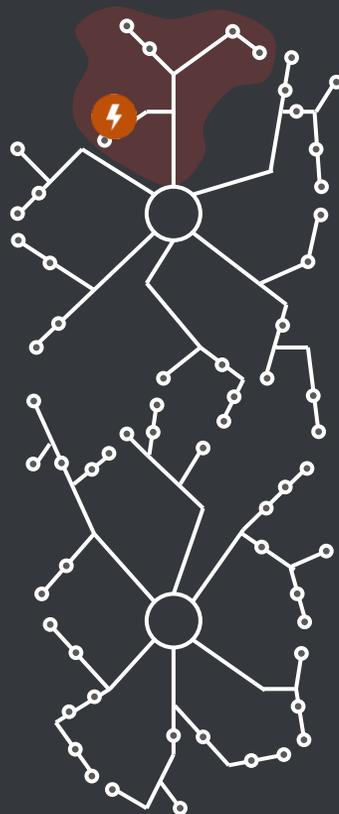
ИЗМЕНЕНИЕ ТОПОЛОГИИ – АВТОКЛАСТЕРНАЯ СЕТЬ

Радиальная конфигурация

Автокластерная конфигурация



С функцией распределения

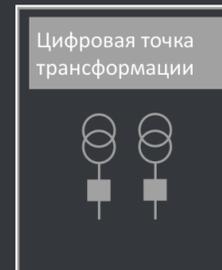


Надёжность
↑ в 3-10 раз

Потери
↓ на 30-50%

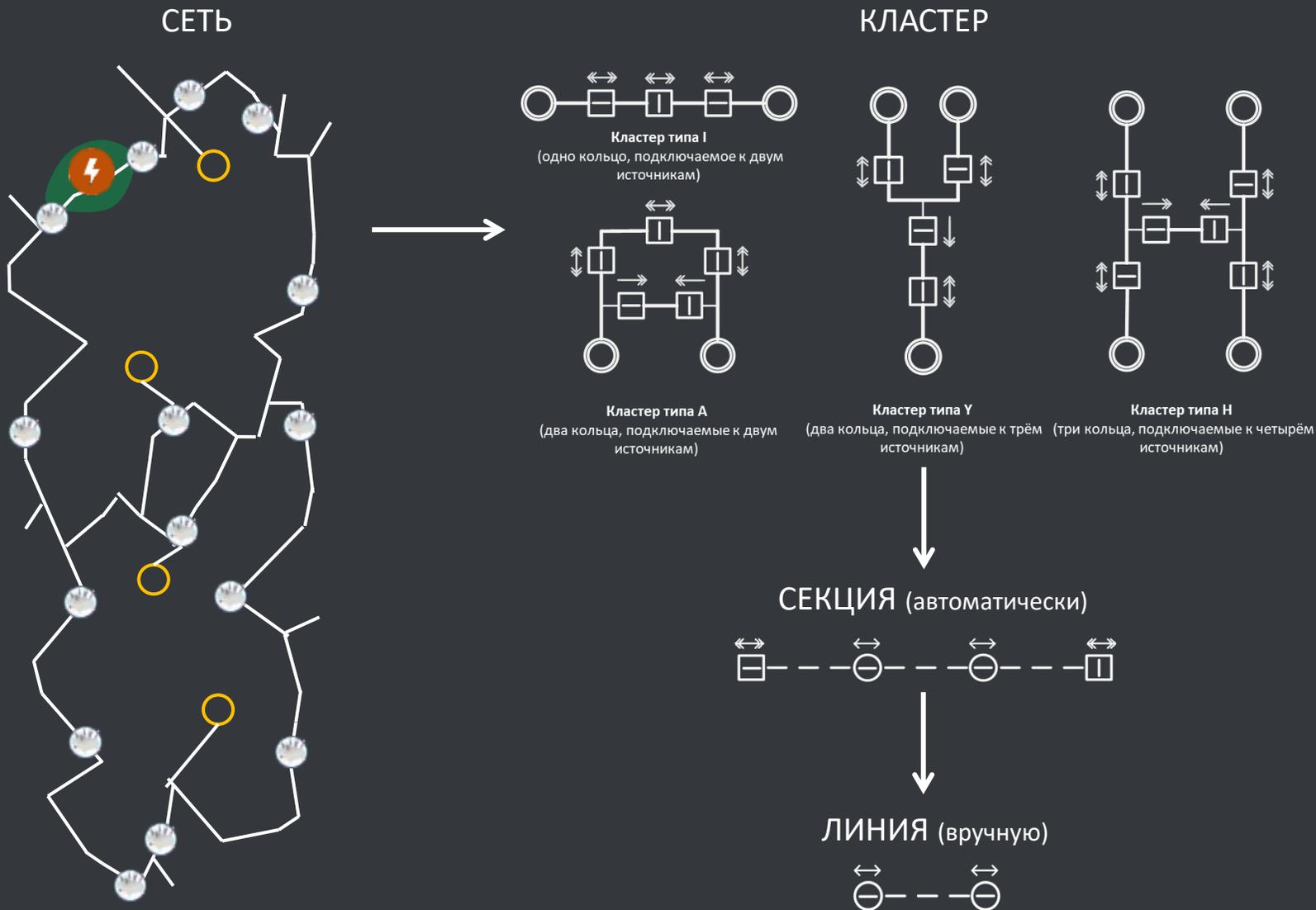
Качество
Гарантируется

Стоимость
↓ на 20-30%



Без функции распределения

СОВОКУПНОСТЬ КЛАСТЕРОВ «ІУАН»



- Оптимальная конфигурация сети (исключение избыточных участков)
- Структурированная сеть с регламентированными режимами
- Автоматическое секционирование и резервирование
- Дополнительное ручное секционирование
- Распределение электроэнергии в сети, а не на подстанции

ОСНОВНЫЕ КОМПОНЕНТЫ АВТОКЛАСТЕРНОЙ СЕТИ*

Центры питания без
функции распределения



Интеллектуальные (не требующие индивидуальных настроек)
коммутационные аппараты 0,4-35 кВ



Сельские ТП



Городские ТП



Неавтоматические коммутационные аппараты



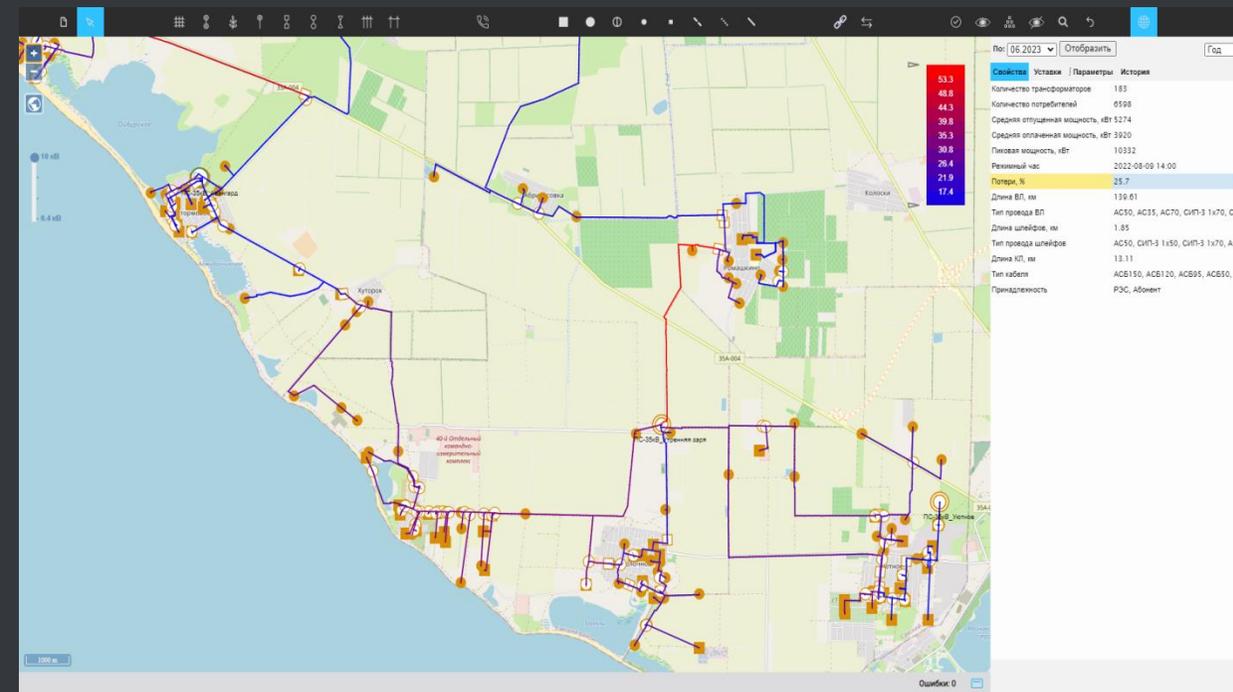
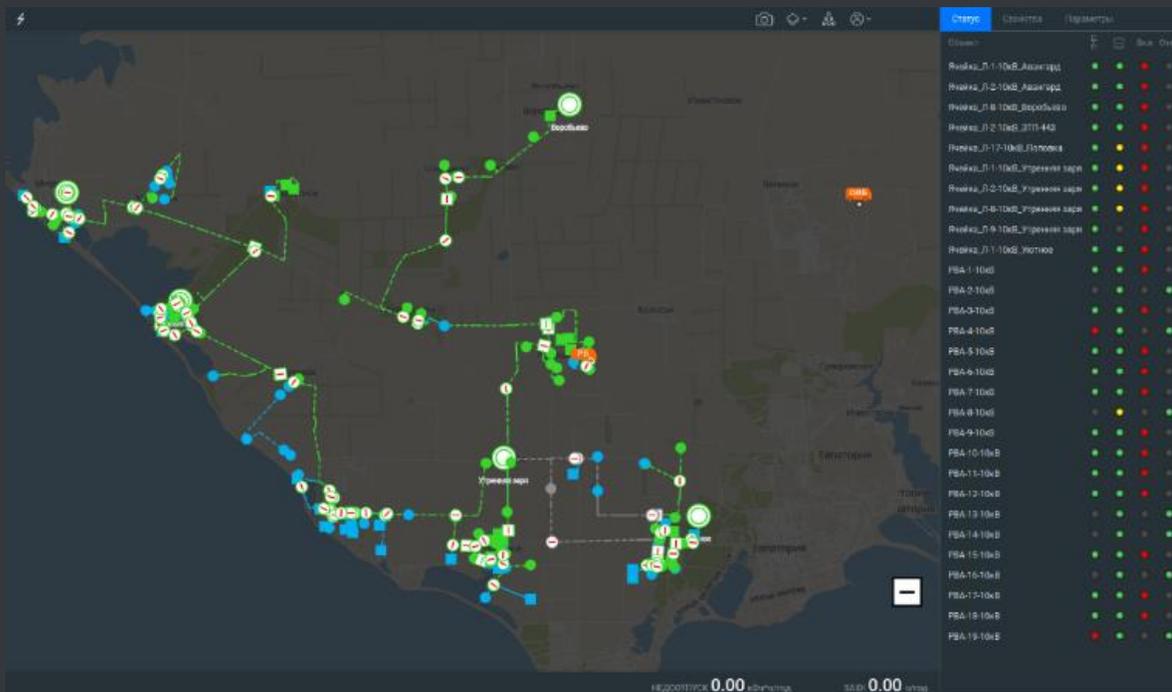
Существующие компоненты сети (ВЛ, КЛ, ТП)



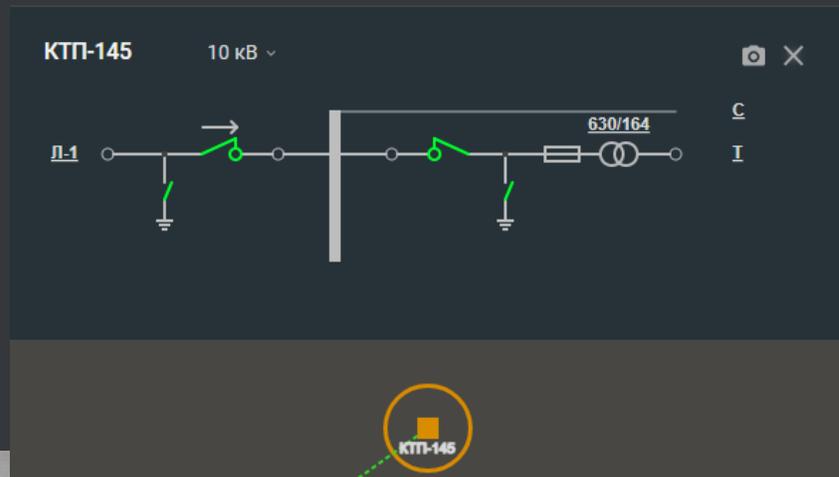
*Концептуально подходы схожи для воздушных и кабельных сетей

ЦИФРОВАЯ ONLINE МОДЕЛЬ РЭС

- Мониторинг режимов
- Система поддержки принятия решений диспетчера (формализованные технологические операции)
- Онлайн расчёт надёжности
- Онлайн расчёт потерь и биллинг
- Управление активами (в перспективе – предиктивная аналитика)



ФОРМАЛЬНЫЕ ДИСПЕТЧЕРСКИЕ НАИМЕНОВАНИЯ



03_Изменение бизнес-процессов

ТРАНСФОРМАЦИЯ БИЗНЕС-МОДЕЛИ

Существующая модель сетевой компании	Перспективная модель сетевой компании
Оперативно-технологическое управление <ul style="list-style-type: none">• Радиальная неавтоматизированная сеть• Отключение при аварии фидера• Неформализованная процедура ликвидации аварий• Отсутствие системы поддержки принятия решений• Отсутствие системы предупреждения ошибок• Ручной неформализованный оперативный журнал• Ручной расчет показателей надежности	Ликвидация аварий <ul style="list-style-type: none">• Автокластерная сеть• Отключение при аварии участка между линейными КА• Формализованная процедура ликвидации аварий• Онлайн система поддержки принятия решений• Онлайн система предупреждения ошибок• Автоматически формируемый оперативный журнал• Автоматический расчет показателей надежности
Техническое обслуживание и ремонты <ul style="list-style-type: none">• Неформализованный анализ технического состояния• Экспертный выбор корректирующих мероприятий• Недостаточный набор техкарт	Управление аварийностью <ul style="list-style-type: none">• Формализованный анализ технического состояния• Формализованный выбор корректирующих мероприятий• Обеспечение техкартами всех видов ремонтов
Управление транспортом электроэнергии <ul style="list-style-type: none">• Отдельная документация для описания абонентов• Ручной сбор показаний на уровне подстанций• Преимущественно ручное сведение балансов	Управление транспортом электроэнергии <ul style="list-style-type: none">• Описание абонентов в модели сети• Энергомониторинг на уровне КА 10кВ и ТП• Автоматическое сведение балансов
Технологическое присоединение <ul style="list-style-type: none">• Ограничение развития тех. присоединениями• Отсутствие инструментов для принятия оптимальных решений по тех. присоединениям	Управление развитием сети <ul style="list-style-type: none">• Комплексное развитие сети в целом• Инструменты для принятия оптимальных решений по тех. присоединениям
Отсутствует <ul style="list-style-type: none">• Распределение документации по процессам• Низкая достоверность документации• «Ручные» процедуры согласования и оповещения• Несколько управляющих группами документов	Управление документацией <ul style="list-style-type: none">• Модель сети – единая шина данных• Высокая достоверность данных модели• Электронная процедура согласования и оповещения• Единый администратор модели

УПРАВЛЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ

Традиционный РЭС

Отсутствует

- Распределение документации по процессам
- Низкая достоверность документации
- «Ручные» процедуры согласования и оповещения
- Несколько управляющих группами документов

Цифровой РЭС

Управление документацией

- Модель сети – единая шина данных
- Высокая достоверность данных модели
- Электронная процедура согласования и оповещения
- Единый администратор модели

Оперативно-технологическое управление:

- Мнемощиты / SCADA / ОЖУР / Modus / Visio / Бумага
- Поопорные схемы, схемы сетей и подстанций

Техническое обслуживание и ремонты:

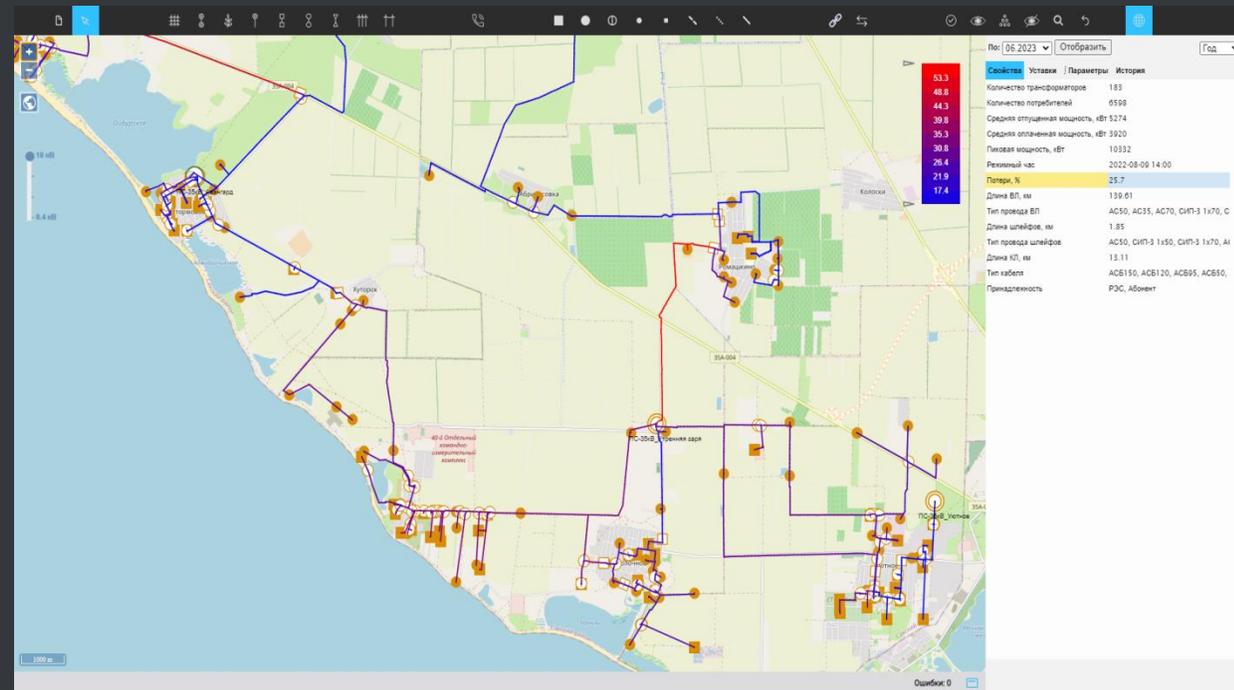
- СУПА / 1С / SAP R3 / Excel
- Паспорта объектов / Дефектные ведомости

Управление транспортом электроэнергии:

- РТП-3 / Пирамида / Телескоп / СТЕК-Энерго / Excel
- Расчётные модели / Базы потребителей / Формы балансов

Технологическое присоединение (развитие):

- ТКЗ-3000, RastrWin3, EnergyCS, PowerFactory, ETAP
- Расчётные модели



УПРАВЛЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ

Традиционный РЭС

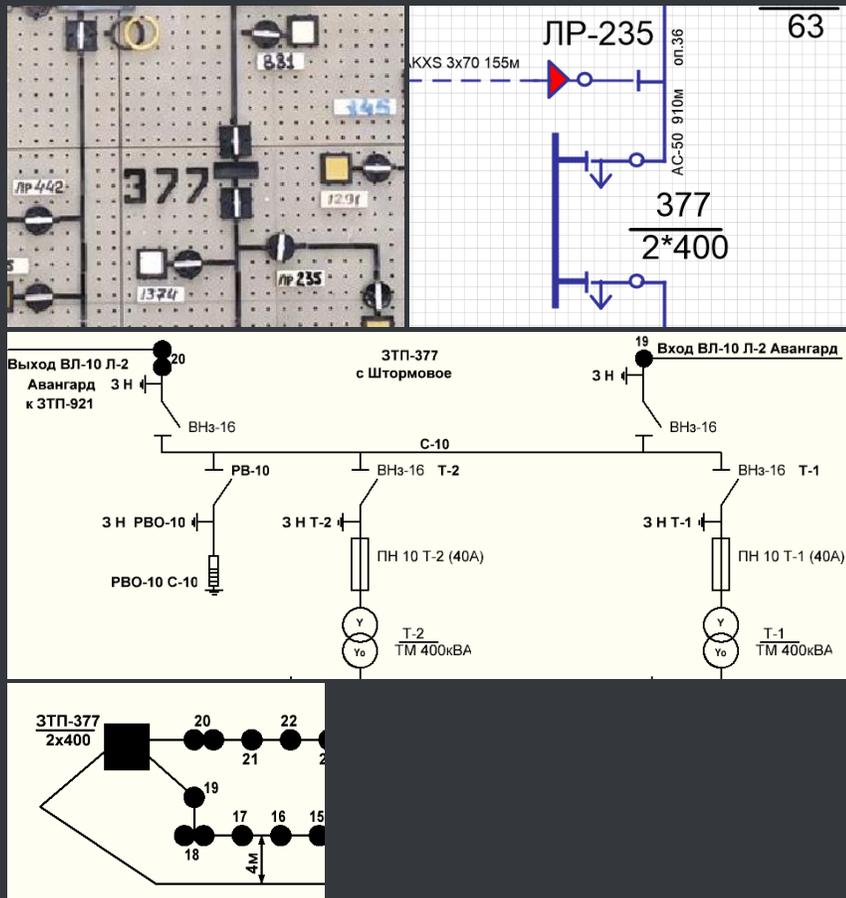
Отсутствует

- Распределение документации по процессам
- Низкая достоверность документации
- «Ручные» процедуры согласования и оповещения
- Несколько управляющих группами документов

Цифровой РЭС

Управление документацией

- Модель сети – единая шина данных
- Высокая достоверность данных модели
- Электронная процедура согласования и оповещения
- Единый администратор модели



Свойства Уставки Параметры

КТП-217

Количество потребителей	101
Установленная мощность, кВА	630
Средняя мощность, кВт	71
Пиковая мощность, кВт	377
Принадлежность	РЭС

	СТОРОНА ВН		СТОРОНА НН		Uк%
	ПВВ	A	V	A	
I	+5%				5,4В
II	+2,5%				
III	10000 V	36,4	400	909	
IV	-2,5%				
V	-5%				

МАССА: НАСЛА 395 kg ПОЛНАЯ 1700 kg
СДЕЛАНО В БЕЛАРУСИ Р.Б. 2017 г.



УПРАВЛЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ

Традиционный РЭС

Отсутствует

- Распределение документации по процессам
- Низкая достоверность документации
- «Ручные» процедуры согласования и оповещения
- Несколько управляющих группами документов

Цифровой РЭС

Управление документацией

- Модель сети – единая шина данных
- Высокая достоверность данных модели
- Электронная процедура согласования и оповещения
- Единый администратор модели

Отметки об изменениях и пересмотре схем					
Дата	Место изменения	Должность	Ф.И.О.	Подпись	
15.11.18	Схема переименования	Нач.РЭС	Кравченко В.И.		
филиал "ДТЭК Крымэнерго" П А О "ДТЭК Крымэнерго"			Сакский РЭС		
	Должность	Ф.И.О.	Дата	Подпись	
Утверждаю	Нач.РЭС		15.12.14		Поопорная схема ВЛ-10 кВ Л-3 от ПС 35-10 кВ Авангард
Проверил	Ст диспетчер		15.12.14		
Проверил	Инж.ПТГ		15.12.14		
Составил	Мастер		15.12.14		
Чертил	Эскизир		15.12.14		
					1 3 б/м

Название документа	Версия	Дата изменения	Статус	
Бланки переключений и распоряжений	1.00	07.07.2022, 12:59	● Согласован	
Диспетчерские наименования	2.00	07.07.2022, 12:59	● Согласован	
Лист изменений модели сети в GP	35.01	02.06.2023, 17:10	● Согласование	
Модель сети в GP	41.01	02.06.2023, 17:09	● Согласование	

Версия 39.00 от 11.04.2023, 16:25 ● Согласован		Скачать	
Автор: Панасенко			
Добавлен АВ с номиналом 400А ввода трансформатора 0.4кВ КТП-909			
История согласования			
Согласующий	Статус	Комментарий	Дата
Повираев	Утверждено		11.04.2023, 16:25

УПРАВЛЕНИЕ ДОКУМЕНТАЦИЕЙ

Традиционный РЭС

Отсутствует

- Распределение документации по процессам
- Низкая достоверность документации
- «Ручные» процедуры согласования и оповещения
- Несколько управляющих группами документов

Поддержкой документации занимаются одновременно:

- Служба подстанций
- Служба распределителей
- Оперативно-диспетчерская служба
- Служба расчёта режимов
- Служба транспорта электроэнергии
- Служба технологических присоединений
- и др

Цифровой РЭС

Управление документацией

- Модель сети – единая шина данных
- Высокая достоверность данных модели
- Электронная процедура согласования и оповещения
- Единый администратор модели

Поддержкой модели сети занимается 1 человек (администратор модели) – вероятно как сервис на аутсорсинге



ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Традиционный РЭС

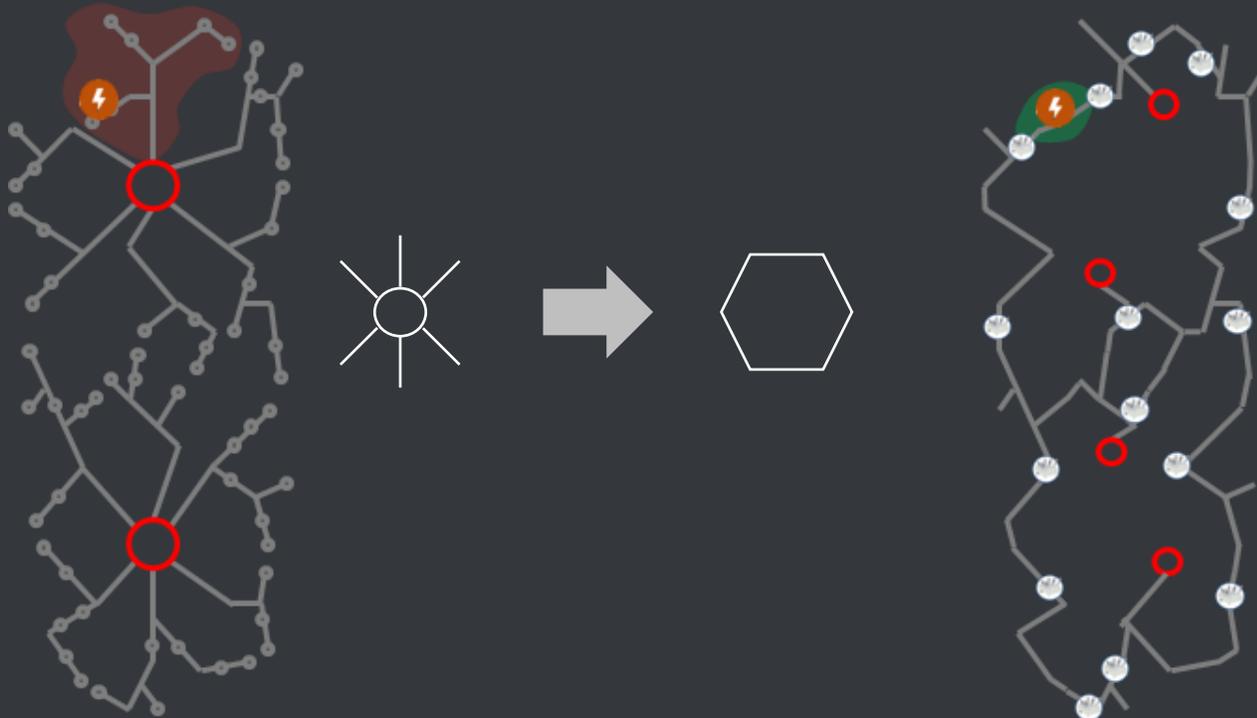
Оперативно-технологическое управление

- Радиальная неавтоматизированная сеть
- Отключение при аварии фидера
- Неформализованная процедура ликвидации аварий
- Отсутствие системы поддержки принятия решений
- Отсутствие системы предупреждения ошибок
- Ручной неформализованный оперативный журнал
- Ручной расчет показателей надежности

Цифровой РЭС

Ликвидация аварий

- Автокластерная сеть
- Отключение при аварии участка между линейными КА
- Формализованная процедура ликвидации аварий
- Онлайн система поддержки принятия решений
- Онлайн система предупреждения ошибок
- Автоматически формируемый оперативный журнал
- Автоматический расчет показателей надежности



ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Традиционный РЭС

Оперативно-технологическое управление

- Радиальная неавтоматизированная сеть
- Отключение при аварии фидера
- Неформализованная процедура ликвидации аварий
- Отсутствие системы поддержки принятия решений
- Отсутствие системы предупреждения ошибок
- Ручной неформализованный оперативный журнал
- Ручной расчет показателей надежности

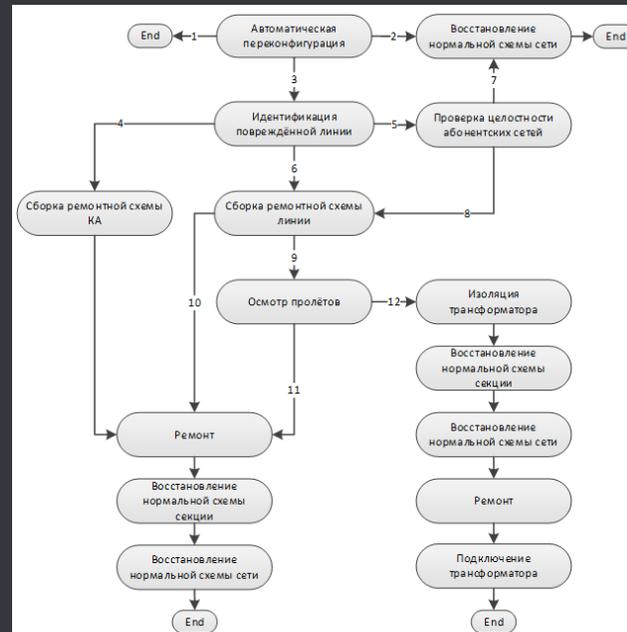
Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках содержат только общую информацию и не описывают формально алгоритм действий для ликвидации разных видов аварий

Цифровой РЭС

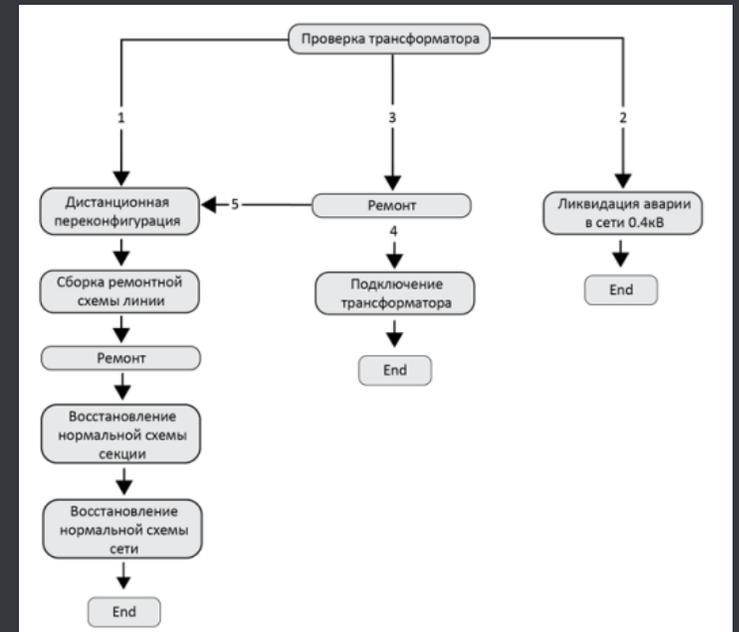
Ликвидация аварий

- Автокластерная сеть
- Отключение при аварии участка между линейными КА
- Формализованная процедура ликвидации аварий
- Онлайн система поддержки принятия решений
- Онлайн система предупреждения ошибок
- Автоматически формируемый оперативный журнал
- Автоматический расчет показателей надежности

Процедура ликвидации КЗ/ОЗЗ



Процедура ликвидации потери питания трансформатора

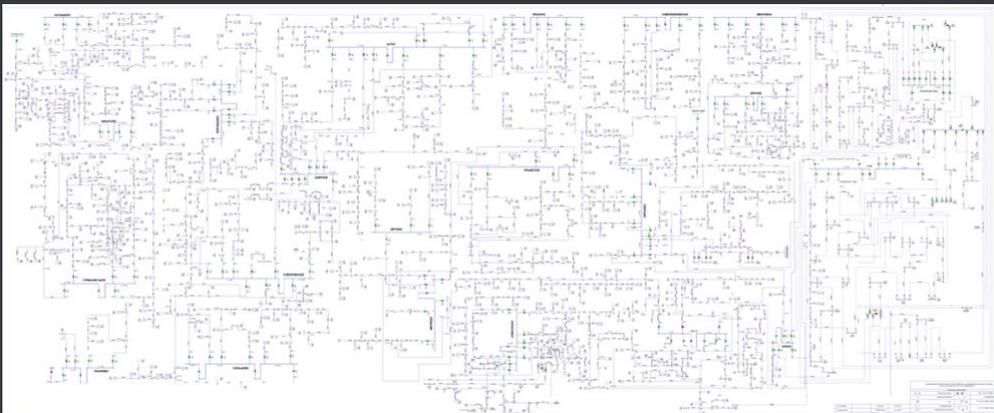
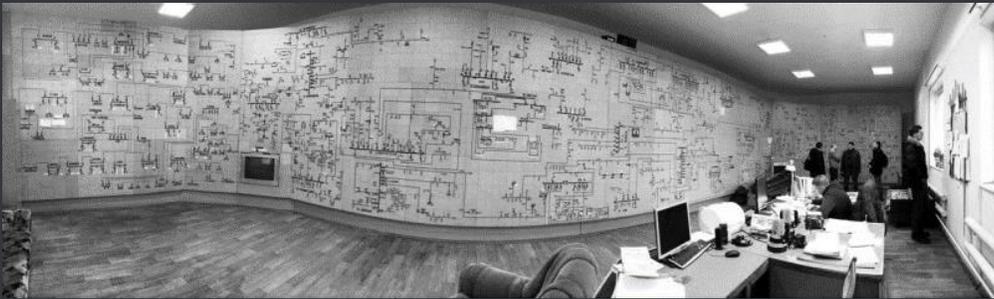


ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Традиционный РЭС

Оперативно-технологическое управление

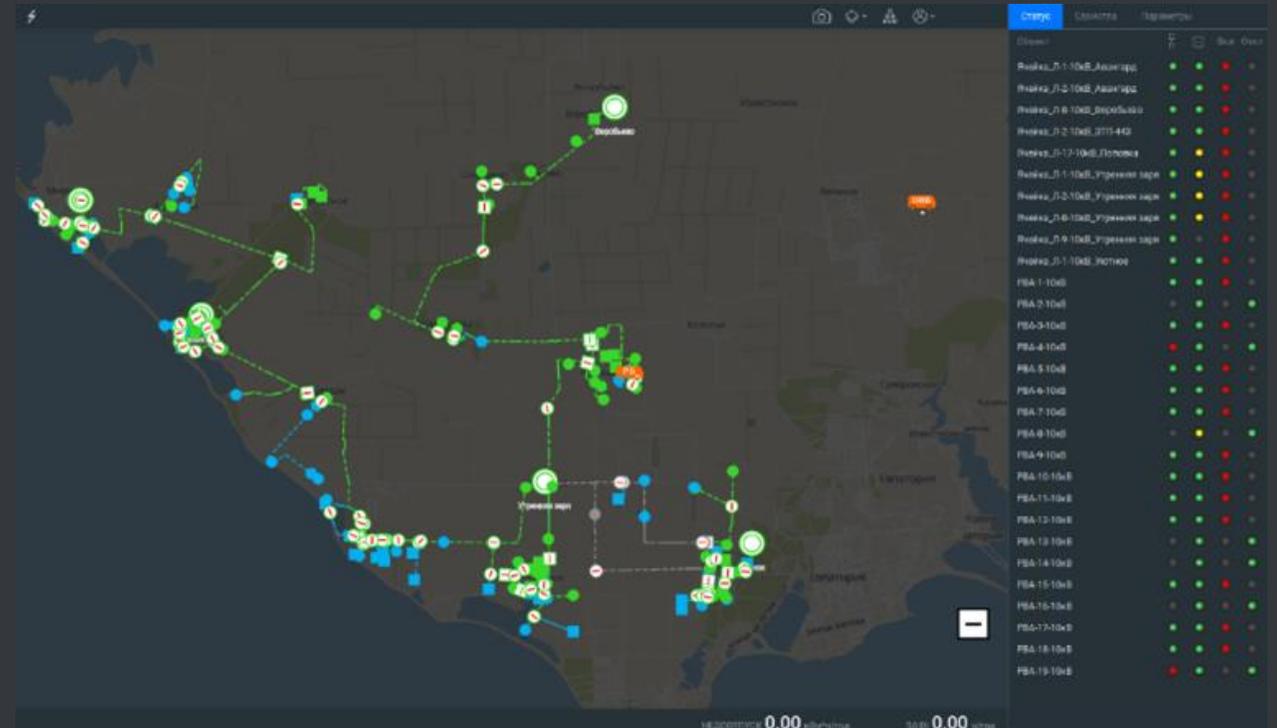
- Радиальная неавтоматизированная сеть
- Отключение при аварии фидера
- Неформализованная процедура ликвидации аварий
- Отсутствие системы поддержки принятия решений
- Отсутствие системы предупреждения ошибок
- Ручной неформализованный оперативный журнал
- Ручной расчет показателей надежности



Цифровой РЭС

Ликвидация аварий

- Автокластерная сеть
- Отключение при аварии участка между линейными КА
- Формализованная процедура ликвидации аварий
- Онлайн система поддержки принятия решений
- Онлайн система предупреждения ошибок
- Автоматически формируемый оперативный журнал
- Автоматический расчет показателей надежности



ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Традиционный РЭС

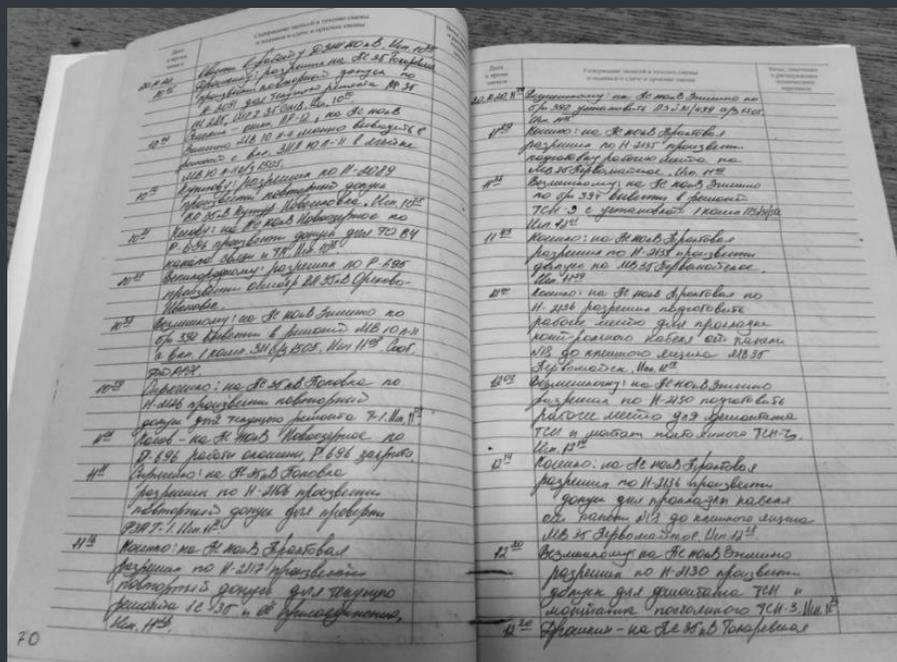
Оперативно-технологическое управление

- Радиальная неавтоматизированная сеть
- Отключение при аварии фидера
- Неформализованная процедура ликвидации аварий
- Отсутствие системы поддержки принятия решений
- Отсутствие системы предупреждения ошибок
- Ручной неформализованный оперативный журнал
- Ручной расчет показателей надежности

Цифровой РЭС

Ликвидация аварий

- Автокластерная сеть
- Отключение при аварии участка между линейными КА
- Формализованная процедура ликвидации аварий
- Онлайн система поддержки принятия решений
- Онлайн система предупреждения ошибок
- Автоматически формируемый оперативный журнал
- Автоматический расчет показателей надежности



Время	Действие	Объект	Доп. инфо.	Комментарий	ФИО
За всё время	Фильтровать по действию	Фильтровать по объекту	Фильтровать ...	Фильтровать по комментарию	Фильтровать по ФИО
27.06.23 12:31:19:587	Заменить/отремонтировать траверсу	Опора-4516114/3305050	Опора-2/12_PBA-18-10кВ		Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:30:53:890	Повреждение траверсы	Опора-4516114/3305050			Олегов О.О.
27.06.23 12:30:46:848	Осмотреть	Пролёты-2/12-2/14_Л-2-10кВ_ЗТП-377			Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:30:27:352	Заменен изолятор	Опора-4516076/3305118	Опора-2/6_PBA-18-10кВ		Олегов О.О.
27.06.23 12:24:30:260	Заменить изолятор	Опора-4516076/3305118	Опора-2/6_PBA-18-10кВ		Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:24:11:743	Повреждение изолятора	Опора-4516076/3305118		Ф В	Олегов О.О.
27.06.23 12:21:33:496	Осмотреть	Пролёты-2/1-2/24_Л-2-10кВ_ЗТП-377			Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:20:10:550	Дистанционное включение	PBA-18-10кВ			-
27.06.23 12:20:09:087	Дистанционно включить	PBA-18-10кВ			Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:20:01:028	Собрана ремонтная схема	Л-2-10кВ_ЗТП-377			Олегов О.О.
27.06.23 12:16:41:769	Собрать ремонтную схему	Л-2-10кВ_ЗТП-377			Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:16:07:431	Прибытие ОВБ	ЗТП-377			Олегов О.О.
27.06.23 12:15:53:722	Дистанционное включение	PBA-19-10кВ			-
27.06.23 12:15:51:779	Дистанционно включить	PBA-19-10кВ			Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:15:20:181	ОВБ прибыть	ЗТП-377			Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:15:12:977	Собрана ремонтная схема	Л-2-10кВ_ЗТП-921			Олегов О.О.
27.06.23 12:08:43:806	Собрать ремонтную схему	Л-2-10кВ_ЗТП-921			Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:08:29:187	Прибытие ОВБ	ЗТП-921			Олегов О.О.
27.06.23 12:08:24:557	ОВБ прибыть	ЗТП-921			Дмитриев Д.Д.
27.06.23 12:08:13:369	Собрана изолирующая схема	Л-2-10кВ_ЗТП-377			Олегов О.О.

ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ

Традиционный РЭС

Оперативно-технологическое управление

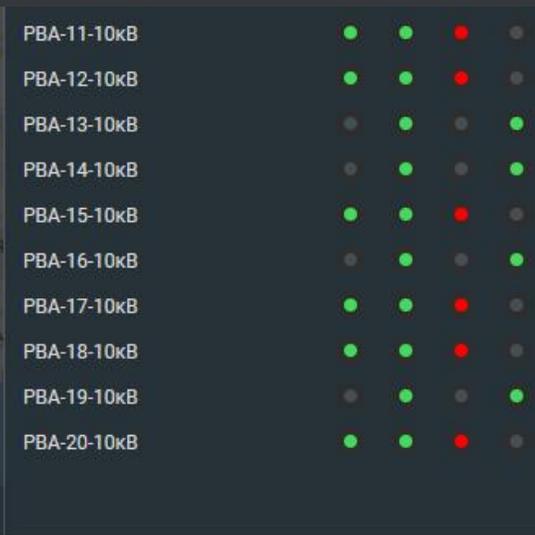
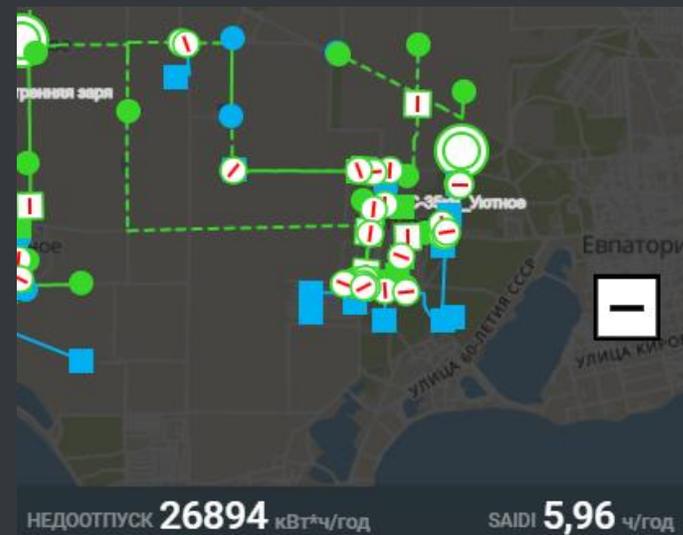
- Радиальная неавтоматизированная сеть
- Отключение при аварии фидера
- Неформализованная процедура ликвидации аварий
- Отсутствие системы поддержки принятия решений
- Отсутствие системы предупреждения ошибок
- Ручной неформализованный оперативный журнал
- Ручной расчет показателей надежности

Цифровой РЭС

Ликвидация аварий

- Автокластерная сеть
- Отключение при аварии участка между линейными КА
- Формализованная процедура ликвидации аварий
- Онлайн система поддержки принятия решений
- Онлайн система предупреждения ошибок
- Автоматически формируемый оперативный журнал
- Автоматический расчет показателей надежности

№	РЭС, ВЭС	участок	№ аварии	Тип ЭУ	диспетчерское наименование	класс н/п	дата и время возникновения аварии	дата и время ликвидации аварии	время отключения	время восстановления	время отключения в сутки	время восстановления в сутки	время отключения в год	время восстановления в год	причина аварии	тип аварии	причина возникновения аварии	предельное оборудование	длительность отключения, мин.	недостатки оборудования	мероприятия по предотвращению подобных аварий	количество аварий (по числу учетов)	тип повреждения	
																								13
1	Севский РЭС	Севский	17.51	ВЛ	ПС "Утренняя Заря" 2-9	6-10 кВ	07.01.2017 22:37	08.01.2017 13:07	2,3	3,3	3,11	3,4	10	4,34	МТЗ	РПВ мусора	Ветер	№ ст. № 20 "5-9 "Утренняя Заря" отрезана ШФ-30, ст. № 47 обрыв вала	Провод, ШФ-30	820-00-00	0,960	Выполнена замена ШФ-30 и восстановление провеса 08.01.2017	1808	Перекладывание изолятора + обрыв вала
2	Севский РЭС	Севский	17.79	ТП	ПС "Утренняя Заря" 2-5	6-10 кВ	18.01.17 8:24	18.01.17 12:30	2,3	3,3	3,11	3,4	10	4,7	МТЗ	РПВ мусора	Дождь	Опоясанием 2-5 "Утренняя Заря", ТП-18 перекладывание в РП-10АВ отрезание ТП-10	ТП-10	24.10-00	2,125	Устранено 18.01.17	734	Перекладывание подпрямителя
3	Севский РЭС	Севский	17.84	ВЛ	ПС "Утренняя Заря" 2-5	6-10 кВ	22.01.2017 18:28	22.01.2017 22:30	2,3	3,3	3,11	3,4	13	4,13	МТЗ	РПВ мусора	ветер	М-1048 Л-4 "Утренняя Заря" ст. № 121-122 обрыв провода	Провод	230-00-00	1,850	Восстановлен провес 22.01.17	734	Обрыв провода
4	Севский РЭС	Севский	17.95	ТП	ПС "Полынь" 2-17	6-10 кВ	08.02.17 11:11	08.02.17 13:19	2,3	3,3	3,11	3,4	10	4,21	МТЗ	РПВ мусора	порывистый ветер, гололедообразование	Опоясанием 2-17 "Полынь", перекладывание в ТП-1389	нет	24.10-00	0,382	Оборудование погребено	367	Автоматическая сеть
5	Севский РЭС	Севский	17.106	ВЛ	ПС "Утренняя Заря" 2-1	6-10 кВ	08.02.2017 23:40	09.02.2017 6:48	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,20	МТЗ	РПВ мусора	порывистый ветер, гололедообразование	Отключением 6-1 "Утренняя Заря", причина не установлена	ВЛ	428-00-00	3,312	Осмотр ВЛ, отключением Пыльцевой А.В. Срок эксплуатации 29.02.17	523	не установлено
6	Севский РЭС	Севский	17.175	ВЛ	ПС "Кавказец" 2-1	6-10 кВ	19.03.2017 3:30	19.03.2017 15:01	2,3	3,3	3,11	3,4	10	4,20	МТЗ	РПВ мусора	порывистый ветер, дождь	Отключением МВ-10 Л-1 "Кавказец" - причина не установлена	ВЛ	691-00-00	2,258	Осмотр ВЛ, отключением Пыльцевой А.В. Срок эксплуатации 21.03.17	523	не установлено
7	Севский РЭС	Севский	17.220	ВЛ	ПС "Утренняя Заря" 2-2	6-10 кВ	24.04.17 12:16	24.04.17 18:05	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,21	МТЗ	РПВ мусора	Дождь	Отключением 2-2 "Утренняя Заря", отключением ТП-406 перекладывание за ТП-406 в ТП-1242, 1281 - автоматика	ВЛ	24.10-00	2,090	Оборудование погребено	639	Автоматическая сеть
8	Севский РЭС	Севский	17.221	ВЛ	ПС "Утренняя Заря" 2-1	6-10 кВ	24.04.2017 13:50	24.04.2017 17:36	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,13	МТЗ	РПВ мусора	ветер, дождь	МВ-1048 Л-4 "Утренняя Заря" от ст. № 1/2 при ветре шлейф касался провода	Провод	228-00-00	0,900	Устранено 24.04.17	533	Обрыв шлейфа опоры
9	Севский РЭС	Севский	17.223	ТП	ПС "Утренняя Заря" 2-2	6-10 кВ	27.04.2017 14:37	27.04.2017 15:49	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,21	МТЗ	РПВ мусора	ветер	ПС "Утренняя Заря" отключением 2-2 перекладывание в ТП-829	нет	43-00-00	0,473	Оборудование погребено	639	Автоматическая сеть
10	Севский РЭС	Севский	17.225	ТП	ПС "Утренняя Заря" 2-9	6-10 кВ	29.04.17 13:49	29.04.17 18:34	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,21	МТЗ	РПВ мусора	Перекладывание в автоматическую	Отключением 2-9 "Утренняя Заря", перекладывание в ТП-1168	нет	24.10-00	1,270	Оборудование погребено	1808	Автоматическая сеть
11	Севский РЭС	Севский	17.261	ТП	ПС "Утренняя Заря" 2-59	6-10 кВ	28.05.17 0:46	28.05.17 8:54	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,12	МТЗ	РПВ мусора	Течь кровли	Отключением 2-9 "Утренняя Заря", перекладывание в ТП-590 течь кровли	Склад шов	24.10-00	0,151	Отключением ТП-590 для ремонта	1808	Перекладывание РП-10АВ
Севский РЭС	Севский	Севский	17.252	ТП	ТП-590	10кВ	28.05.2017 0:46	28.05.2017 12:47	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,12	неутрачено	Течь кровли	ТП-590 течь кровли, затопление на соседней шне 10кВ	Склад шов	721-00-00	4,950	Выполнена чистка в проходах ледяной шне 28.05.17	592	-	
12	Севский РЭС	Севский	17.253	ТП	ТП-451	10 кВ	01.06.17 20:10	01.06.17 22:00	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,10	неутрачено	Гроза	ТП-451 перекладывание ТП-10	ТП-10	110-00-00	0,607	Защита ТП-10 01.06.17.	72	Перекладывание подпрямителя	
13	Севский РЭС	Севский	17.284	ТП	ТП-451	10 кВ	03.06.2017 22:08	03.06.2017 16:18	11,20	5,618	4,05	4,05	12	4,05	неутрачено	Перекладывание подпрямителя	ТП-451 перекладывание подпрямителя	трансформатор	071-00-00	0,623	Проверка защиты силового трансформатора	82	Перекладывание трансформатора	
Севский РЭС	Севский	Севский	17.285	ТП	ПС "Полынь" 2-17	6-10 кВ	01.06.2017 22:05	01.06.2017 23:07	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,13	МТЗ	Перекладывание подпрямителя	ПС "Полынь" отключением 2-17 перекладывание ТМ в ТП-451	Трансформатор	62-00-00	0,140	Проверка защиты трансформатора напряжением 02.06.17	367	-	
14	Севский РЭС	Севский	17.287	ТП	ПС "Кавказец" 2-1	6-10 кВ	04.06.17 0:10	04.06.17 14:28	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,21	МТЗ	РПВ мусора	Течь кровли	823-1048 Л-1 "Кавказец" отключением в ТП-956 (автоматика)	нет	390-00-00	0,390	Оборудование погребено	40	Автоматическая сеть
15	Севский РЭС	Севский	17.291	ВЛ	ПС "Утренняя Заря" 2-4	6-10 кВ	24.06.17 0:33	24.06.17 14:39	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,05	МТЗ	РПВ мусора	Гроза	Отключением 2-4 "Утренняя Заря" отрезана в трансформаторе	ВЛ	621-00-00	2,248	Отключением ВЛ отключением Пыльцевой А.В. Срок эксплуатации 21.06.17	477	не установлено
16	Севский РЭС	Севский	17.274	ВЛ	ПС "Утренняя Заря" 2-2	6-10 кВ	24.06.17 1:33	24.06.17 14:12	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,05	МТЗ	РПВ мусора	Гроза	823-1048 Л-1 "Утренняя Заря" отрезана в ТП-1281 (автоматика)	нет	510-00-00	3,528	Оборудование погребено	401	Автоматическая сеть
17	Севский РЭС	Севский	17.276	ВЛ	ПС "Черныш" 2-1	6-10 кВ	24.06.17 0:30	24.06.17 14:14	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,13	МТЗ	РПВ мусора	Гроза	823-1048 Л-1 "Черныш" отрезана в ТП-110 (автоматика)	Провод	448-00-00	3,311	Восстановлен провес 24.06.17	240	Обрыв провода
18	Севский РЭС	Севский	17.286	ТП	ТП-449	10 кВ	24.06.17 20:23	24.06.17 21:40	2,3	3,3	3,11	3,4	12	4,10	неутрачено	Гроза	ТП-449 перекладывание ТП-10	ТП-10	77-00-00	0,852	Защита ТП-10 24.06.17.	72	Перекладывание подпрямителя	



УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНОСТЬЮ

Традиционный РЭС

Техническое обслуживание и ремонты

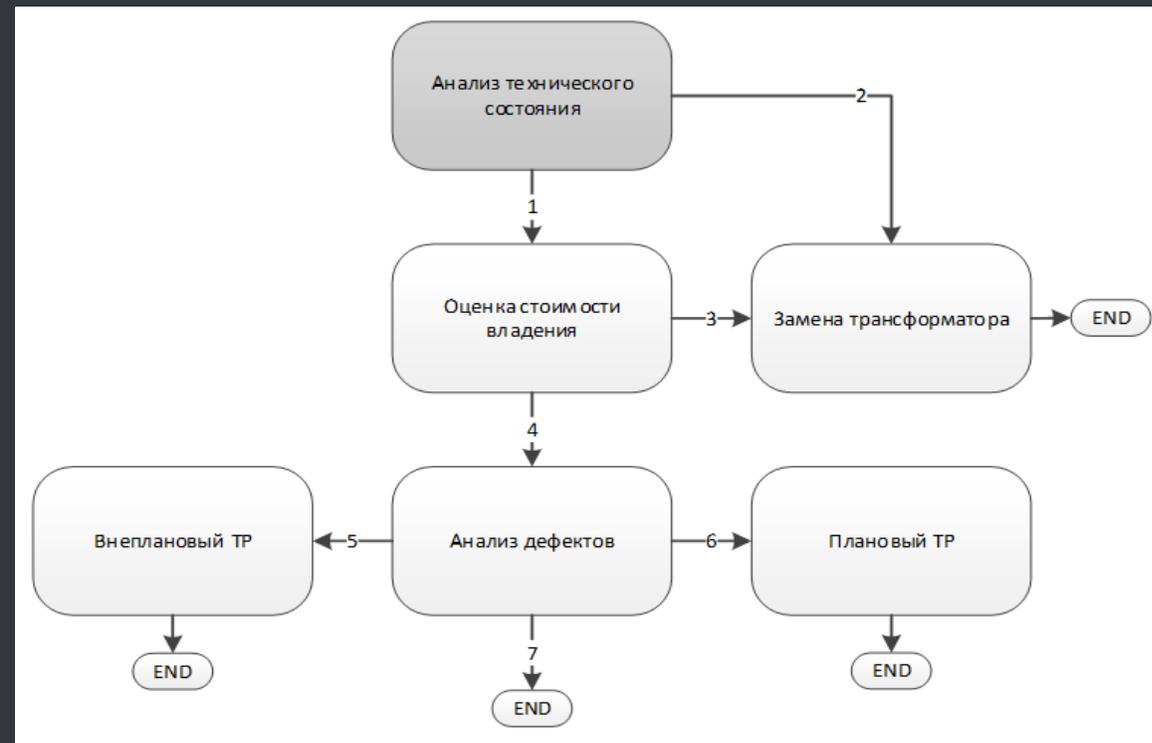
- Неформализованный анализ технического состояния
- Экспертный выбор корректирующих мероприятий
- Недостаточный набор техкарт

Цифровой РЭС

Управление аварийностью

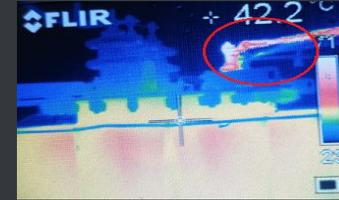
- Формализованный анализ технического состояния
- Формальный выбор корректирующих мероприятий
- Обеспечение техкартами всех видов ремонтов

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Вид технического воздействия
≤ 25	Критическое	Вывод из эксплуатации, техническое перевооружение и реконструкция
$25 < i \leq 50$	Неудовлетворительное	Дополнительное техническое обслуживание и ремонт, усиленный контроль технического состояния, техническое перевооружение
$50 < i \leq 70$	Удовлетворительное	Усиленный контроль технического состояния, капитальный ремонт, реконструкция
$70 < i \leq 85$	Хорошее	По результатам планового диагностирования
$85 < i \leq 100$	Очень хорошее	Плановое диагностирование



УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНОСТЬЮ

Визуальный осмотр и ТВК



Инструментальный контроль



Оценка состояния актива

Компонент	Наименование дефекта	Все дефекты	Корректирующие действия	ГРД
Магнитопровод	Повреждение	0 0	Замена трансформатора	
Магнитопровод	Снижение прессовки	1 0	Подпрессовка	5
Обмотки	Увлажнение изоляции	1 0	Сушка	3
Обмотки	Старение изоляции	0 0	Замена трансформатора	
Обмотки	Снижение прессовки	1 0	Подпрессовка	5
Обмотки	Повреждение внутренних контактов	0 0	Восстановление контактов	5
Масло	Увлажнение	1 0	Сушка	3
Масло	Загрязнение	0 0	Очистка	3
Масло	Недостаток антиокислотной присадки	1 1	Добавление антиокислотной присадки	3
Масло	Старение	0 0	Замена	3
Вводы	Повреждение уплотнений	0 0	Замена уплотнений	1
Вводы	Повреждение изоляции	0 0	Замена	1
Вводы	Повреждение внешних контактов	0 0	Восстановление контактов	
ПБН	Повреждение контактов	0 0	Восстановление контактов	3
Радиаторы	Неудовлетворительное состояние пов	1 1	Очистка и покраска	
Радиаторы	Отсутствие	1 0	Установка	3
Радиаторы	Повреждение	0 0	Ремонт	3
Термосифонный фил	Неудовлетворительное состояние пов	1 0	Очистка и покраска	
Термосифонный фил	Повреждение	0 1	Замена	3
Бак	Неудовлетворительное состояние пов	1 1	Очистка и покраска	
Бак	Деграция крепления	0 0	Ремонт фундамента	2
Бак	Механические повреждения	0 0	Выправка	4

Выбор корректирующего мероприятия

Стоимость владения (10лет), тыс. руб.	4 720	3 046	3 786	3 469
Применимый трансформатор на месте установки, кВА	6 300	4 000	4 000	4 000
Стоимость владения новым трансформатором, тыс. руб.	5 356	4 107	4 107	4 107
Заклучение по дальнейшему применению	Ремонт	Ремонт	Замена	Ремонт

УПРАВЛЕНИЕ АВАРИЙНОСТЬЮ

Традиционный РЭС

Техническое обслуживание и ремонты

- Неформализованный анализ технического состояния
 - Экспертный выбор корректирующих мероприятий
 - Недостаточный набор техкарт
-
- Имеющиеся техкарты не описывают все виды ремонтов
 - Техкарты не позволяют составить исчерпывающий перечень инструментов и материалов для ремонтной бригады
 - Техкарты основаны на устаревших технологиях

Цифровой РЭС

Управление аварийностью

- Формализованный анализ технического состояния
 - Формальный выбор корректирующих мероприятий
 - Обеспечение техкартами всех видов ремонтов
-
- Техкарты описывают все виды ремонтов в соответствии с классификатором
 - Техкарты позволяют составить исчерпывающий перечень инструментов и материалов для ремонтной бригады
 - Техкарты основаны на современных технологиях

УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСПОРТОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Традиционный РЭС

Управление транспортом электроэнергии

- Отдельная документация для описания абонентов
- Ручной сбор показаний на уровне подстанций
- Преимущественно ручное сведение балансов

Цифровой РЭС

Управление транспортом электроэнергии

- Описание абонентов в модели сети
- Энергомониторинг на уровне КА 10кВ и ТП
- Автоматическое сведение балансов

№	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	10922164	Лавров Александр Петрович	Багратионовский р-н п Балтийский	9		МЕРКУРИЙ 203.1	1	5-80A	02835319	6
3	10922156	Фролов Николай Александрович	Багратионовский р-н п Балтийский	2a		ЦР6807П	1	5-60A	007129037056059	5
4	10922157	Цыкин Геннадий Николаевич	Багратионовский р-н п Балтийский ул Центральная	1		СО-ЭР6706	1	10-40A	782744	5
5	10922159	Бунтов Николай Николаевич	Багратионовский р-н п Балтийский ул Центральная	5		СО-2М	1	5A	05783689	4
6	10922163	Шилов Дмитрий Адольфович	Багратионовский р-н п Балтийский ул Центральная	8		СО-И446	1	10-34A	0693065	5
7	10922167	Аменищкая Ольга Павловна	Багратионовский р-н п Балтийский ул Центральная	11		СО-И446	1	5-17A	2280516	4
8	10921550	Краснобаева Надежда Александровна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Бушмина	1		ЭС1Ф	1	5-60A	30349454	7
9	10921549	Муратов Руфудла Ибид-оглы	Багратионовский р-н п Богдановка ул Бушмина	2		ЭС1Ф	1	5-60A	30350459	7
10	10921548	Дашко Любовь Ивановна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Бушмина	3		ЭС1Ф	1	5-60A	30350983	7
11	10921547	Стукалина Татьяна Иосифовна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Бушмина	4		ЭС1Ф	1	5-60A	30349741	7
12	10921546	Дахно Владимир Семенович	Багратионовский р-н п Богдановка ул Бушмина	5		ЭС1Ф	1	5-60A	30348800	7
13	10921545	Осипова Раиса Анисимовна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Бушмина	6		ЭС1Ф	1	5-60A	30350408	7
14	10921568	Солдатова Мария Григорьевна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Бушмина	1a		ЦЭ-6803В	3	5-50A	008521021005564	7
15	10921593	Соколова Валентина Васильевна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	2	1	L1F	1	10-60A	12035029	7
16	10921592	Филипенко Владимир Романович	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	2	2	L1F	1	10-60A	12035071	7
17	10921553	Петров Николай Викторович	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	3		СО-2М2	1	5-15A	04234788	4
18	10921586	Беркетова Нелля Михайловна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	4		L1F	1	10-60A	12035160	7
19	10921554	Нестеренко Виктория Вадимовна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	5		ЭС1Ф	1	5-60A	30348048	7
20	10921587	Высоцкий Николай Васильевич	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	6		L1F	1	10-60A	12035077	7
21	10921588	Елсукова Ираида Евдокимовна	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	8		L1F	1	10-60A	12034606	7
22	10921589	Елсуков Алексей Владимирович	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	10		L1F	1	10-60A	12035032	7
23	10921555	Гильяионов Михаил Анисимович	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	11		L1F	1	10-60A	12035152	7
24	10921556	Мартинкина Татьяна Ильинична	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	12		L1F	1	10-60A	12035162	7
25	10921598	Фролов Вячеслав Александрович	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	14		L1F	1	10-60A	12035163	7
26	10921590	Большаков Валерий Андреевич	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	15		L1F	1	10-60A	12035249	7
27	10921574	Гусляков Юрий Григорьевич	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	16		L1F	1	10-60A	12035153	7
28	10921595	Большаков Анатолий Андреевич	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	18		L1F	1	10-60A	12035073	7
29	10921584	Фролов Владимир Викторович	Багратионовский р-н п Богдановка ул Мелихова	19		L1F	1	10-60A	12035253	7

Свойства **Уставки** Параметры

П-2_Л-4-0.4кВ_КТП-888

Широта 45°16'08.7"N

Долгота 33°05'48.0"E

Номер 2

Принадлежность РЭС

Адрес ул. Дружбы, 27, с.Штормовое

Юридическое лицо

Категория электроснабжения 3

Применимые фазы ABC

Тип провода СИП-4 4x16

Учёт ЭЭ Есть

УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСПОРТОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Традиционный РЭС

Управление транспортом электроэнергии

- Отдельная документация для описания абонентов
- Ручной сбор показаний на уровне подстанций
- Преимущественно ручное сведение балансов

Цифровой РЭС

Управление транспортом электроэнергии

- Описание абонентов в модели сети
- Энергомониторинг на уровне КА 10кВ и ТП
- Автоматическое сведение балансов



Серийный номер	Устройство	Дата и время	Суммарная			
			Wp+	Wq+	Wp-	Wq-
60100085	T-2- 10кВ_Авангард	04.04.24 12:00:00:003	247	156	0	0
60100085	T-2- 10кВ_Авангард	04.04.24 11:30:00:003	264	163	0	0
60100060	T-1- 10кВ_Авангард	04.04.24 11:30:00:002	137	76	0	0
60100085	T-2- 10кВ_Авангард	04.04.24 11:00:00:003	256	160	0	0
60100060	T-1- 10кВ_Авангард	04.04.24 11:00:00:003	143	75	0	0
60100060	T-1- 10кВ_Авангард	04.04.24 10:30:00:004	138	78	0	0
60100085	T-2- 10кВ_Авангард	04.04.24 10:30:00:003	261	165	0	0
60100085	T-2- 10кВ_Авангард	04.04.24 10:00:00:003	272	162	0	0
60100060	T-1- 10кВ_Авангард	04.04.24 10:00:00:000	141	75	0	0
60100085	T-2- 10кВ_Авангард	04.04.24 09:30:00:003	276	156	0	0

УПРАВЛЕНИЕ ТРАНСПОРТОМ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Традиционный РЭС

