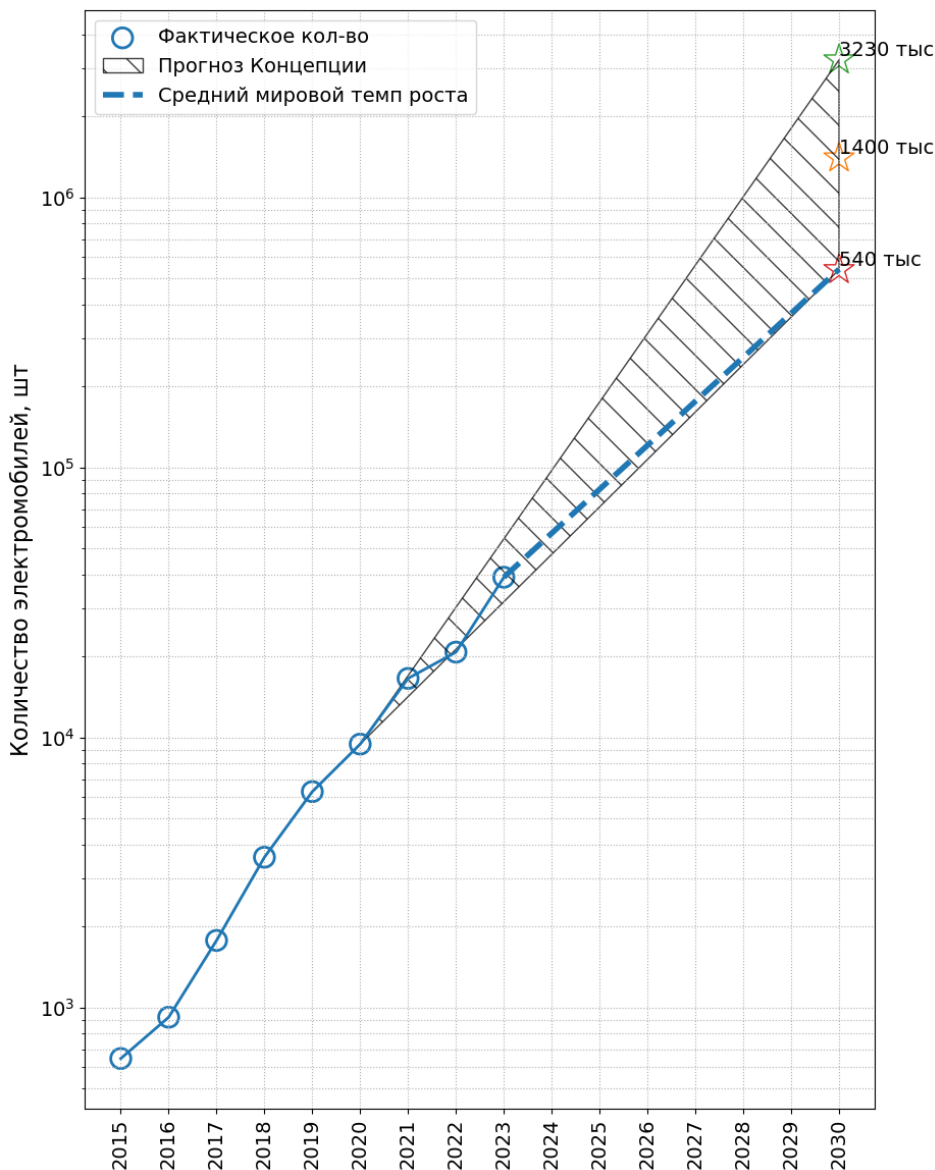




Комплексный подход к проектированию развития инфраструктуры заряда электротранспорта

- **Воронин Вячеслав Андреевич**,
к.т.н., старший научный сотрудник НИЛ ЦТПМСК ФГБОУ ВО «КузГТУ»
- **Непша Федор Сергеевич**,
к.т.н., ведущий специалист ООО «РТСофт-СГ»,
старший научный сотрудник НИЛ ЦТП МСК КузГТУ,
доцент РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Прогноз развития рынка электротранспорта



Сценарии развития рынка легкового электротранспорта Российской Федерации до 2030 года согласно Концепции*:

□ **Ускоренного развития** — средний годовой темп роста 179,22 %.

□ **Сбалансированный** — средний годовой темп роста 164,85 %

□ **Инерционного развития** — средний годовой темп роста 149,87 %.

Средний мировой годовой темп роста **145,51 %** (2010-2022 гг.)

* Концепция по развитию производства и использования электрического автомобильного транспорта в Российской Федерации на период до 2030 года

