

Схемы развития электрических сетей 35 кВ и ниже. Опыт разработки. Эффекты для сетевой компании

Акентьев Иван Анатольевич

**Начальник управления перспективного развития электрических сетей
«Россети Научно-технический центр» (АО «ФИЦ»)**

2023 / 5–6 июля

Москва / Конгресс-центр ЦМТ



VIII Международная
научно-техническая конференция

**«Развитие и повышение надежности
распределительных электрических сетей»**

ОРГАНИЗАТОРЫ



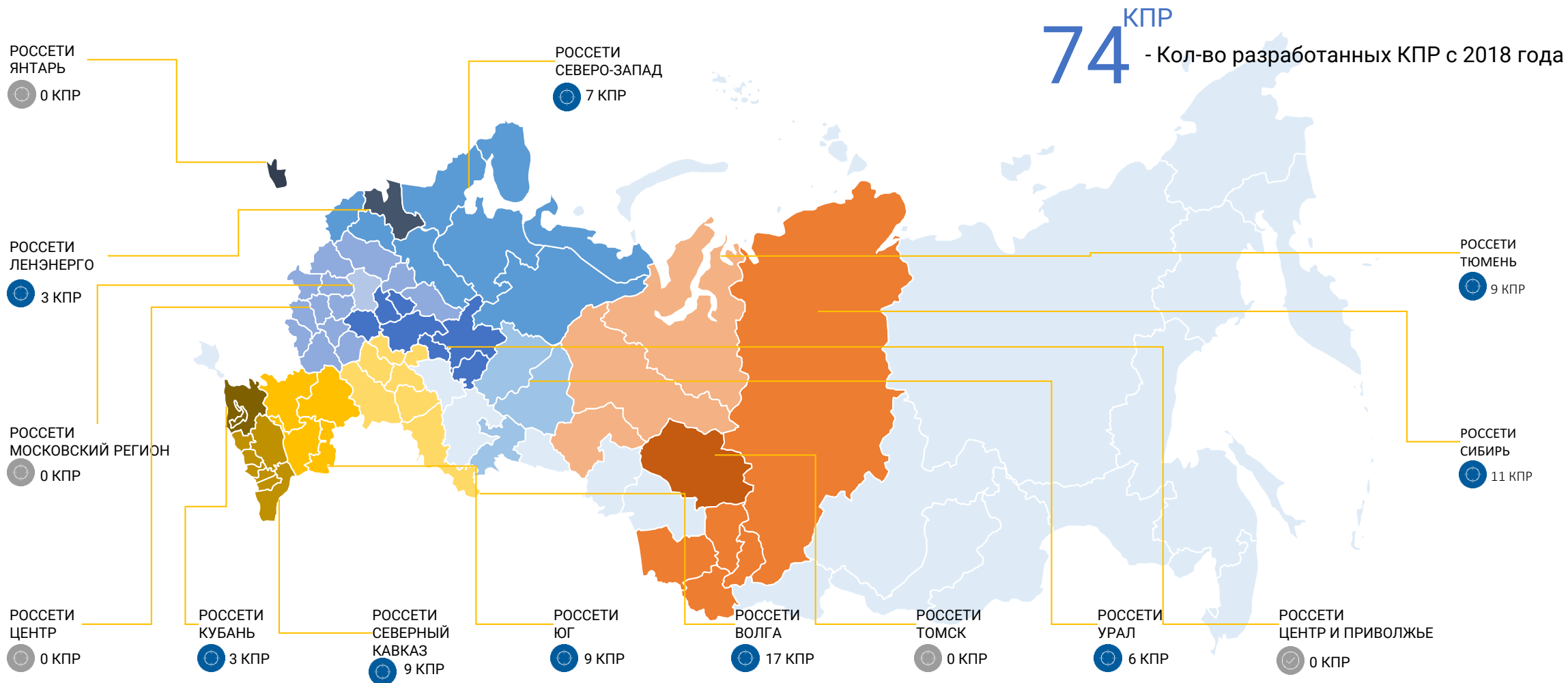
АО «Федеральный испытательный центр»

Научно-технический центр (Акционерное общество «Федеральный испытательный центр») – центр компетенции ГК ПАО «Россети», осуществляет научно-исследовательскую деятельность, разработку программных решений, технических регламентов, национальных и межгосударственных нормативных документов в целях и задачах распределительного электросетевого комплекса.

Направления деятельности

- ✓ Комплексные программы развития электрических сетей;
- ✓ Зарядная инфраструктура для электротранспорта;
- ✓ Цифровые технологии Индустрии 4.0 для электроэнергетики;
- ✓ Цифровые активно-адаптивные сети с распределённой интеллектуальной системой автоматизации и управления;
- ✓ Комплексная автоматизация систем управления в электроэнергетике;
- ✓ Новые технологии и материалы в электроэнергетике;
- ✓ Цифровые подстанции и районы электрических сетей.

