



Управление электропотреблением

Докладчик: Сташкевич Елена Владимировна, к.т.н., доцент каф.ЭиЭ ИРНТУ

**Соавторы: Айзенберг Наталья Ильинична, к.э.н., с.н.с. ИСЭМ СО РАН
Воропай Николай Иванович, д.т.н., чл.-корр. РАН, науч.рук. ИСЭМ СО РАН
Илюхин Илья Геннадьевич, магистрант каф. ЭиЭ ИРНТУ**



Содержание работы:

- I. Техническая часть:** регулирование графика нагрузки с помощью эксплуатационных мероприятий у потребителя.
- II. Аналитическая часть:** анализ цен на электроэнергию (Россия, Канада) для стимулирования потребителя к регулированию графика нагрузки.
- III. Теоретико-игровой подход (англ. mechanism design):** механизм ценового стимулирования потребителей разных типов для оптимизации графика нагрузки в течение месяца или квартала.
- IV. Перспективные направления исследования:** регрессионный анализ электропотребления, детальный прогноз электропотребления, моделирование потребителя (англ. Prosumer) и энергоснабжающей организации.

Актуальность работы

Изменение конфигурации и параметров графика нагрузки – с помощью управления электропотреблением разного рода потребителей

Потребитель-регулятор (ПР)

Советские и российские учёные:

Кукель-Краевский С.А., Михайлов В.В., Лойтер Э.Э., Чокин Ш.Ч., Гордеев В.И., Некрасов А.С., Папков Б.В., Ханаев В.В., Катышев С.И. и др.

Активный потребитель (АП)

Российские и зарубежные учёные:

Бушуев В.В., Волкова И.О., Воропай Н.И., Веселов Ф.В., Глухов В.В., Дорофеев В.В., Кобец Б.Б., Степанов В.С., Buchholz V.M., Davito V., Styczynski Z.A. и др.

Теоретико-игровой подход. Проблема дизайна розничного рынка электроэнергии:

Формы стимулирования потребителей зависят от дизайна розничного рынка.

- Vompard et all, 2005, (моделирование агентов), Joskow and Tirole, 2006 (эффективность розничной конкуренции).
- У потребителя имеются резервы для перераспределения нагрузки в течение суток:
- Kirschen 2003, Nikzad and Mozafari 2014 (способы стимулирования, конкурентный анализ), Ghazvini, Faria, Ramos, Morais, Vale, 2015 (планирование на сутки вперёд)
- Fadlullah, Quan, Kato, Stojmenovic, 2014 (повторная игра, в которой компания оптимизирует свои затраты и устанавливает цены в режиме «online»)
- Chen et all, 2013; Mohsenian-Rad et all, 2010; Stepanov et all, 2013 (потребитель принимает односторонние решения по заранее установленным ценам)
- Yang et all, 2018 Байесовский игровой подход к некооперативному ценообразованию для ЭСО в интеллектуальной сети.

I. Техническая часть - Исследуемые варианты сценариев развития взаимоотношений между ЭСК и потребителями:

Сценарий I: ЭСК покупает электроэнергию на оптовом рынке и продаёт потребителям по розничным ценам, выполняя функцию посредника (рис.1).



Сценарий II: ЭСК покупает электроэнергию на оптовом рынке и продаёт потребителям по розничным ценам. Электрическая сеть принадлежит потребителю (рис.2).



Сценарий III: ЭСК покупает электроэнергию на оптовом рынке и продаёт потребителям по розничным ценам. ЭСК является владельцем электрической сети (рис.3).



Математическая модель оптимизации суточных режимов АП

$$\min \sum_{k=1}^K Z_k \quad (1)$$

где Z_k – затраты потребителя на покупку электрической энергии (мощности);
 K – количество интервалов времени, на которые разбивается суточный график потребления электроэнергии.