Обзор методов планирования развития зарядной инфраструктуры

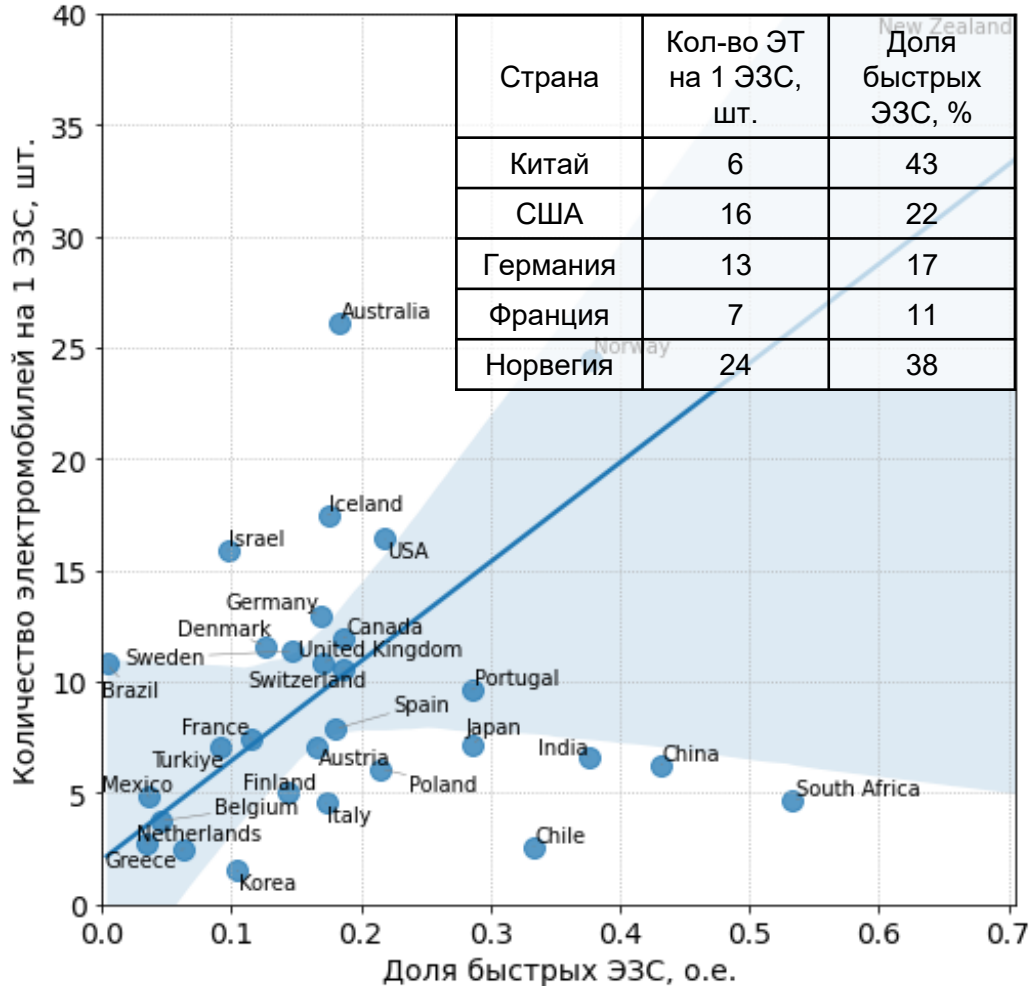
1) Нормативные модели

- 1 ЭЗС на 10 электромобилей;
- 1 ЭЗС на 100 км трассы.
- 1 ЭЗС на 0,15 парковочных мест.
- 1 ЭЗС на 4 км².
- соотношение быстрые / медленные ЭЗС – 40 / 60 %.

2) Модель энергобаланса

кол-во ЭЗС = (суммарная потребность в заряде парка ЭТ, кВт·ч) / [(мощность ЭЗС, кВт) x 24 x (коэф. загрузки)]

3) Анализ мирового опыта



Комплексный подход к проектированию развития зарядной инфраструктуры

Этап 1

Анализ и моделирование

- Анализ развития зарядной инфраструктуры
- Моделирование поведения владельцев ЭТ
- Учет особенностей геоинформационного пространства
- Выбор предпочтительных районов размещения ЭЗС

Этап 2

Выбор архитектуры и оценка стоимости ТП

- Оценка загруженности центров питания
- Оценка стоимости технологического присоединения
- Выбор архитектуры зарядного хаба (DC-DC, интеграция СНЭЭ и ВИЭ)