География и количественные показатели выполненных КПР 6(10) - 110 кВ АО «ФИЦ» с 2018 года



1. Подход в реализации проектов по сети 6-20 кВ. Создание ИМЭС*

ИМЭС - это точная копия энергосистемы со всем набором параметров и характеристик ее элементов:

- силовые трансформаторы;
- кабельные и воздушные линии электропередач (ЛЭП);
- потребители электрической энергии;
- коммутационная аппаратура;
- устройства релейной защиты и автоматики.

*ИМЭС – имитационная модель электрической сети

1. Подход в реализации проектов по сети 6-20 кВ. Создание ИМЭС



Проблемы в реализации проектов по сети 6-20 кВ:

- затруднительный расчет электрических сетей сложной конфигурации с большим количеством связей;
- достоверность данных по электрическим сетям.

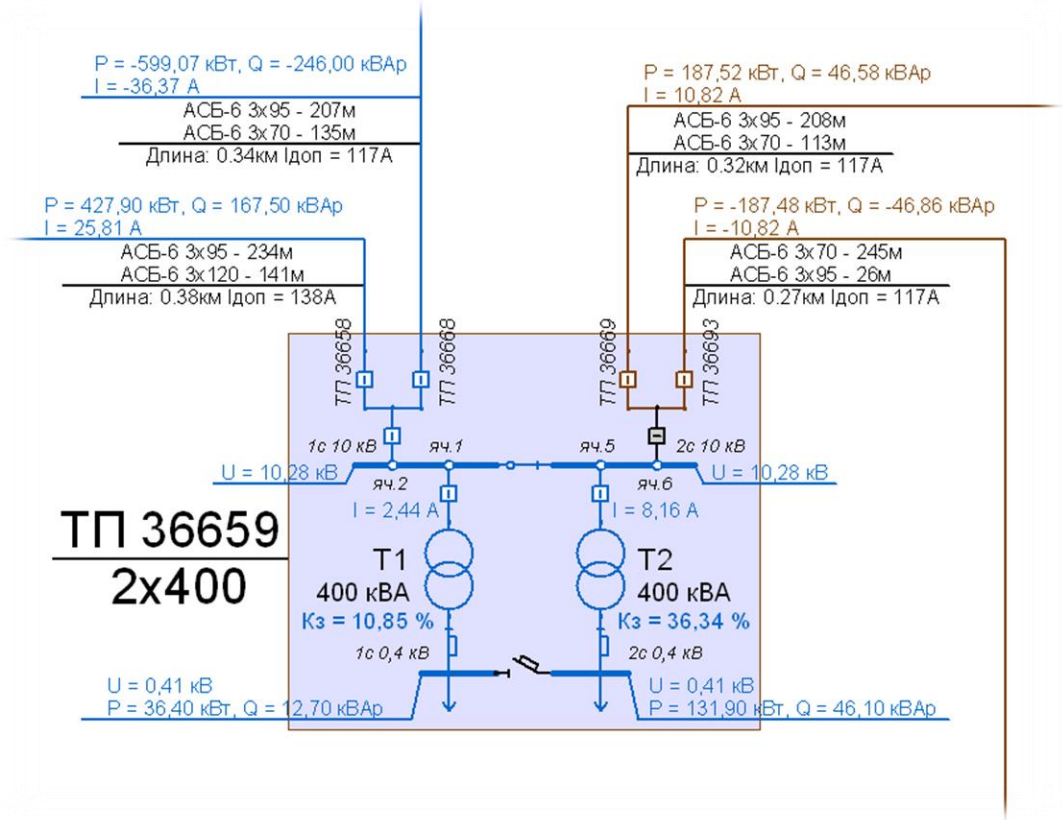


Решение: создание имитационной модели электрических сетей 6-20 кВ в расчетном комплексе