Управление транспортом электроэнергии

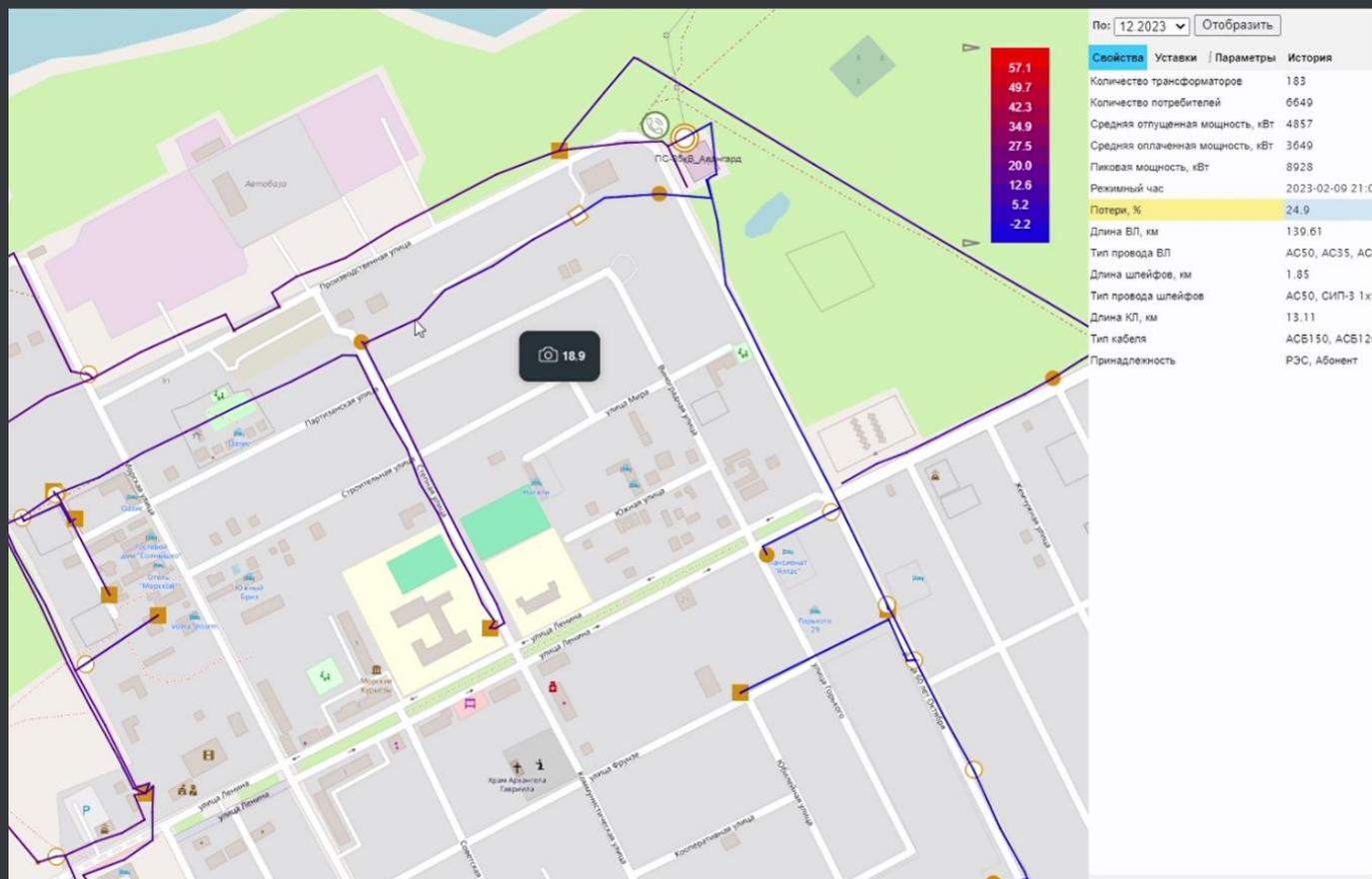
- Отдельная документация для описания абонентов
- Ручной сбор показаний на уровне подстанций
- Преимущественно ручное сведение балансов

Цифровой РЭС

Управление транспортом электроэнергии

- Описание абонентов в модели сети
- Энергомониторинг на уровне КА 10кВ и ТП
- Автоматическое сведение балансов

№ п/п	ПС	КЛВД	Отпуск в сеть, кВтч	Полный отпуск, кВтч	Потери, кВтч	Потери, %	Технические потери, кВтч			Технические потери, %	Коммерческие потери, кВтч	Коммерческие потери, %
							Итого	РТП-3	СН ВЛРП			
1	О-39	15-10	614 314,00	501 979,00	112 335,00	18,29%	80 176,00	73 216,00	6 960,00	13,05%	32 159,00	5,23%
2	О-39	15-14	153 277,00	164 294,00	- 11 017,00	-7,19%	5 996,00	5 996,00	-	3,91%	- 17 013,00	-11,10%
3	О-39	15-181	1 039 547,00	927 754,00	111 793,00	10,75%	146 592,00	142 416,00	4 176,00	14,10%	- 34 799,00	-3,35%
4	О-39	15-225	162 430,00	69 525,00	92 905,00	57,20%	11 157,00	11 157,00	-	6,87%	81 748,00	50,33%
5	О-39	15-226	354 111,00	83 770,00	270 341,00	76,34%	24 628,00	20 452,00	4 176,00	6,95%	245 713,00	69,39%
6	О-39	15-227	1 504 281,00	1 283 093,00	221 188,00	14,70%	195 017,00	192 233,00	2 784,00	12,96%	26 171,00	1,74%
7	О-13	15-61	462 842,00	336 170,00	126 672,00	27,37%	52 949,00	48 773,00	4 176,00	11,44%	73 723,00	15,93%
8	О-14	15-11	166 729,00	99 964,00	66 765,00	40,04%	21 579,00	21 579,00	-	12,94%	45 186,00	27,10%
9	О-14	15-67	1 149 755,00	1 044 532,00	105 223,00	9,15%	137 234,00	137 234,00	-	11,94%	- 32 011,00	-2,78%
10	О-14	15-69	180 809,00	165 595,00	15 214,00	8,41%	19 506,00	19 506,00	-	10,79%	- 4 292,00	-2,37%
11	О-14	15-70	375 426,00	383 461,00	- 8 035,00	-2,14%	20 237,00	20 237,00	-	5,39%	- 28 272,00	-7,53%
12	О-14	15-71	326 244,00	263 723,00	62 521,00	19,16%	41 435,00	41 435,00	-	12,70%	21 086,00	6,46%
13	О-14	15-72	128 487,00	168 052,00	- 39 565,00	-30,79%	48,00	48,00	-	0,04%	- 39 613,00	-30,83%
14	О-1	15-01	399 030,00	306 216,00	92 814,00	23,26%	20 092,00	20 092,00	-	5,04%	72 722,00	18,22%
15	О-1	15-06	1 229 908,00	856 752,00	373 156,00	30,34%	137 018,00	137 018,00	-	11,14%	236 138,00	19,20%
16	О-1	15-08	786 591,00	518 102,00	268 489,00	34,13%	75 723,00	75 723,00	-	9,63%	192 766,00	24,51%
17	О-1	15-180	802 028,00	698 425,00	103 603,00	12,92%	67 641,00	67 641,00	-	8,43%	35 962,00	4,48%
Итого по РЭС			9 836 809	7 871 407,00	1 964 402,00	19,97%	1 067 025,00	1 034 756,00	32 272,00	10,76%	907 374,00	9,23%



УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ СЕТИ

Традиционный РЭС

Технологическое присоединение

- Ограничение развития тех. присоединениями
- Отсутствие инструментов для принятия оптимальных решений по тех. присоединениям
- Развитие сети ограничивается тех. присоединениями (проблемы в сети решаются пост-фактум)
- При выявлении проблем в сети инициируются мероприятия с отдельными объектами (увеличение мощности ПС/ТП, увеличение пропускной способности линий)

Цифровой РЭС

Управление развитием сети

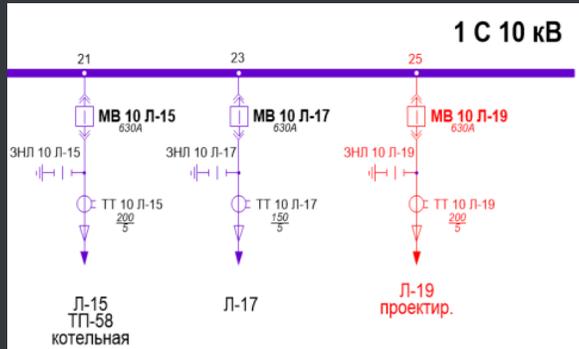
- Комплексное развитие сети в целом
- Инструменты для принятия оптимальных решений по тех. присоединениям
- Наличие актуальной модели сети и реальных полевых данных позволяет системно прогнозировать проблемы в сети и своевременно инициировать их решение с помощью комплексного развития
- Проблемы в сети решаются оптимальным образом с помощью модели сети на базе новых технологий

УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ СЕТИ (ЕЩЁ РАЗ)

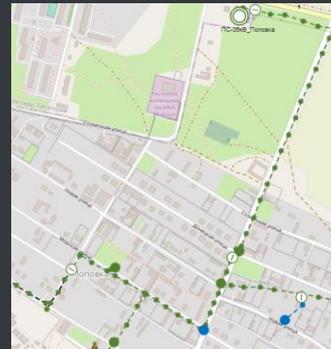
Традиционный РЭС

Цифровой РЭС

Кейс 1. Технологическое присоединение

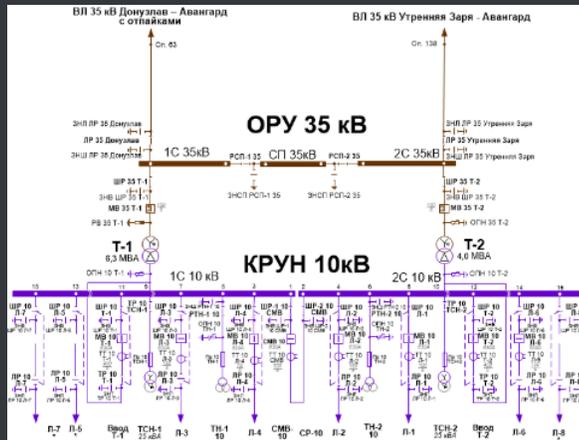


Расширяем РУ10 и строим новую линию от центра питания



Анализируем нагрузку, подключаем к ближайшей цепи

Кейс 2. Модернизация подстанции



Меняем старую подстанцию на такую же новую



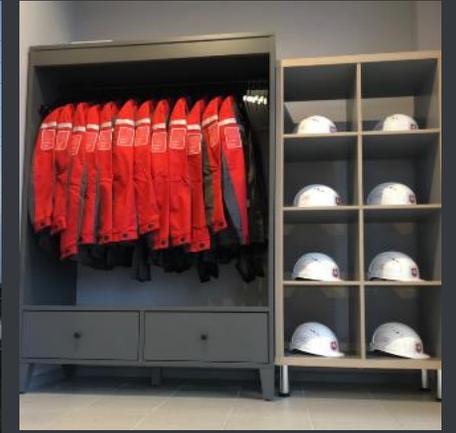
Анализируем прилегающую сеть. Нам точно нужна ПС?

И ЕЩЁ КОЕ-ЧТО...

Традиционный РЭС

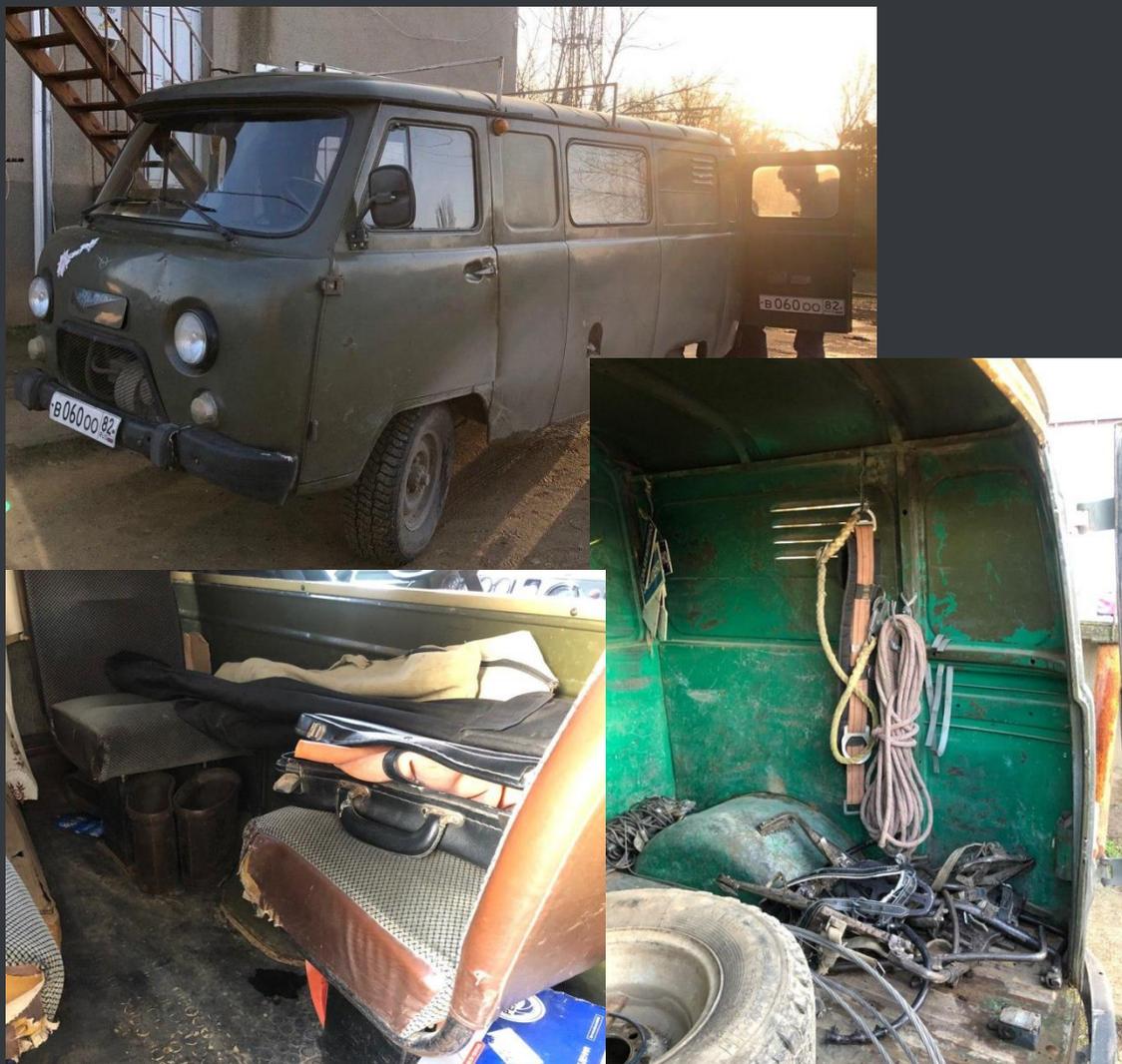


Цифровой РЭС



И ЕЩЁ КОЕ-ЧТО...

Традиционный РЭС



Цифровой РЭС



И ЕЩЁ КОЕ-ЧТО...

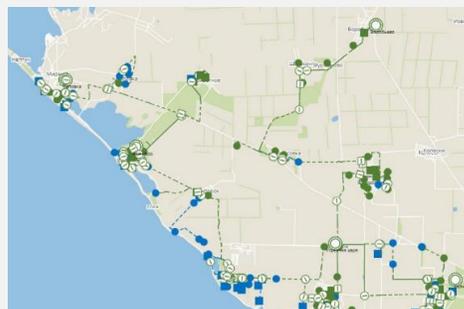


- Более высокие требования к квалификации оперативно-ремонтного персонала (работа с АРМ, формализованные технологические операции, ремонты по технологическим картам)
- Более комфортные условия
- Более высокий уровень оплаты

04_Апробация концепции

СФОРМИРОВАННЫЕ ЗАДЕЛЫ

- Команда российских учёных, инженеров и технологических компаний, имеющих многолетний опыт разработки инновационных решений для электроэнергетики.
- Разработанный и апробированный на практике перечень ключевых российских технологий, многие из которых не имеют аналогов в мире.
- Действующая с 2021 года на территории Республики Крым экспериментальная площадка «Цифровой район электрических сетей» (Цифровой РЭС).
- Сформулированные гипотезы о достижимости целевых показателей новой бизнес-модели.
- Новая образовательная программа и сеть учебных лабораторий по моделированию электросетей будущего.