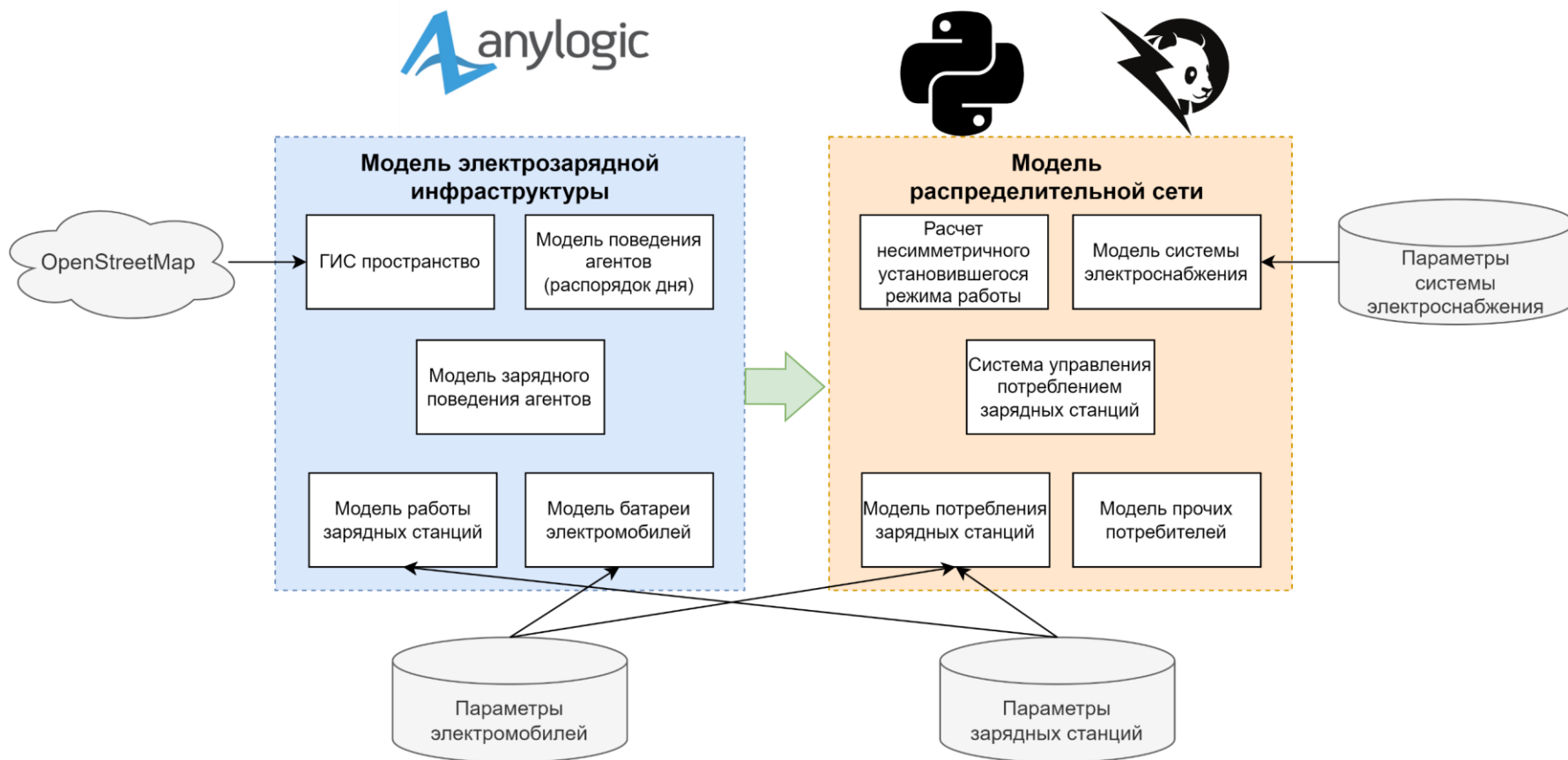
Этап 3

Управление

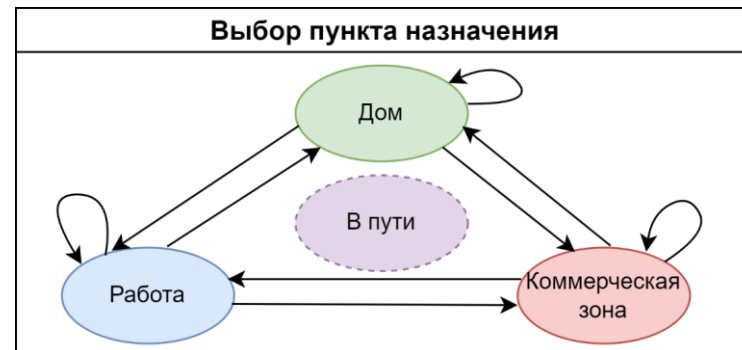
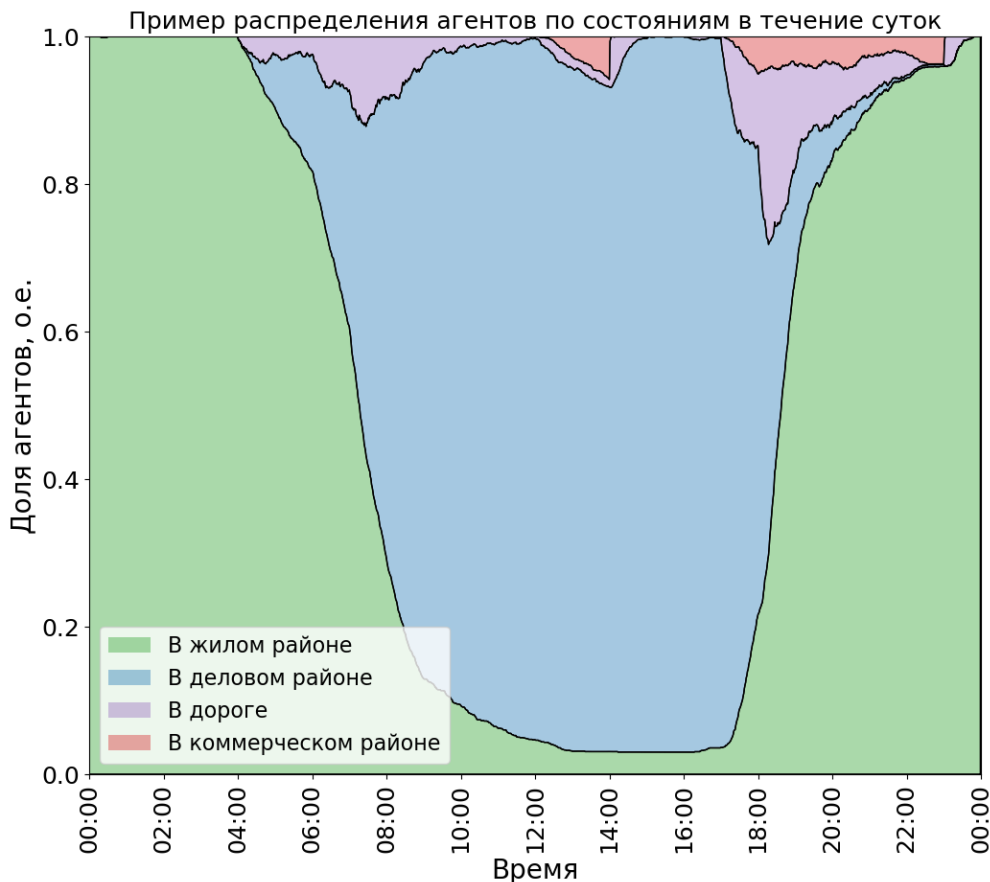
- Реализация энергоэффективного управления с учетом ограничений по максимальной мощности
 - Кейс 1. Пригородная сеть (Volt-Var регулирование, отложенный заряд)
 - Кейс 2. Подземный паркинг (Volt-Var регулирование, отложенный заряд)
 - Кейс 3. Оптимизация тарифов на заряд ЭТ (тарифные механизмы)
- Разработка системы управления гибридного электротехнического комплекса (СНЭЭ + ВИЭ + сеть + ЭЗС)