Создание ИМЭС

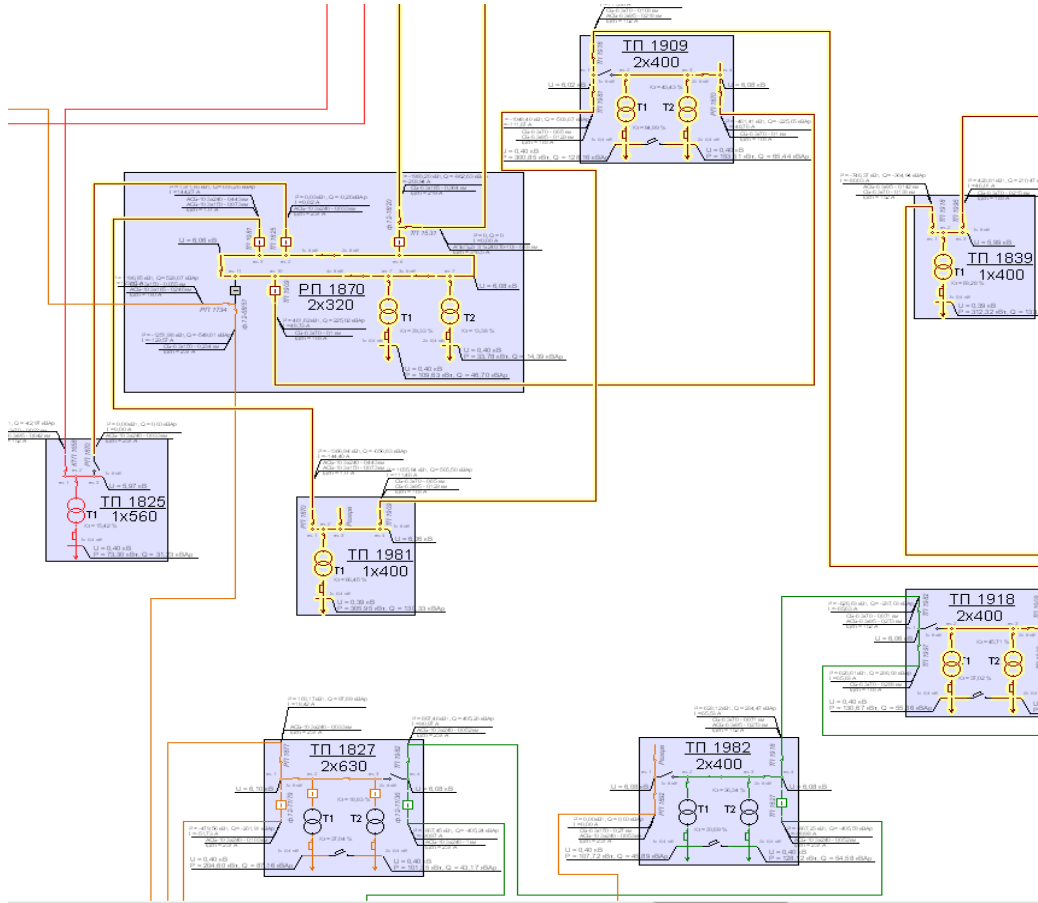
Однолинейная
принципиальная схема
РЭС

Однолинейная
принципиальная схема с
привязкой к местности

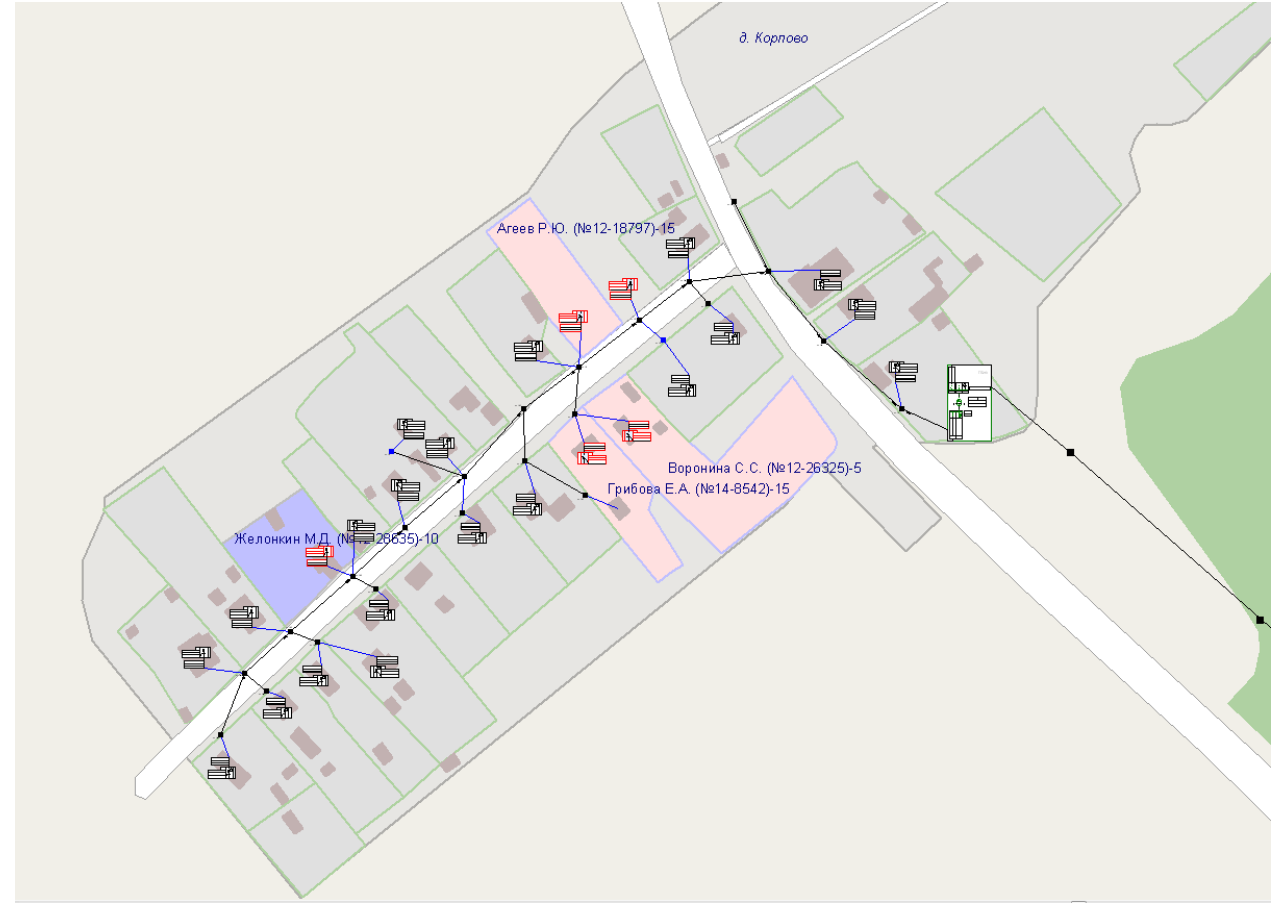


Пример создания расчетной модели электрических сетей от шин 0,4 кВ ТП до секций 6(10) кВ ЦП 35-110 кВ

1. Подход в реализации проектов по сети 6-20 кВ. Создание ИМЭС



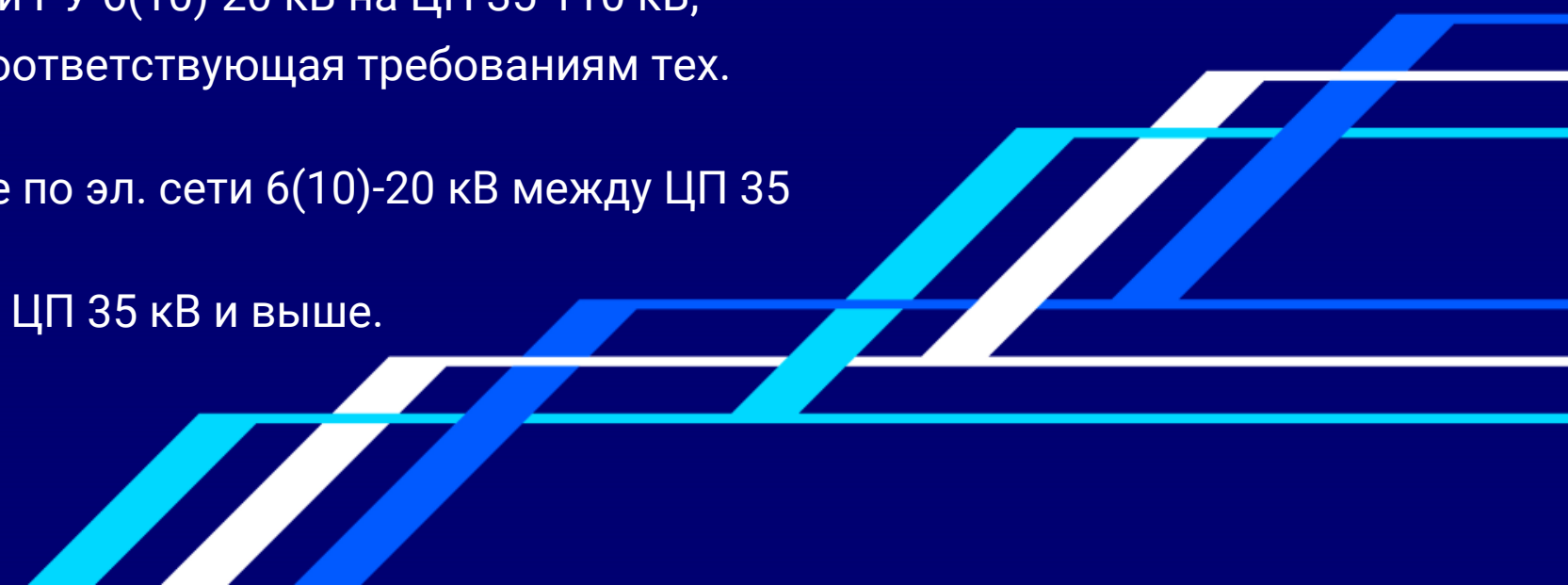
Однолинейная принципиальная схема РЭС



Однолинейная принципиальная схема с привязкой
к местности

2. Анализ существующих электрических сетей 6-20 кВ (на текущий год)

Основные проблемы в распределительной электрической сети

- Закрытые ЦП 35-110 кВ для присоединения новых потребителей;
 - Недостаточная пропускная способность эл. сети в послеаварийных режимах;
 - Неравномерная загрузка секций РУ 6(10)-20 кВ на ЦП 35-110 кВ;
 - Топология сети 6(10)-20 кВ несоответствующая требованиям тех. политики сетевых компаний;
 - Недостаточное резервирование по эл. сети 6(10)-20 кВ между ЦП 35 кВ и выше;
 - Отсутствие резервных ячеек на ЦП 35 кВ и выше.
- 


2. Анализ существующих электрических сетей 6-20 кВ (на текущий год)