Цифровой двойник электросети (оффлайн)



Цифровой двойник электросети (онлайн)



Подробнее:



Перспективное электросетевое оборудование, новые алгоритмы защит и автоматики

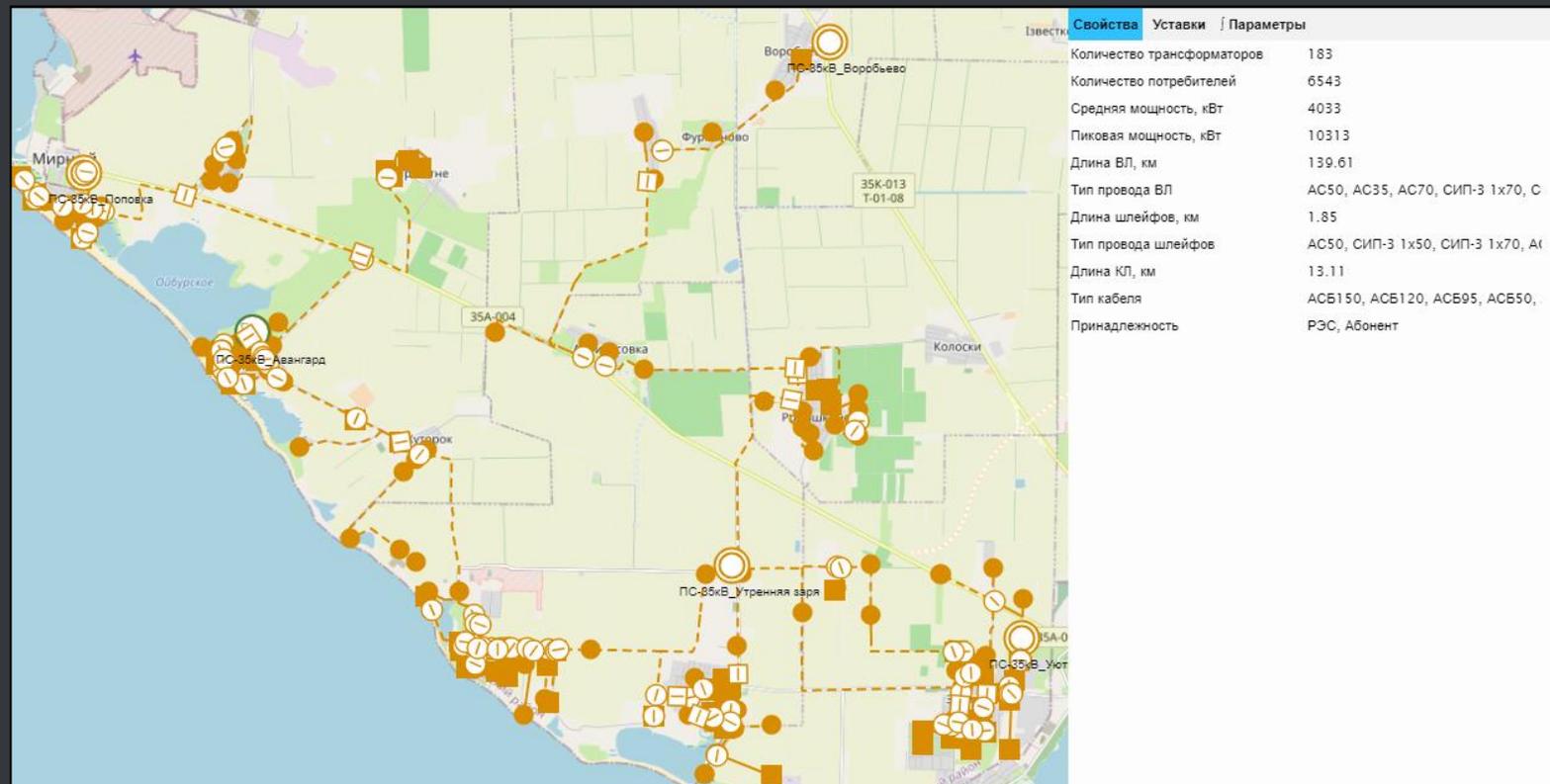


Новые образовательные программы, учебные полигоны и образовательные пространства

ФЕДЕРАЛЬНАЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ПЛОЩАДКА

Малый Сакский РЭС (МСРЭС)
ГУП РК «Крымэнерго»:

- Количество потребителей – 6 543 шт.
- Количество подстанций 35/10кВ – 4 шт.
- Количество фидеров 10кВ – 14 шт.
- Количество ТП – 170 шт.
- Длина воздушных линий 10кВ – 139 км



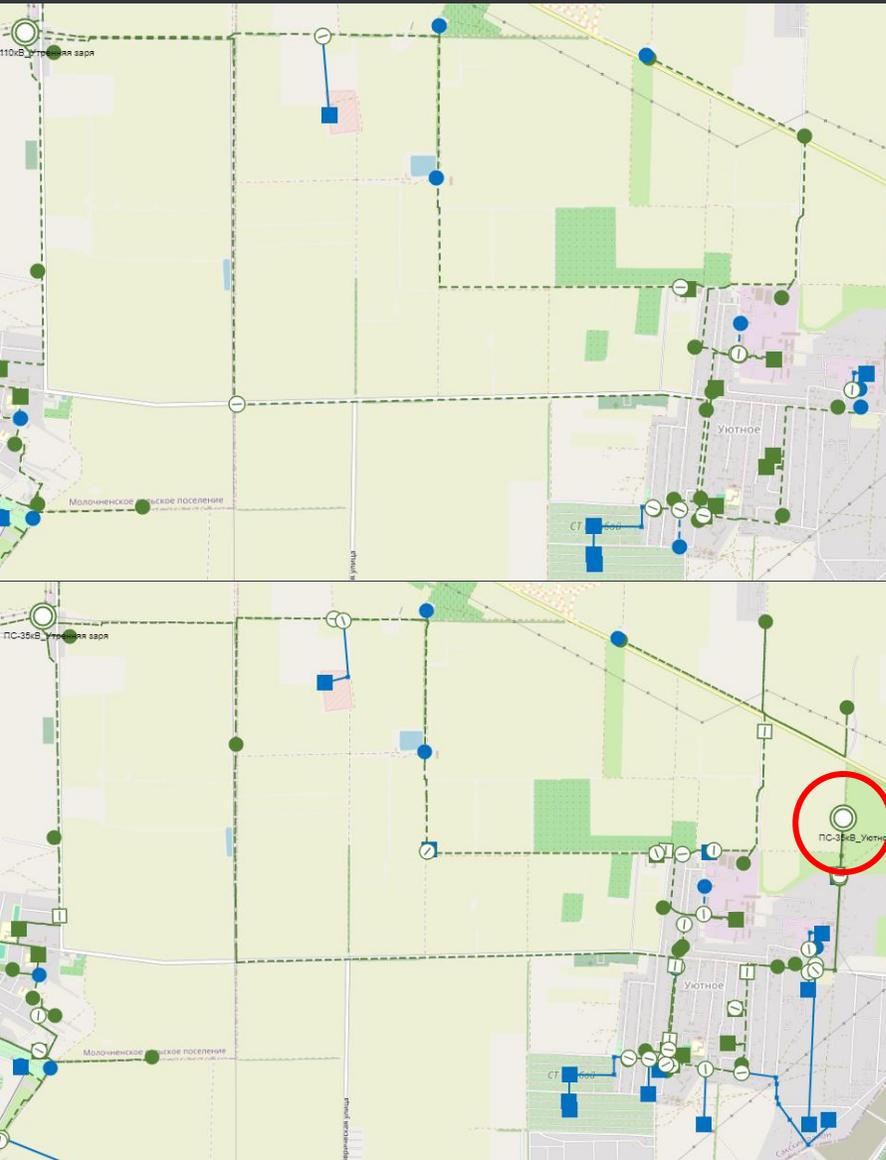
ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

- Строительство точек трансформации 35/10кВ – 3 шт.
- Вывод из эксплуатации ПС 35/10кВ – 1 шт.
- Строительство ВЛ 10кВ – 10 км
- Вывод из эксплуатации ВЛ 10 кВ – 12 км
- Переподключения участков ВЛ – 8 шт.
- Smart-ретрофит ячеек центров питания – 6 шт.
- Вывод из эксплуатации ячеек центров питания – 2 шт.
- Установка реклоузеров – 19 шт.
- Установка неавтоматических делителей линии (ЛВН, СРО) – 15 шт.
- Вывод из эксплуатации разъединителей РЛНД – 30 шт.
- Строительство УМТП 10/0,4кВ – 1 шт.

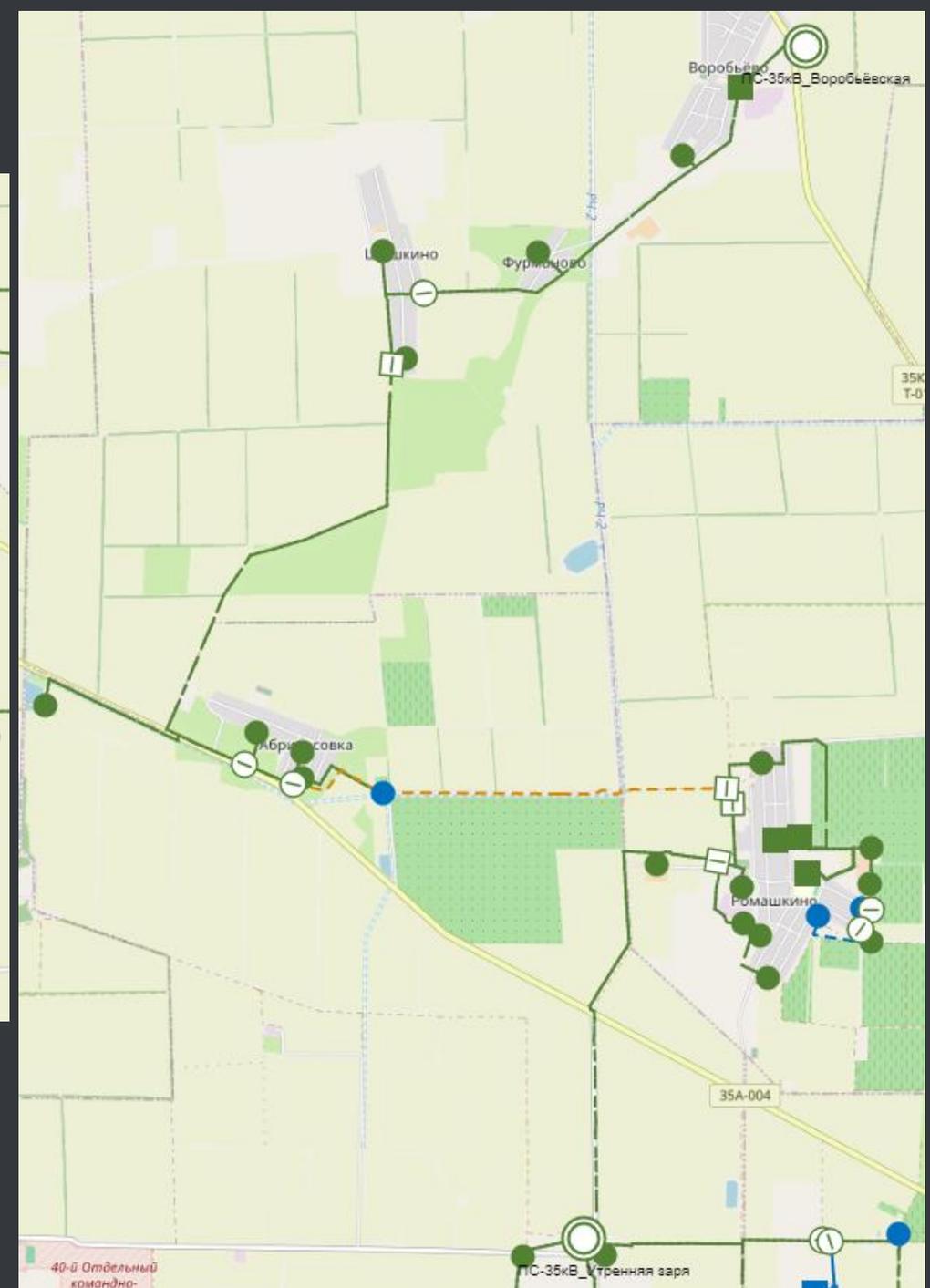
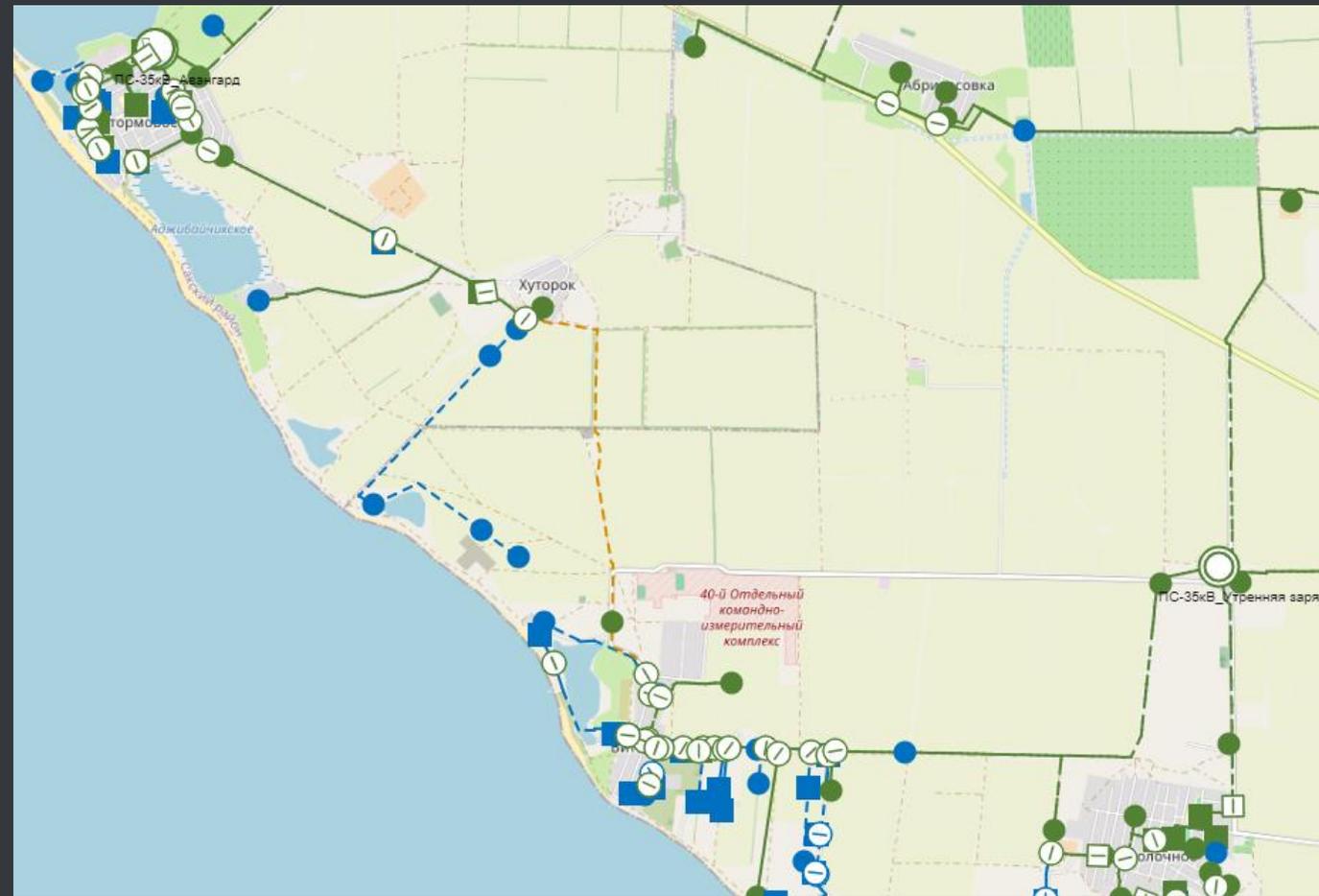
ТОЧКА ТРАНСФОРМАЦИИ «АВАНГАРД»