1

Комплексная имитационная модель электрозарядной инфраструктуры



1 Моделирование поведения владельцев электромобилей

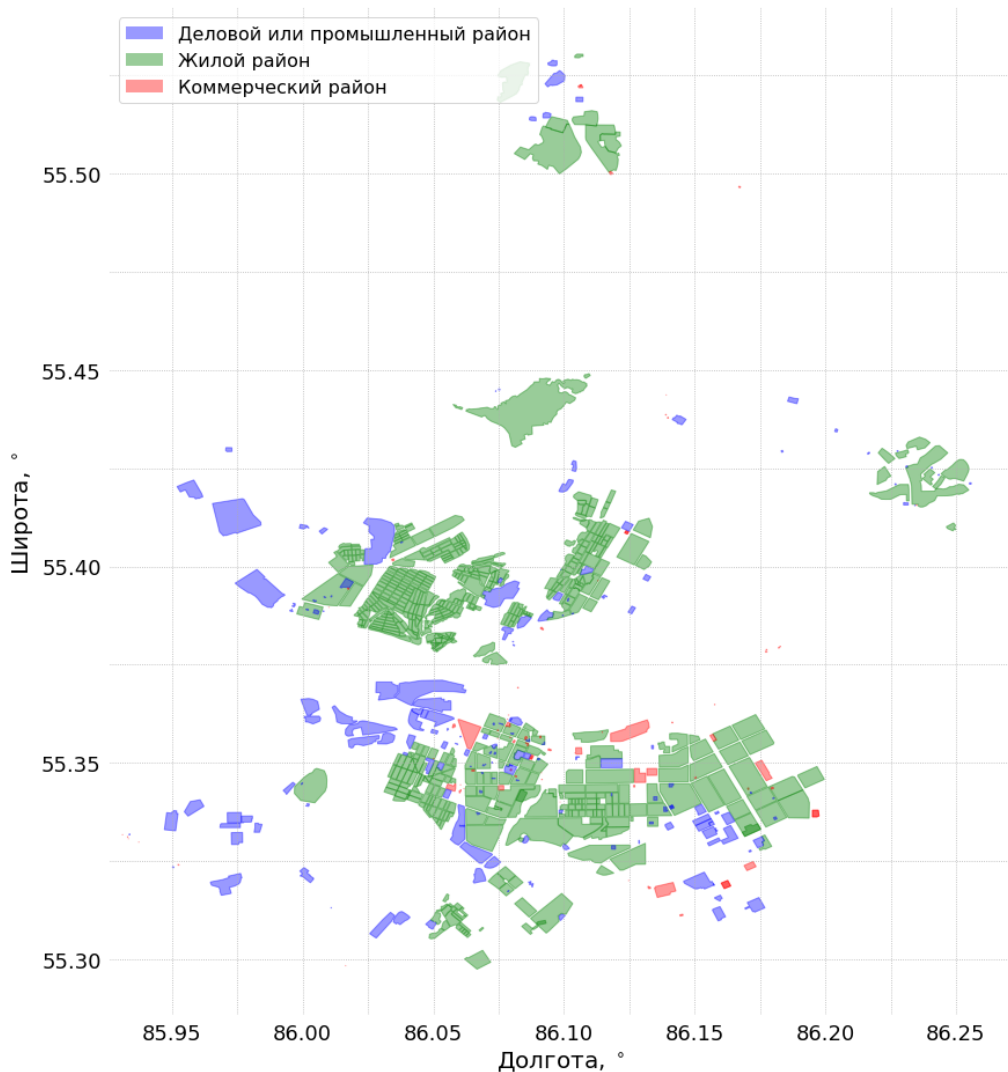


Интенсивности переходов агентов-электромобилей между состояниями зависят от времени суток.

Полученная диаграмма соответствует результатам опубликованных исследований¹.

¹ Li, B., Chen, M., Kammen, D.M., Kang, W., Qian, X., Zhang, L., 2022. Energy Reports, 2021 The 8th International Conference on Power and Energy Systems Engineering 8, 26–35.

Формирование ГИС пространства



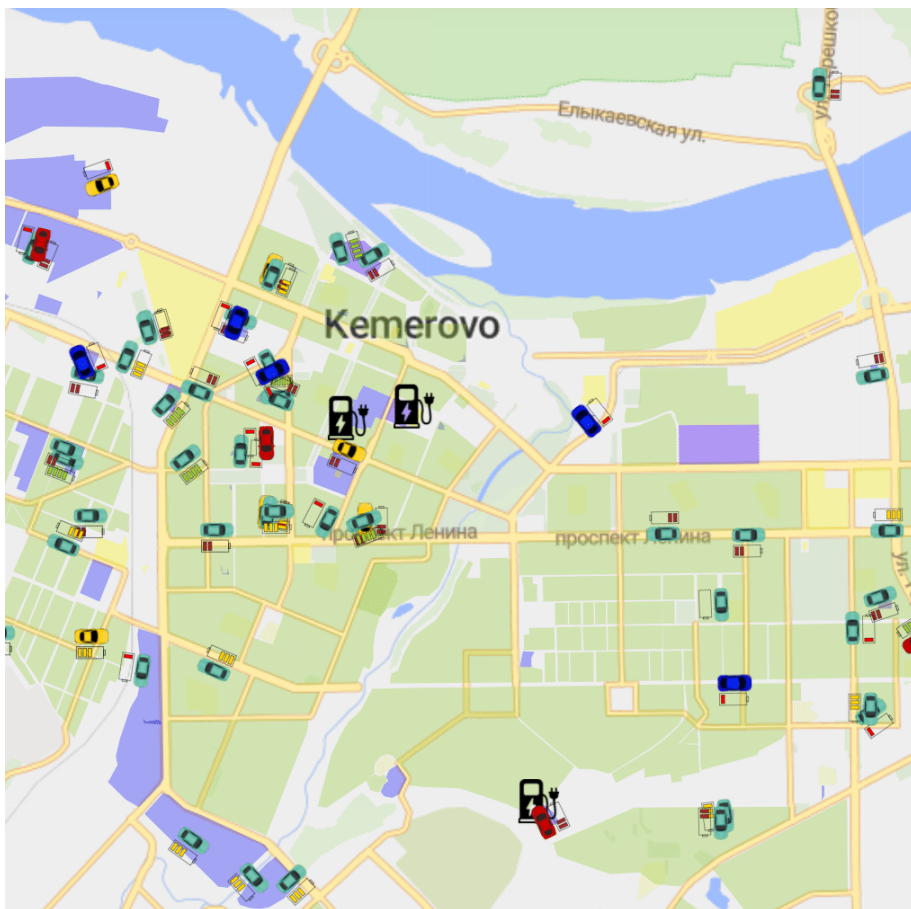
ГИС пространство г. Кемерово

ГИС пространство включает в себя дорожную сеть города и районы трех типов:

- **Деловой район** – длительная стоянка в дневное время (офисы, бизнес-центры, учебные заведения и пр.);
- **Коммерческий район** – кратковременная стоянка в дневные и вечерние часы (торговые центры, фитнес-клубы, кафе/рестораны и пр.);
- **Жилой район** – длительная стоянка в вечерние и ночные часы (жилые дома).