1. Сбор исходных данных (однолинейные схемы электрических сетей и сетевых строений 6 (10)-20 кВ, характеристики КЛ, характеристики трансформаторов, данные по РЗиА, данные по потребителям, нагрузки и т.д.)
2. Формирование модели электрической сети 6-20 кВ
3. Тестирование полученной электрической сети: проверка на предмет соответствия требованиям и нормам
4. Получение результатов расчетов с выделением отклонений параметров от нормативных значений и формирование перечня проблемных мест
5. Разработка мероприятий для введения схемы в область допустимых значений

3. Анализ перспективной электрической сети 6(10)-20 кВ (на 5-20 лет)

3.1. ИМЭС с учетом действующих договоров на ТП и ремонтных программ (на 5 лет);

3.2. ИМЭС с учетом заявок на ТП, утвержденных ППТ и планов Администраций районов (на 20 лет)



3.1 Анализ перспективной сети с учетом заключенных действующих договоров и ремонтных программ (на 5 лет)

1. Формирование модели перспективной электрической сети с учетом заключенных действующих договоров и ремонтных программ.

2. Тестирование электрической сети

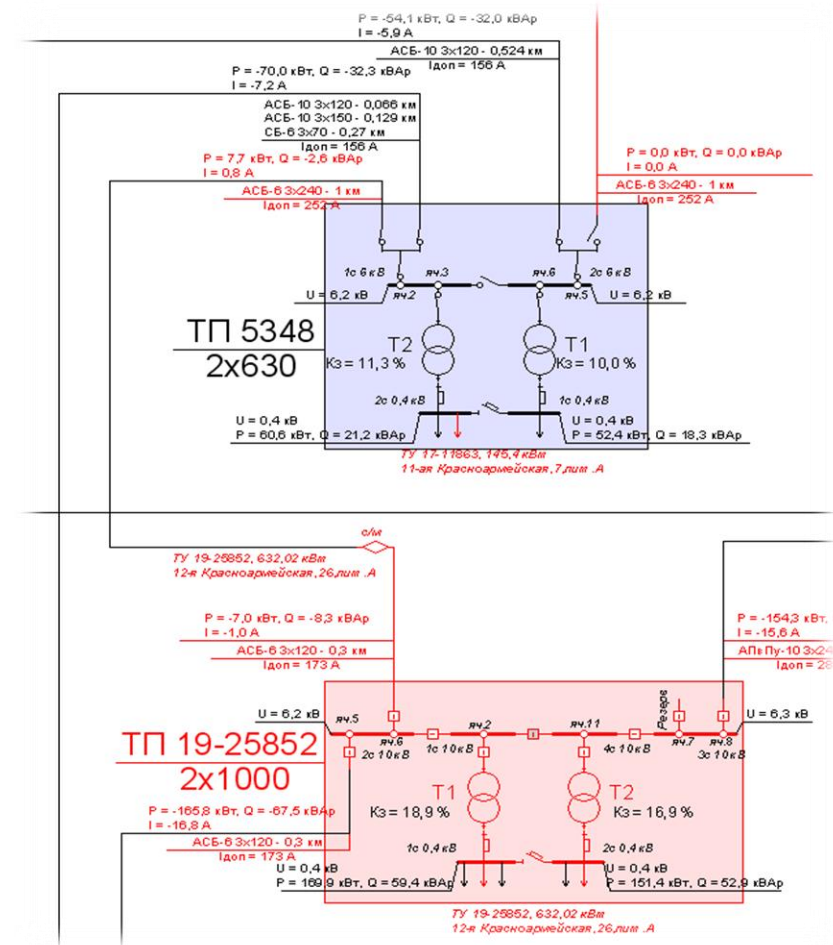
3. Проверка обеспечения категорий надежности электроснабжения Потребителей

(В том числе, в режимах полного погашения ЦП 35 кВ и выше)