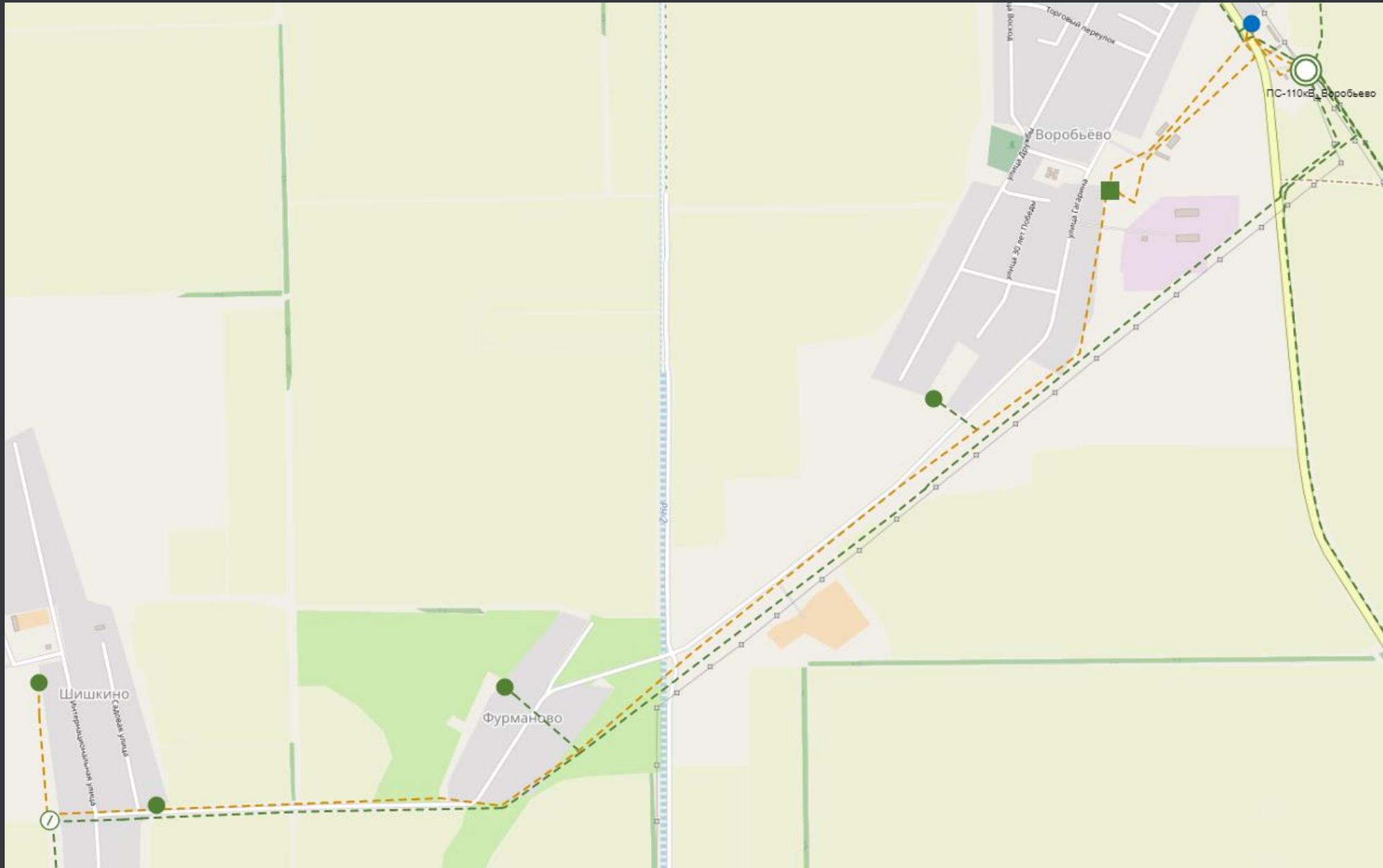
ТОЧКА ТРАНСФОРМАЦИИ «УЮТНОЕ»



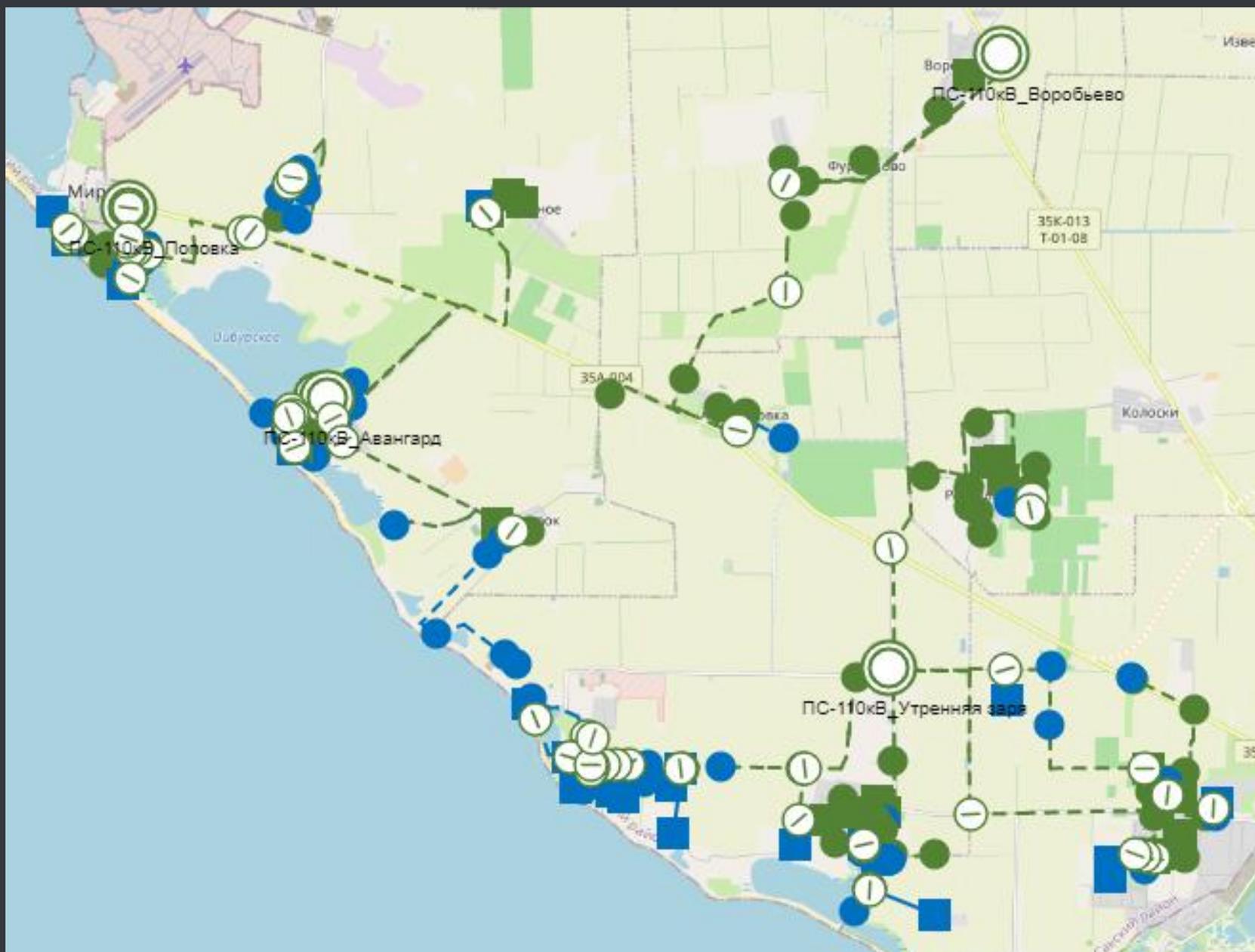
СТРОИТЕЛЬСТВО ВЛ



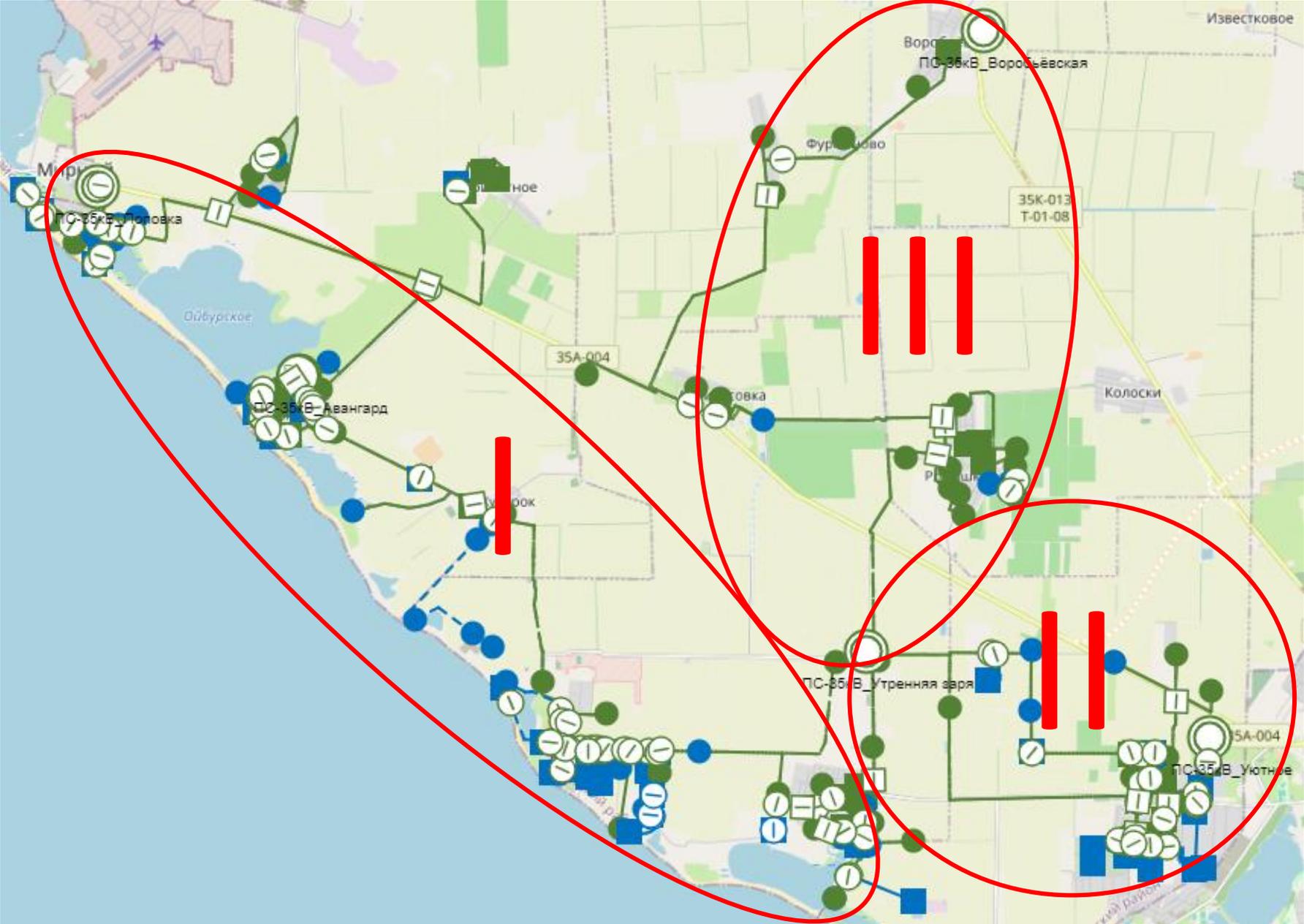
ВЫВОД ВЛ ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ



СЕТЬ ДО МОДЕРНИЗАЦИИ



СЕТЬ ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ

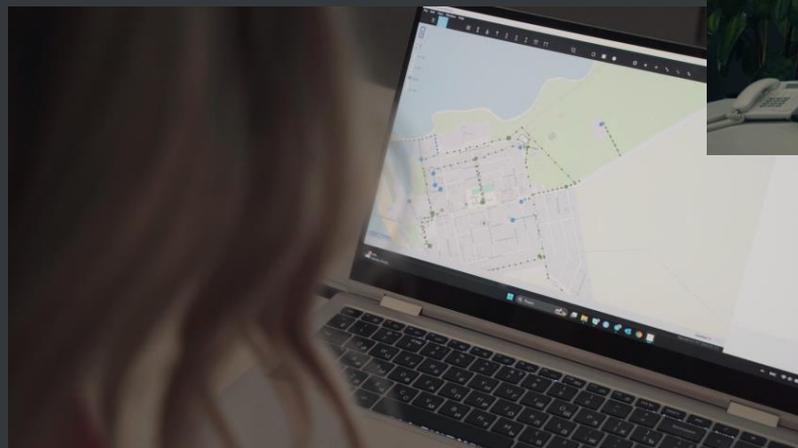


И ЕЩЁ КОЕ-ЧТО...



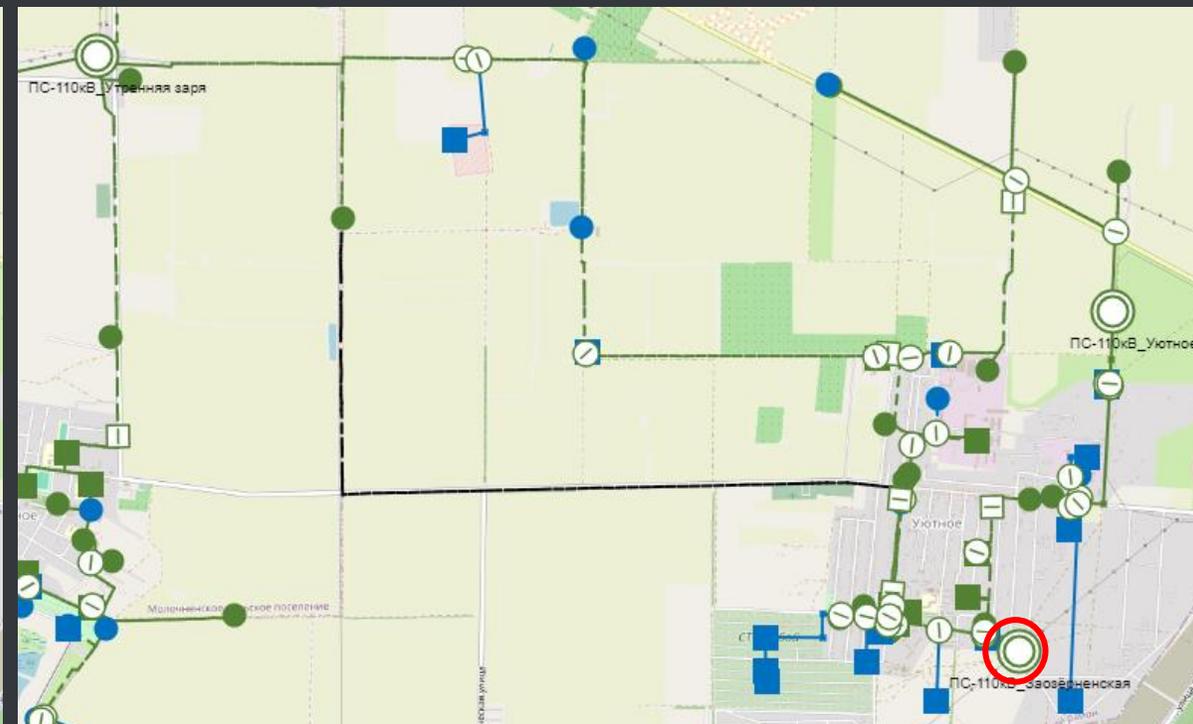
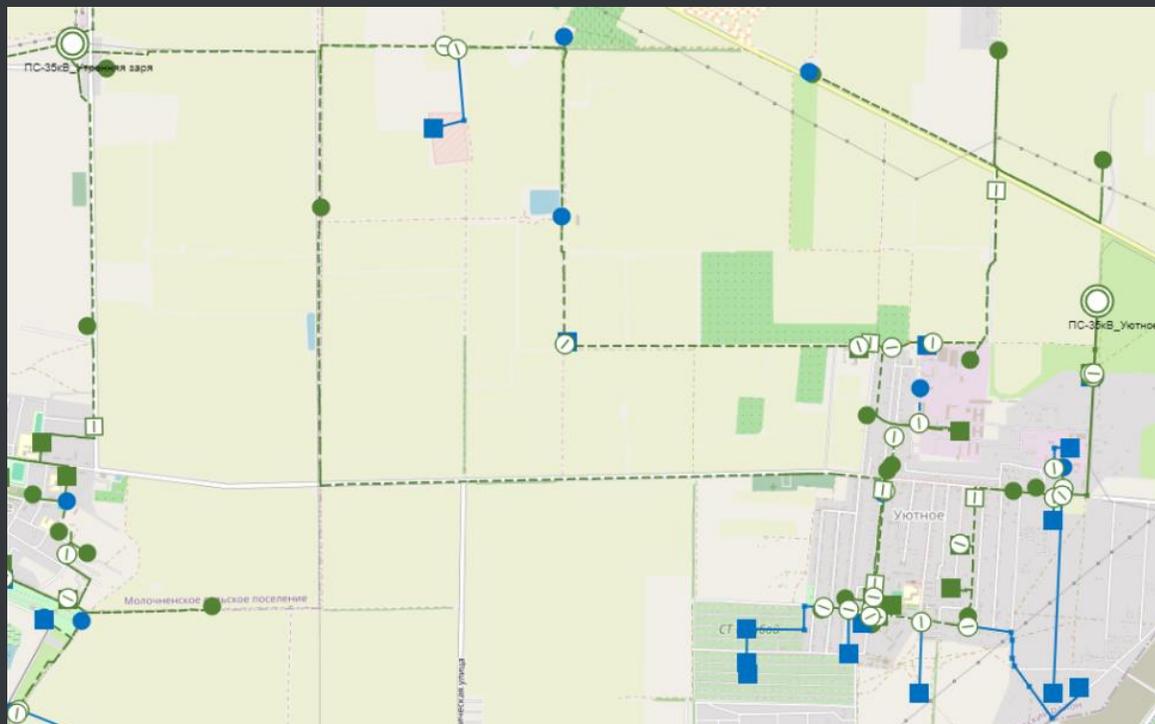
ТРАНСФОРМАЦИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

- Бизнес-процесс Ликвидация аварий – 1 шт.
- Бизнес-процесс Управление аварийностью – 1 шт.
- Бизнес-процесс Управление документацией – 0,5 шт.
- Бизнес-процесс Развитие сети – 0,5 шт. (в части комплексного развития)
- Диспетчерский пункт – 1шт.
- Транспорт ОВБ, РБ – 3 шт.
- Система мотивации персонала