1

Пример имитационной модели для г. Кемерово

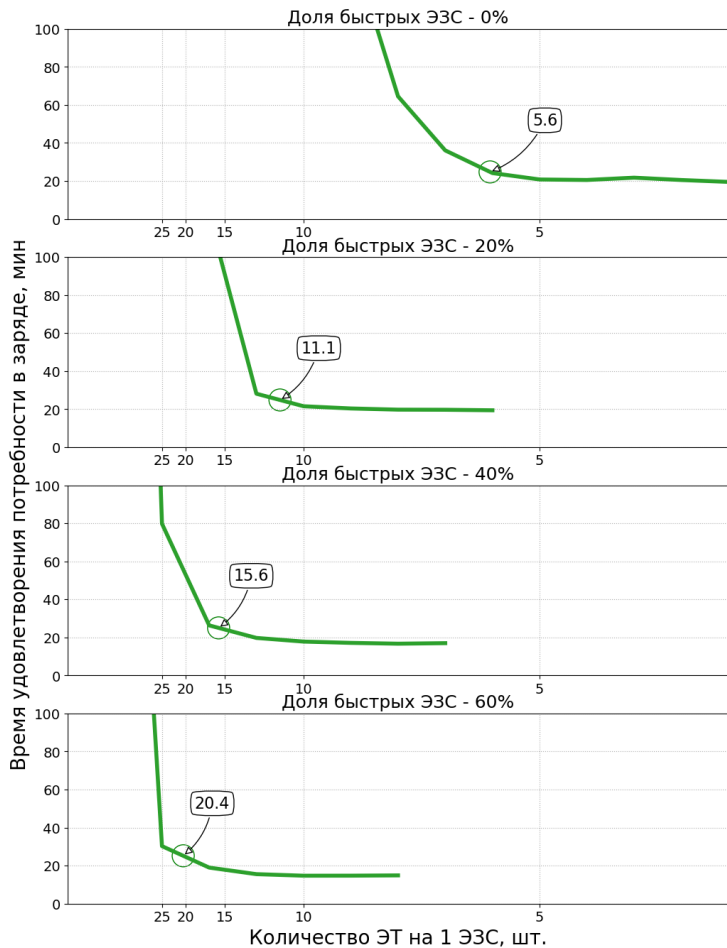


Демонстрационная версия
имитационной модели
электрозарядной
инфраструктуры г. Кемерово:



<https://cloud.anylogic.com/model/8ccf2060-0016-4718-ac57-ef1d344f2024?mode=SETTINGS>

Пример определения квот для г. Кемерово

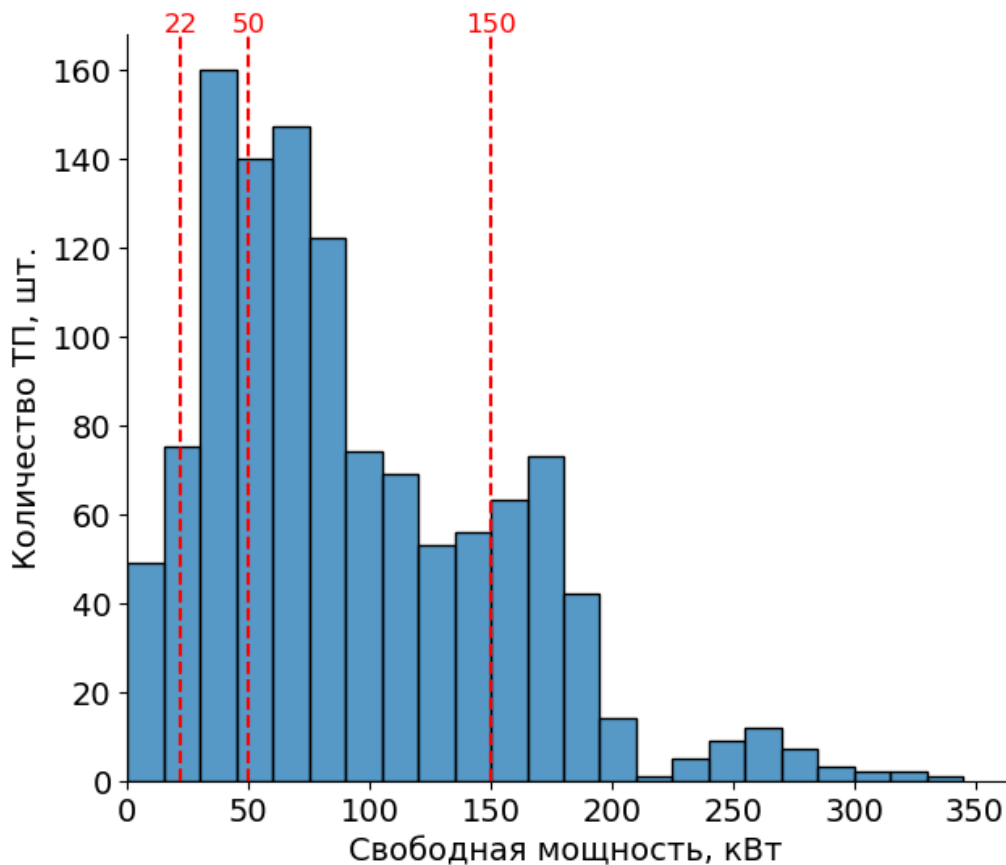


Время удовлетворения потребности в заряде ($T_{уд.зар.}$) – это промежуток времени между возникновением потребности в заряде и подключением ЭТ к ЭЭС.

- Чем больше число ЭЭС, тем меньше $T_{уд.зар.}$
- Минимальный уровень $T_{уд.зар.}$ соответствует среднему времени перемещения агента до ближайшей ЭЭС.
- Переход характеристики к минимальному уровню $T_{уд.зар.}$ соответствует точке насыщения парка ЭЭС в городе.

2 Анализ резервов мощности

Гистограмма свободной мощности для тех. прис. в Кемеровской городской сети



Трансформаторная мощность, свободная для технологического присоединения по ТП 6(10) кВ:

- 7% ТП менее 22 кВт;
- 28% ТП менее 50 кВт;
- 80% ТП менее 150 кВт.