4. Анализ технических решений по заключенным договорам ТП

5. Анализ технических решений ремонтной программы

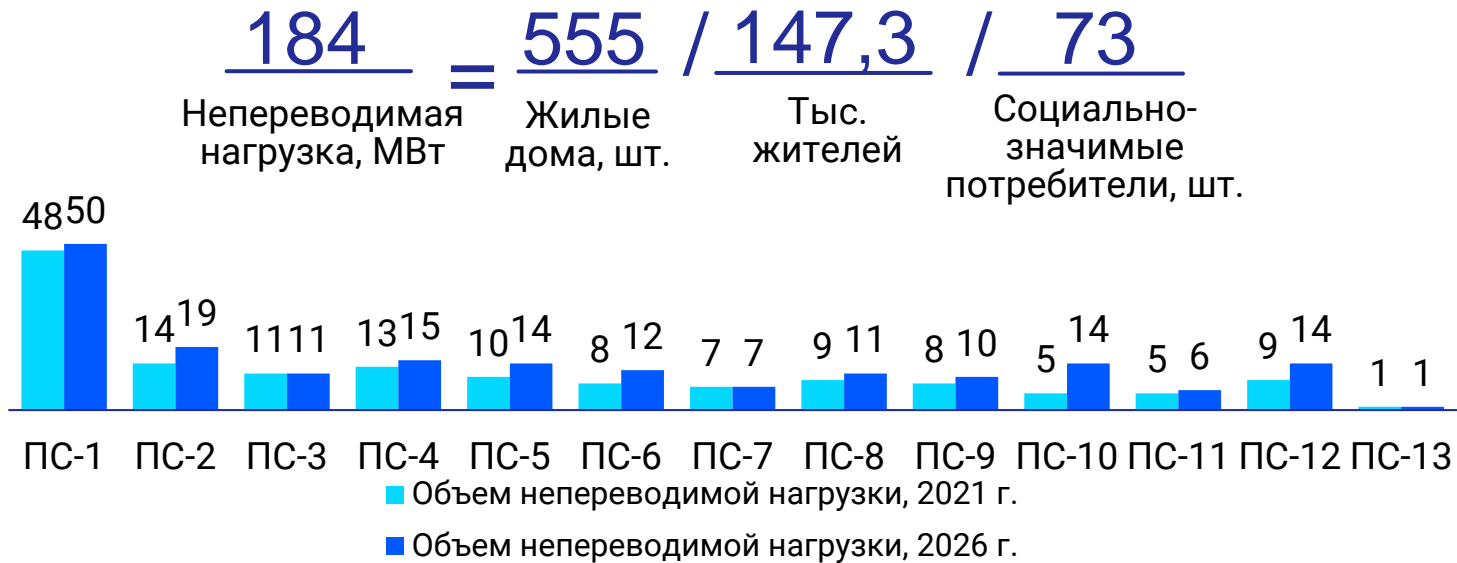
6. Разработка мероприятий по развитию и оптимизации сети



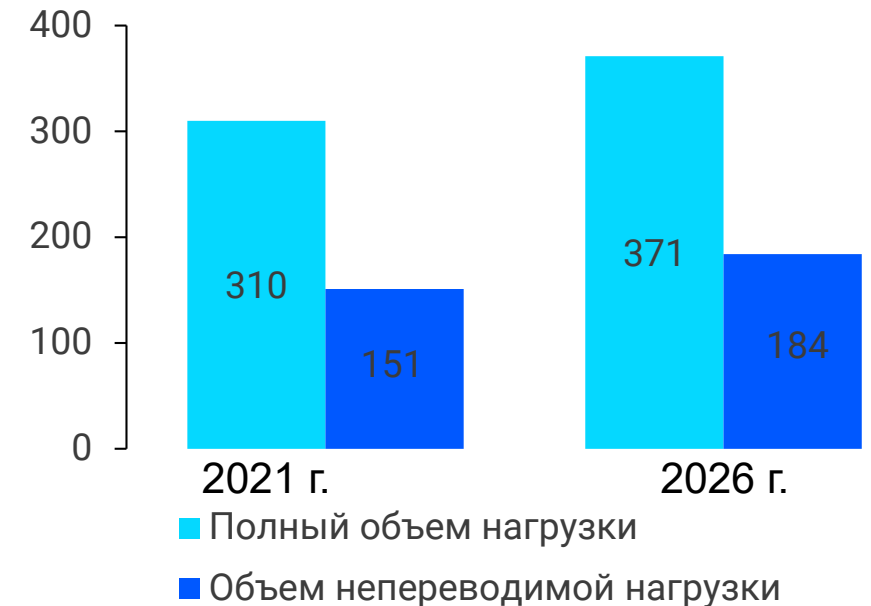
Пример создания перспективной расчетной модели электрических сетей с учетом заключенных договоров

Пример 1. Объем непереводимой нагрузки при полном погашении ЦП 35 кВ и выше в РЭС-1