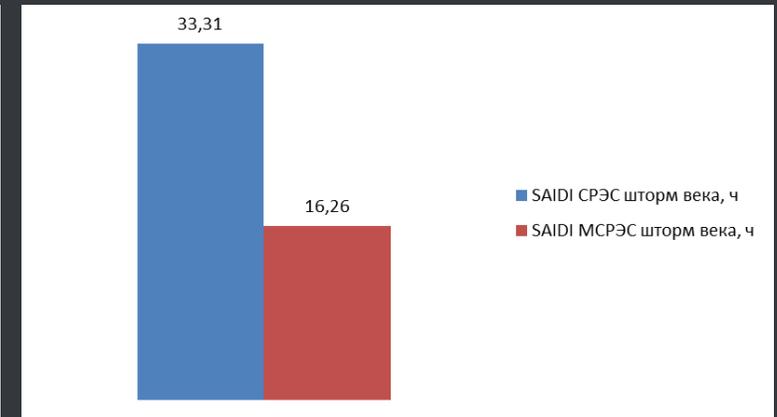
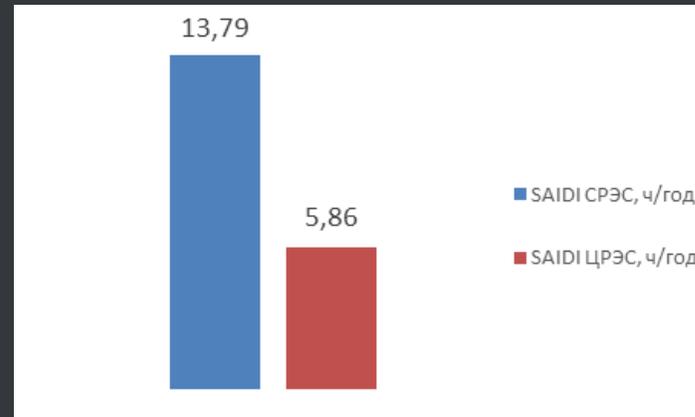
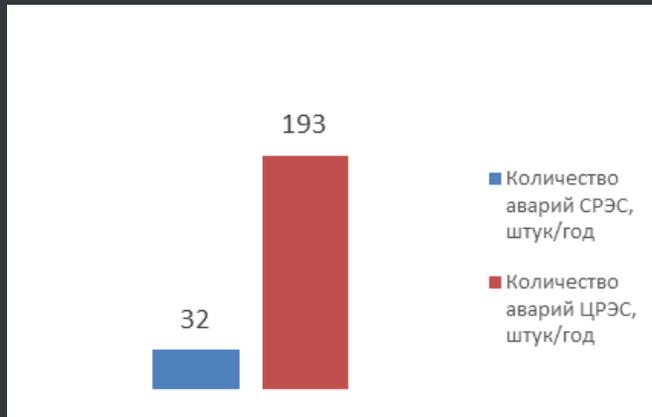
РАЗВИТИЕ СЕТИ

- Увеличение мощности точек трансформации с 2,5 МВА до 4 МВА
- Комплексная модернизация сети в с. Уютное со строительством точки трансформации



РЕЗУЛЬТАТЫ

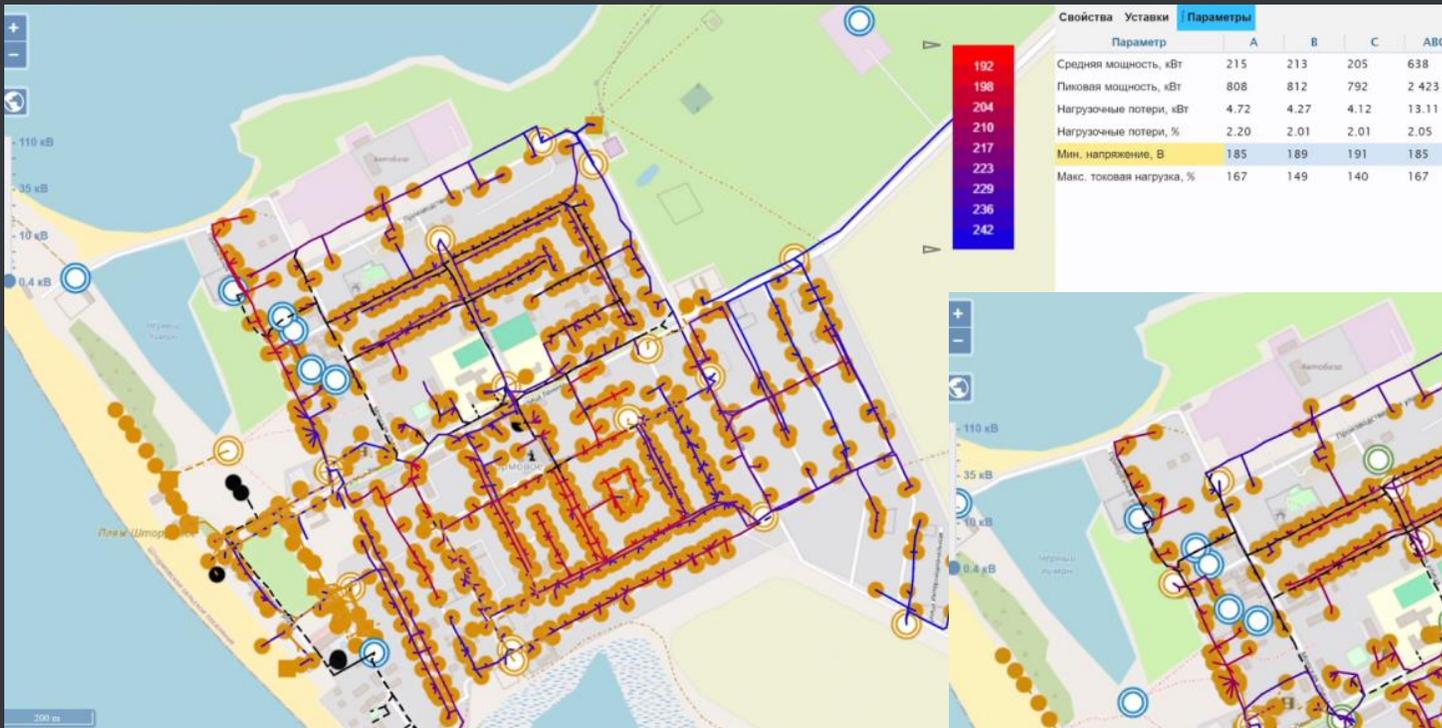
- Успешная апробация технических решений
- Успешная апробация бизнес-процессов, в том числе Ликвидации аварий в условиях экстремальных климатических воздействий
- Снижение SAIDI на 60% (при росте аварийности в 6 раз*)
- Обеспечение качества и доступности электроэнергии по сети 10кВ
- Снижение нагрузочных потерь в сети 10кВ на 56%
- Капитальные затраты – 200 млн. руб. (50% от затрат на модернизацию с применением традиционных подходов)
- Выполнены модельные расчёты, подтверждающие гипотезу о достижении целевых показателей при сохранении тарифа, а также демонстрирующие окупаемость инвестиций за счёт тарифа до 10 лет



* с учётом разных методик сбора аварийной статистики

НАД ЧЕМ РАБОТАЕМ СЕЙЧАС

- Сеть 0,4кВ (пилотная модернизация, процедура ликвидации аварий)



- Внедрение остальных бизнес-процессов для проверки гипотезы об окупаемости на практике
- Апробация подхода на кабельных сетях

05_Экономика

ЭКОНОМИКА ИДЕИ

Чем обусловлена гипотеза*
о достижимости целевых
показателей без
увеличения тарифа на
электрическую энергию?

- **CAPEX** – наличие модели сети, а также другого технологического пакета (компактные центры питания, автокластерная сеть, формальные технологические карты) – позволяет находить принципиально более дешёвые технические решения (**до 50%**).
- **OPEX** – применение необслуживаемых технологий, оптимизация топологии сети (исключение избыточных элементов), автоматизация бизнес-процессов, в сочетании с формальными методиками оценки техсостояния обеспечивает значительную экономию средств (**до 40%**).
- **LOSSES** – оптимизация топологии сети (равномерная загрузка трансформаторной мощности), внедрение в сеть человеконезависимого энергомониторинга с формальным расчётом балансов в модели сети даёт возможность снизить потери до уровня технологических (**около 5%**).
- **FIXED COSTS** – за счёт внедрения цифровой модели сети во все бизнес-процессы компании значительная часть функций бэкофиса может быть выведена на аутсорсинг или оптимизирована, с ростом мотивации для оперативного персонала (**до 50%**).

*На основании модельных расчётов в рамках федеральной экспериментальной площадки.
Сходимость модели определяется на предпроектной стадии.

ЦЕЛЕВЫЕ ФОРМАТЫ ЗАПУСКА ПРОЕКТА

- **Концессия** – передача в управление участка сети (РЭС) в сетевую компанию (от центров питания 110 кВ) с сохранением текущего уровня тарифа.
- **Управление** – заключение соглашения об управлении участком сети (РЭС) компании (от центров питания 110 кВ) без передачи активов с фиксацией эффекта по границам управления.

- **Собственник сети:** Согласовывает целевые показатели.
- **Инвестор проекта:** Обеспечивает трансформацию компании и получает эффект в виде всей экономии*.
- **На выходе:** Инвестор передаёт собственнику прибыльную цифровую компанию с целевыми показателями.

Обязательства инвестора:

- ⬡ Модернизация критически изношенной инфраструктуры распределительной сети (центры питания 35 кВ, линии, коммутационное оборудование 10-35 кВ), включая 100% модернизацию подстанций 10/0,4 кВ.
- ⬡ Создание автокластерной сети оптимальной топологии, позволяющей минимизировать количество отключаемых потребителей и принципиально сократить трудоёмкость ликвидации аварий с учётом перспектив развития.
- ⬡ Внедрение системы поддержки принятия решений (Off-Line и On-Line) на базе структурированной имитационной модели сети и технологических операций (в соответствии со стандартом CIM) – 100% исключение бумажной документации.
- ⬡ Создание организационной модели, команды, системы мотивации, технологий и инструментов, а также пространства (цифровой диспетчерский пункт) для функционирования территориальной сетевой организации нового технологического уклада.

*После подтверждении гипотезы о возвратности инвестиций в рамках экспериментальных площадок

НЕОБХОДИМАЯ ПОДДЕРЖКА

Эффекты:

- **Человек** – доступная, качественная, надёжная электрическая энергия без увеличения тарифа.
- **Отрасль** – эволюционная технологическая трансформация, новые высокотехнологичные рынки, рост условий труда и престижности профессии.
- **Государство** – технологический суверенитет в критически важной отрасли, значительная экономия бюджетных средств, обеспечение территориального развития критически важной инфраструктуры.

Ключевой барьер:

- Текущие организационно-регуляторные и технологические модели сетевых компаний и отраслевые практики не позволяют осуществлять быстрый переход на применение экспериментальных не апробированных моделей.

Запрос на поддержку*:

- Федеральный запуск не менее двух экспериментальных площадок с особым регуляторным статусом (регулирование сетевых организаций, тарифообразование, технические регламенты). Ответственность за результат без лишней бюрократии.

Риски:

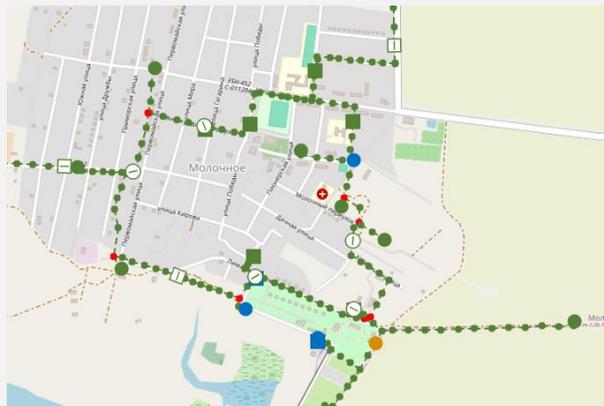
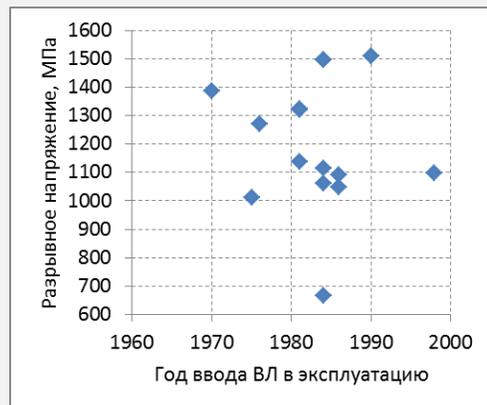
- Реализация эксперимента – в формате частно-государственного партнёрства (концессии).

*В настоящее время готовится к выходу Распоряжение Правительства РФ

06_В завершении

НАУЧНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ

- Исследования зависимостей аварийности элементов от их возраста
- Исследования природы возникновения аварий (обрывов проводов, обрывов шлейфов и др.)
- Анализ реальных параметров сети при различных видах аварий
- Разработка алгоритмов РЗИА, учитывающих реальные параметры сети при авариях
- Разработка методик и устройств для оценки остаточного ресурса оборудования
- Моделирование механических нагрузок на опоры ВЛ
- Разработка СИЗ, повышающих безопасность персонала
- Разработка инструментов, упрощающих выполнение ремонтов
- и др.



СТАНДАРТИЗАЦИЯ

Объекты деятельности

- Информационная модель распределительной сети
- Воздушные линии электропередачи 0,4-110 кВ
- Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ
- Трансформаторные подстанции 35/10 кВ
- Трансформаторные подстанции 110/(35)/10 кВ
- Коммутационное и распределительное оборудование 10-110 кВ
- Транспорт электрической энергии
- Диспетчерское управление
- Бизнес-модель деятельности сетевой компании

Задачи деятельности

- Классификация объектов
- Общие технические требования
- Методики оценки технического состояния
- Нормы технологического проектирования
- Типовые проектные решения
- Методики испытаний
- Информационные модели

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОЕКТЫ

- Сетевой университет Energynet
- Фабрики знаний ENERGINET.LAB
- Курс «Цифровой РЭС»
- Летняя школа «ИНЖИР»
- Музей «МИР ЭЛЕКТРИЧЕСТВА»

Университет:



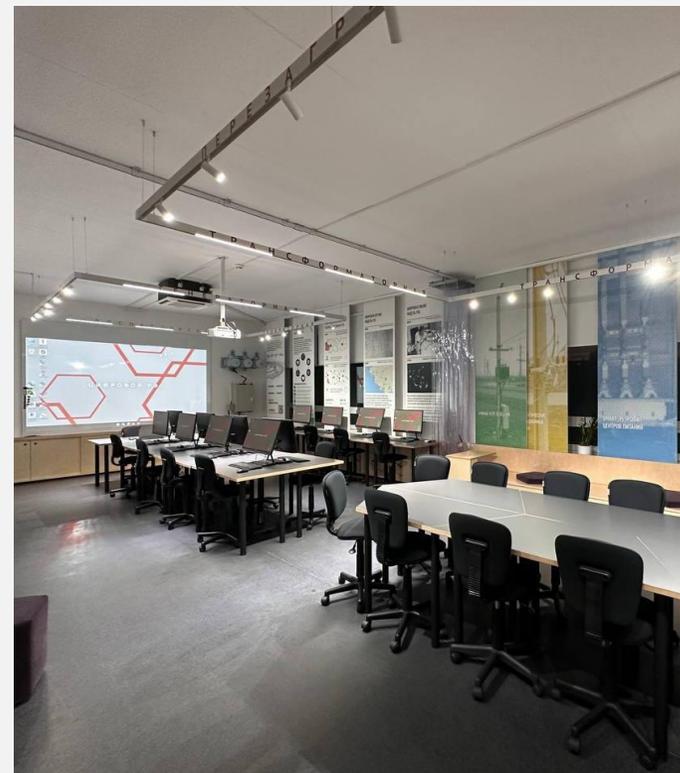
ИНЖИР:



Музей:



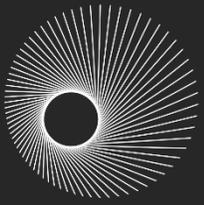
Фабрики знаний:



07_Выводы

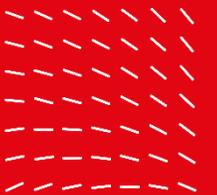
ВЫВОДЫ

- Системное решение накопившихся проблем в распределительном сетевом комплексе невозможно без комплексного подхода к перспективному развитию сети на основе имитационного моделирования.
- Имеющиеся заделы в рамках федеральной экспериментальной площадки подтверждают высокую вероятность сходимости гипотезы о возможности обеспечить лучшие потребительские свойства сети, исключить критически изношенные активы при сохранении тарифа на основе комплексной цифровой трансформации деятельности сетевой компании.
- Для апробации комплексной бизнес-модели и определения границ применения концепции (включающей в себя возможность привлечения частных инвестиций) необходима реализация комплексных экспериментов с учётом снятия имеющихся административных барьеров.



СИЛЬНЫЕ ИДЕИ
ДЛЯ НОВОГО
ВРЕМЕНИ

Спасибо за внимание!



Energynet

Национальная
технологическая
инициатива