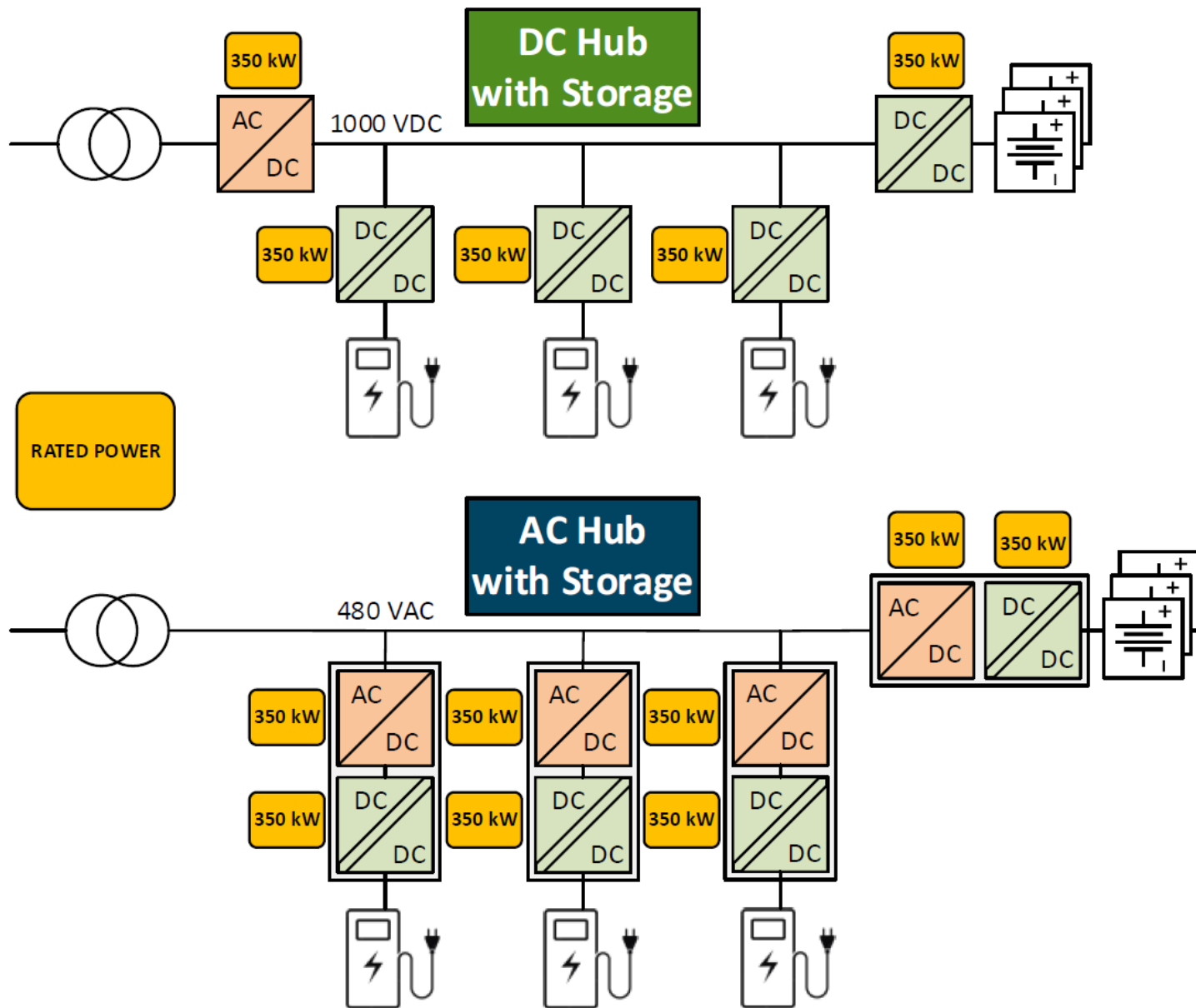
Примерная стоимость тех. прис. ЭЭС 150 кВт*:

- 680 тыс. - при наличии свободной мощности;
- 2751 тыс. - при новом строительстве.

* расчет на примере Кемеровской области

2

Архитектура построения зарядных хабов



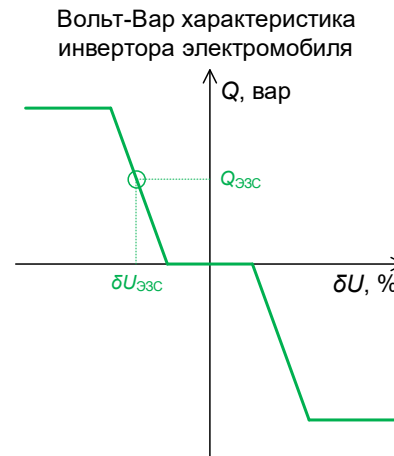
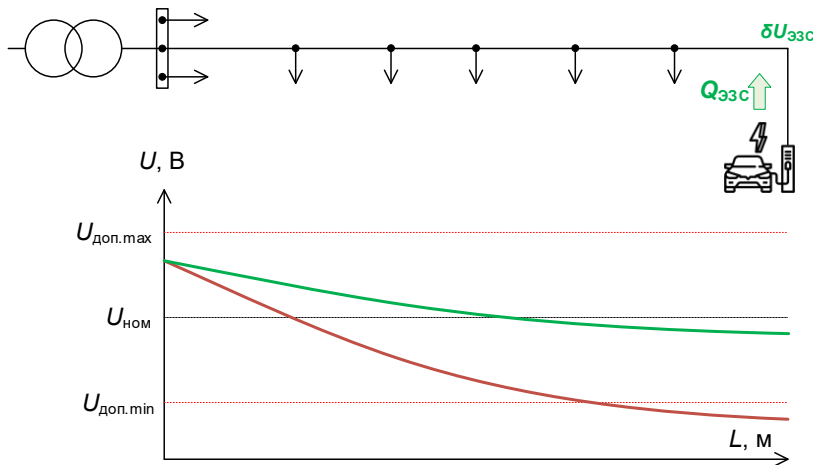
Кейс 1: Домашние зарядные станции в пригородной сети

Проблемы

- Перегрузка сети в часы максимума нагрузки.
- Недопустимые отклонения напряжения.
- Зарядные станции в разных точках электрической сети и находятся в частной собственности.

Решение

- Смещение заряда на ночные часы («Отложенный заряд»).
- Локальное управление зарядом ЭЗС («Вольт-Вар регулирование»).