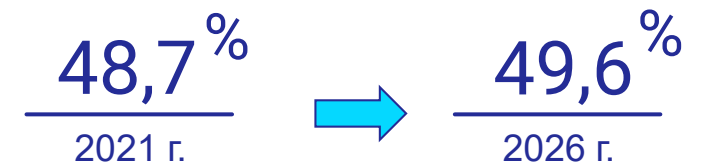
РЭС-1, МВт



РЭС-1, МВт

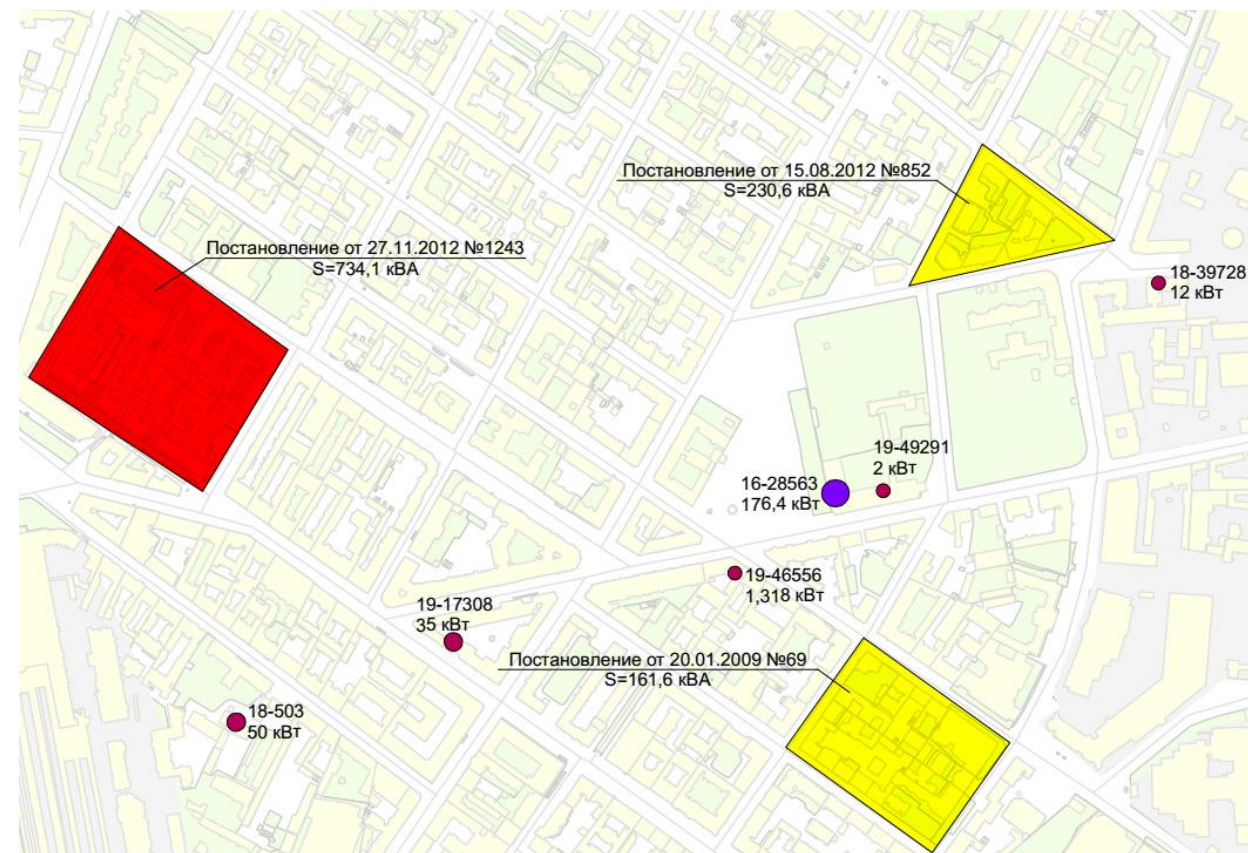


По результатам расчета послеаварийных режимов «Полное погашение ЦП 35-110 кВ» объем непереводимой нагрузки в РЭС-1 к 2026 году составит 184 МВт, также отключенными останутся 555 жилых домов, 147,3 тыс. жителей и 73 социально-значимых Абонентов (Театр, Отель, Торговая компания, БДТ, Военская часть, Психоневрологический диспансер, Арбитражный суд, МВД, больница, Здание вокзала, Военный Госпиталь, роддом, Консульство, правительство, гимназия, 2 котельные, детская больница и др.)



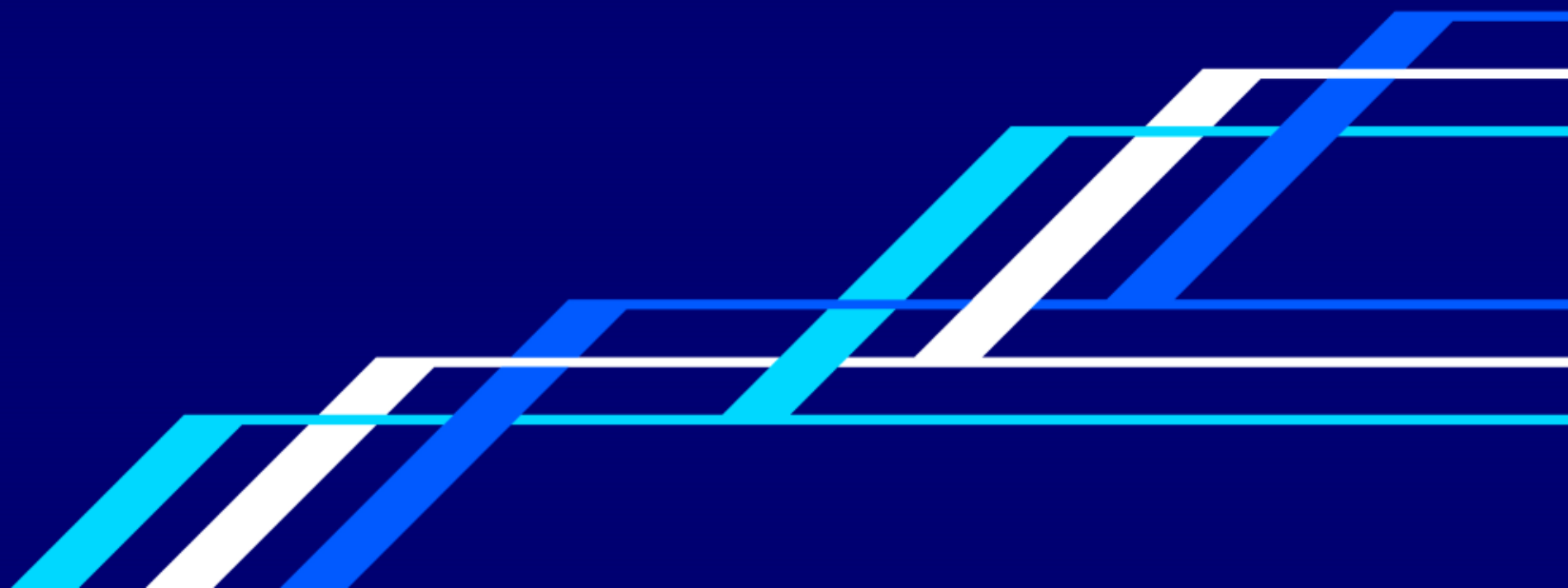
3.2. Анализ перспективной сети с учетом заявок, ППТ и планов администраций районов (на 20 лет)