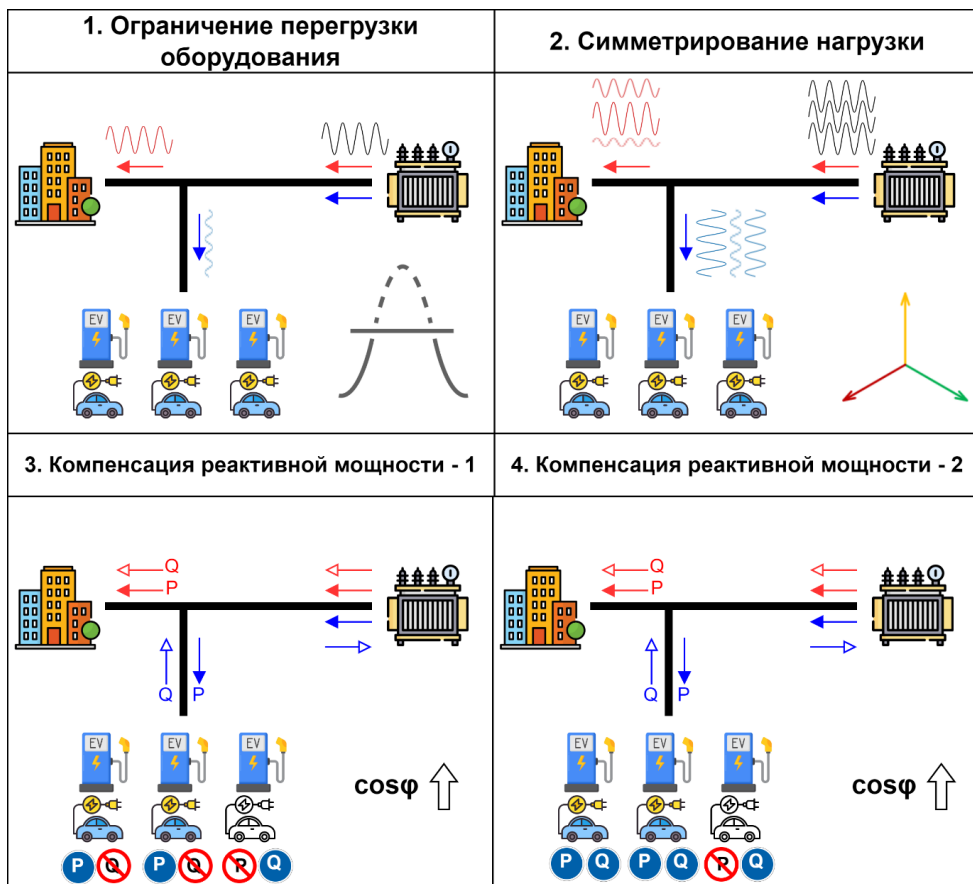
Согласно **IEEE 1547-2018** интеллектуальные инверторы распределенных энергетических ресурсов должны иметь возможность участвовать в регулировании напряжения.

Кейс 1: Домашние зарядные станции в пригородной сети



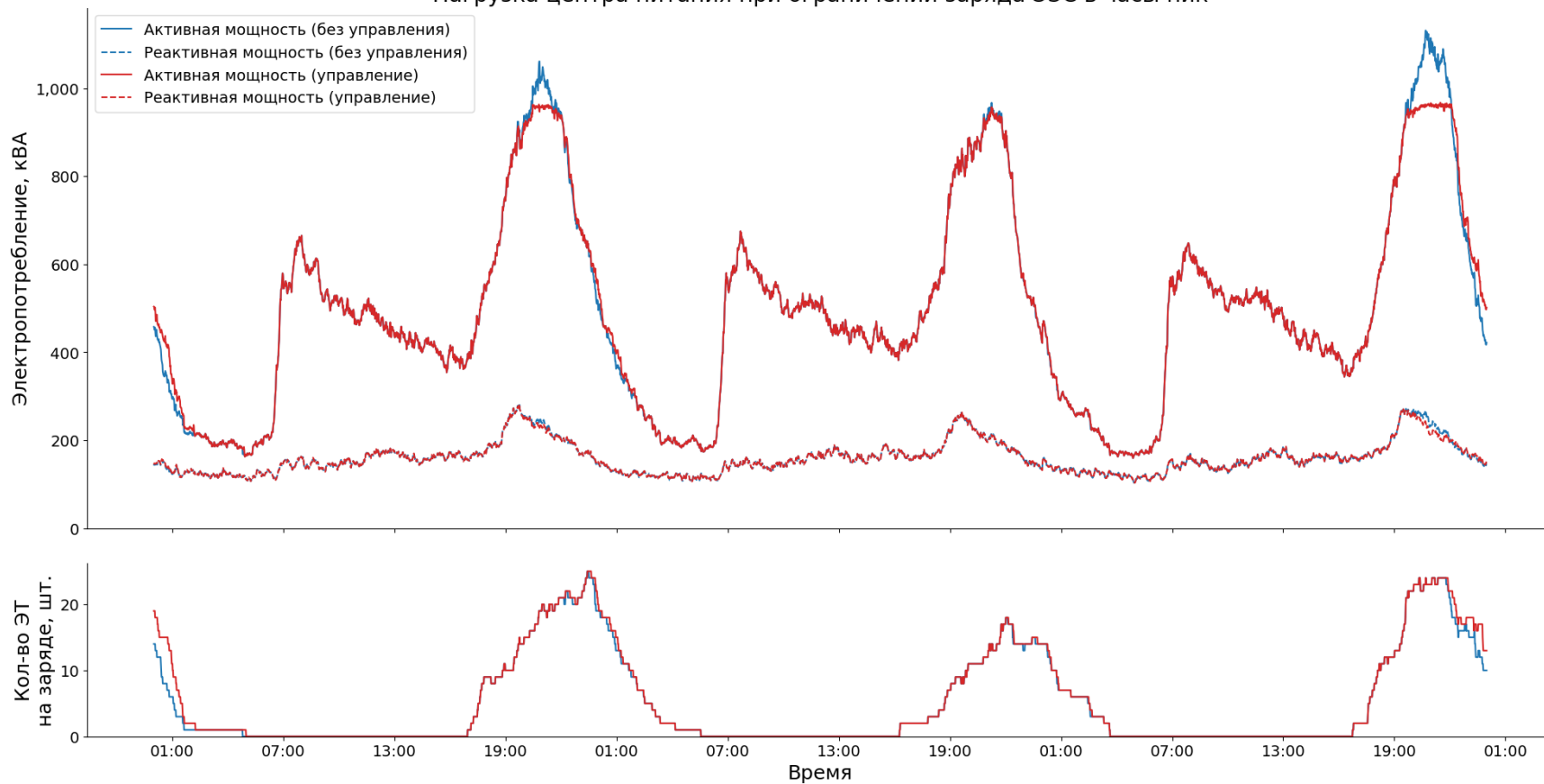
- Отложенный заряд недостаточно эффективно решает проблему отклонений напряжения.
- Вольт-Вар регулирование напряжения (характеристика В) существенно снижает длительность отклонений напряжения ниже -5% у наиболее удаленного потребителя.
- Средний недозаряд батарей электромобилей при использовании Вольт-Вар регулирования – 1,29%, при отложенном заряде – 8%.

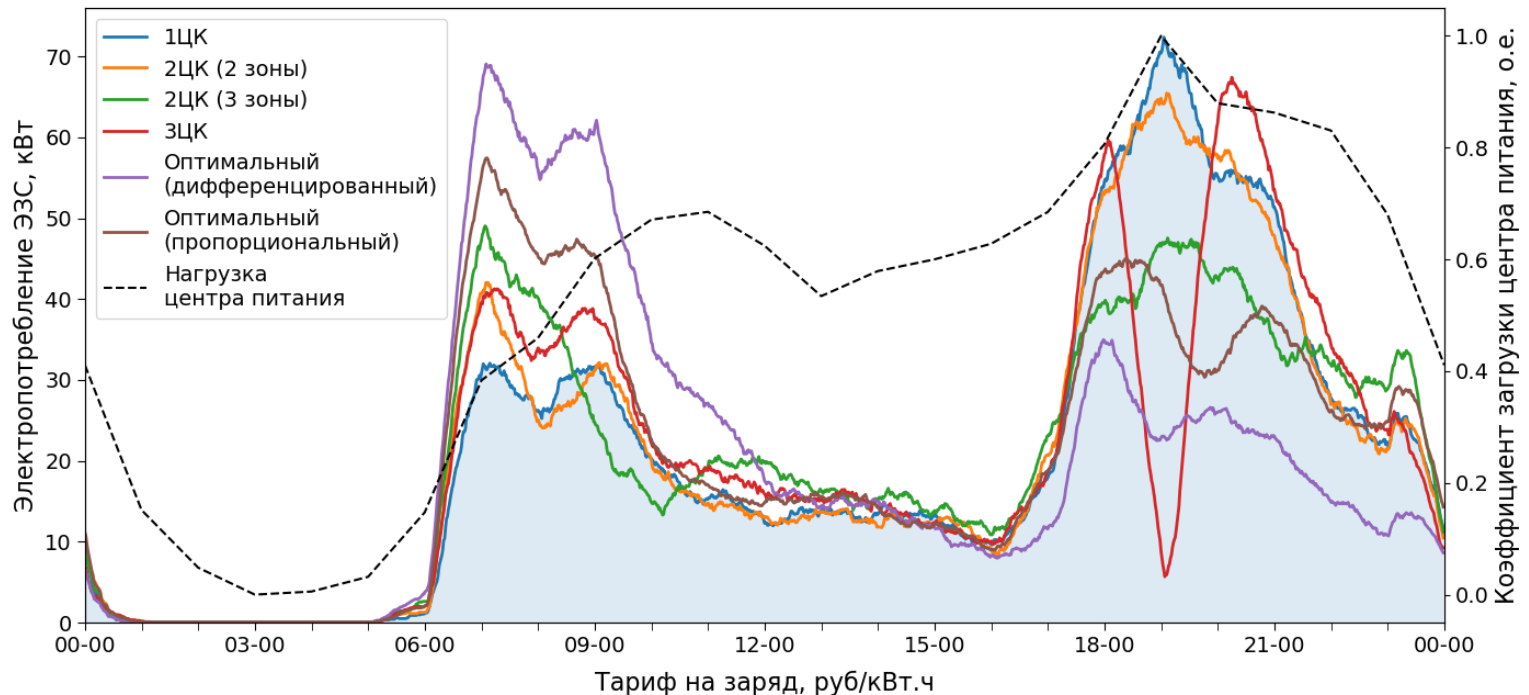
Варианты централизованного управления парком ЭЭС



1. Ограничение мощности заряда ЭТ при загрузке ТП выше допустимой.
2. Пофазное управление мощностью заряда ЭТ для симметрирования токовой нагрузки на ввода ТП.
3. Выдача реактивной мощности в сеть от подключенных ЭТ, завершивших заряд.
4. Выдача реактивной мощности в сеть от всех подключенных ЭТ.

Нагрузка центра питания при ограничении заряда ЭЭС в часы пик





	Тариф на заряд, руб/кВт.ч																							
1ЦК	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
2ЦК (2 зоны)	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	18.6
2ЦК (3 зоны)	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	18.6	19.9	26.2	26.2	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	19.9	26.2	26.2	26.2	26.2	19.9	19.9	18.6
3ЦК	16.3	16.3	16.2	16.3	16.4	16.5	16.5	16.6	16.5	16.6	16.5	16.5	16.5	16.5	16.6	16.6	16.6	61.7	16.5	16.4	16.4	16.5	16.4	
Оптим. пропорциональный	15.3	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	16.2	18.8	20.2	20.4	19.3	17.6	18.4	18.8	19.3	20.4	22.8	26.6	24.2	23.9	23.2	20.3
Оптим. дифференцированный	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.2	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	27.9	27.9	27.9	27.9	27.9	27.9	27.9	

Тарифное регулирование позволяет перераспределить нагрузку ЭЭС с вечернего периода на утренний, за счет повышения тарифа на заряд в часы вечернего максимума и снижения в утренний и дневной период времени

Выводы

- Рациональное развитие электрочарядной инфраструктуры является важнейшей задачей и требует комплексного подхода, позволяющего реализовать преимущества и минимизировать недостатки появления электромобилей.
- Необходимо проведение технико-экономической оценки архитектур реализации зарядных хабов и разработка методологии по технологическому присоединению ЭЗС (в т.ч. с внедрением СНЭЭ и ВИЭ).
- Для обеспечения эффективного использования свободной мощности центров питания и повышения эффективности интеграции ЭЗС в системы электроснабжения необходимо задействование возможностей Volt-Var регулирования и тарифного регулирования и др.



Благодарю за внимание!

Благодарности: Исследование выполнено при финансовой поддержке государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (№ 075-03-2024-082-2).