1. Формирование модели электрической сети 6-20 кВ с учетом заявок, ППТ и планов администраций районов
2. Получение результатов расчетов с выделением отклонений параметров от нормативным значений и формирование перечня проблемных мест
3. Анализ полученных результатов
4. Предложения мероприятий по развитию и оптимизации сети на 20 лет



Пример карты набора мощности с нанесением ППТ и заявок

4. Эффекты и Выводы



2. Эффекты. Разработка схем развития электрических сетей 35 кВ и ниже

ПОКАЗАТЕЛИ

	РЭС		
	без Мероприятий	с Мероприятиями	Δ
1. Объем неперевожимой нагрузки	153 МВА / 48 %	6 МВА / 2 %	↓-147 МВА / -46 %
2. SAIDI / SAIFI	0,0238 / 0,0319	0,0183 / 0,0245	↓-23% / -23%
3. Сущ. Инвест. И Ремонт. программы, млрд. руб. с НДС, 20%	-	-	-
4. Стоимость мероприятий, млрд. руб. с НДС, 20%	-	1,6	↑1,6
5. Свободная мощность на ЦП 35-110 кВ	277,2 МВА	450,9 МВА	↑+173,8 МВА
6. Выручка от «плата за присоединение»*, млрд. руб. с НДС, 20%	12,37	20,13	↑+7,76
7. Выручка от «передача электроэнергии»** , млрд. руб. с НДС, 20%	-	-	↑+4,09 (в год)
8. Экономия затрат на реконструкцию центров питания в будущих периодах, млрд. руб. с НДС 20%	0,3	0	↓0,3

-1,6 млрд. руб. с НДС, 20%

Включение мероприятий для реализации программы

+7,76 млрд. руб. с НДС, 20%

Увеличение свободной мощности на ЦП 35-110 кВ на 174 МВА

+4,09 млрд. руб. с НДС, 20%

Увеличение объема передачи электроэнергии по сети 6(10) кВ

Создание высокоэффективного резервирования по сети 6(10) кВ в РЭС позволит обеспечить надежное и бесперебойное электроснабжение потребителей, обеспечит свободной мощностью для присоединения новых Заявителей, а также исключит выполнение работ в сети высокого напряжения 35-110 кВ.

* - расчет выполнен для ТП крупной жилой застройки на напряжении 0,4 кВ со средней стоимостью ТП – 47 500 руб./кВт;

** - расчет выполнен при средней стоимости передачи электроэнергии, соответствующей тарифу по 2 полугодю 2022 года на напряжении 6(10) кВ, и при значении числа часов использования максимума нагрузки в год, равным 6355 ч/год согласно приказа Министерства энергетики РФ от 28 февраля 2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022 - 2028 годы».

2. Выводы. Разработка схем развития электрических сетей 35 кВ и ниже.

- ✓ Формирование программы развития распределительной сети в краткосрочной и долгосрочной перспективе (5 – 20 лет);
- ✓ Обоснование мероприятий по ремонту и строительству сетей (расчет режимов, разработка ТЭО);
- ✓ Оптимизация сетей 6-20 кВ
(повышение надежности, повышение наблюдаемости сети, исключение задвоения работ);
- ✓ Увеличение доступной для технологического присоединения мощности на ЦП 35-110 кВ в нормальном режиме до +30% от номинальной мощности центра питания в режиме «N-1», в результате появления возможности перевода нагрузки в автоматическом режиме на другие ЦП;
- ✓ Повышение инвестиционной привлекательности сетевой компании.

Спасибо за внимание!