При двухставочном тарифе:
(Третья и четвёртая ценовые категории (ЦК))

$$\min(C_p P_{\max} + \sum_{k=1}^K C_{e,k} W_k) \quad (1.1)$$

При дифференцированном тарифе:
(Вторая ЦК)

$$\min \sum_{t=1}^T C_e^t \sum_{k \in K^t} W_k \quad (1.2)$$

C_p – удельная стоимость одного киловатта в часы суточного максимума нагрузки энергосистемы;
 $C_{e,k}$ – удельная стоимость одного киловатт-часа электроэнергии на интервале времени k ;
 P_{\max} – максимум нагрузки потребителя (в часы времени определённые энергосистемой);
 W_k – количество потребляемой электроэнергии на интервале времени k ;
 T – количество зон, на которые разбивается суточный график потребления электроэнергии;
 C_e^t – удельная стоимость одного киловатт-часа электроэнергии в зоне суток t ;
 K^t – множества, определяющие интервалы времени внутри соответствующих зон $t \in T$.

Регулировочные возможности потребителей:

$$W_k \geq W_{k \min}, \quad k = \overline{1, K}; \quad (2)$$

Математическая модель оптимизации суточных режимов АП

$$0 \leq P_{r_k} \leq P_{r_k \max} \quad (3) \qquad t_{r_k} \leq t_{r_k \max} \quad (4)$$

где $P_{r_k \max}$ – предельная суммарная мощность и $t_{r_k \max}$ – предельно допустимое время регулируемых электроприемников, перенос мощности которых в другую зону графика нагрузки не приведет к снижению производительности потребителя.

$$P_{r_k} = \sum_{j=1}^J P_{rj} \quad (5)$$

где P_{rj} – мощность единичного регулируемого электроприемника; J – количество регулируемых электроприемников у потребителя.

$$\sum_{k=1}^K W_{\text{before}, k} - \sum_{k=1}^K W_{\text{after}, k} = 0 \quad (6)$$

Уравнения узловых напряжений в комплексной форме баланса мощностей:

$$\dot{U}_i^2 \dot{Y}_{ii} - \dot{U}_i^* \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \dot{U}_j \dot{Y}_{ij} = S_i^*, \quad \underbrace{i = \overline{1, n}}_{\text{количество узлов в схеме.}} \quad (7)$$

Математическая модель оптимизации суточных режимов системы электроснабжения и потребителей

Напряжения в узлах сети:
$$U_{ik \min} \leq U_{ik} \leq U_{ik \max} \quad (8)$$

Допустимые токовые нагрузки в элементах сети:
$$I_{ijk} \leq I_{ijk \max} \quad (9)$$

Сценарий I:

Оптимизационная задача
(1) – (9).

Сценарий II:

1 Уровень:

Оптимизационная задача
(1) – (7).

2 Уровень:

$$\min \Delta P_l = \sum_{l \in L} \sum_{k \in I} R_{lk} I_{lk}^2; \quad (10)$$

где L – число ветвей в сети.

С учётом ограничений (8), (9).

Допустимые пределы

Q компенсирующих устройств:

$$Q_{ik \min} \leq Q_{KYik} \leq Q_{ik \max} \quad (11)$$

коэф. трансформации

трансформаторов с РПН:

$$K_{Tik \min} \leq K_{Tik} \leq K_{Tik \max} \quad (12)$$

Сценарий III:

Оптимизационная задача
(1) – (9).

ЭСК учитывает всех потребителей, контролирует режим сети и, в случае его нарушения, информирует потребителей о невозможности переноса мощности.

Исходные данные для исследования

Сценарий I: Медеплавильный завод – уровень питающего напряжения 110 кВ; потребитель с максимальной мощностью не менее 10 МВт.

Сценарий II: Нефтеперерабатывающий цех – уровень питающего напряжения 35 кВ; потребитель с максимальной мощностью от 670 кВт до 10 МВт.

Сценарий III: Потребители студгородка – уровень питающего напряжения 6 кВ; потребители с максимальной мощностью от 670 кВт до 10 МВт.

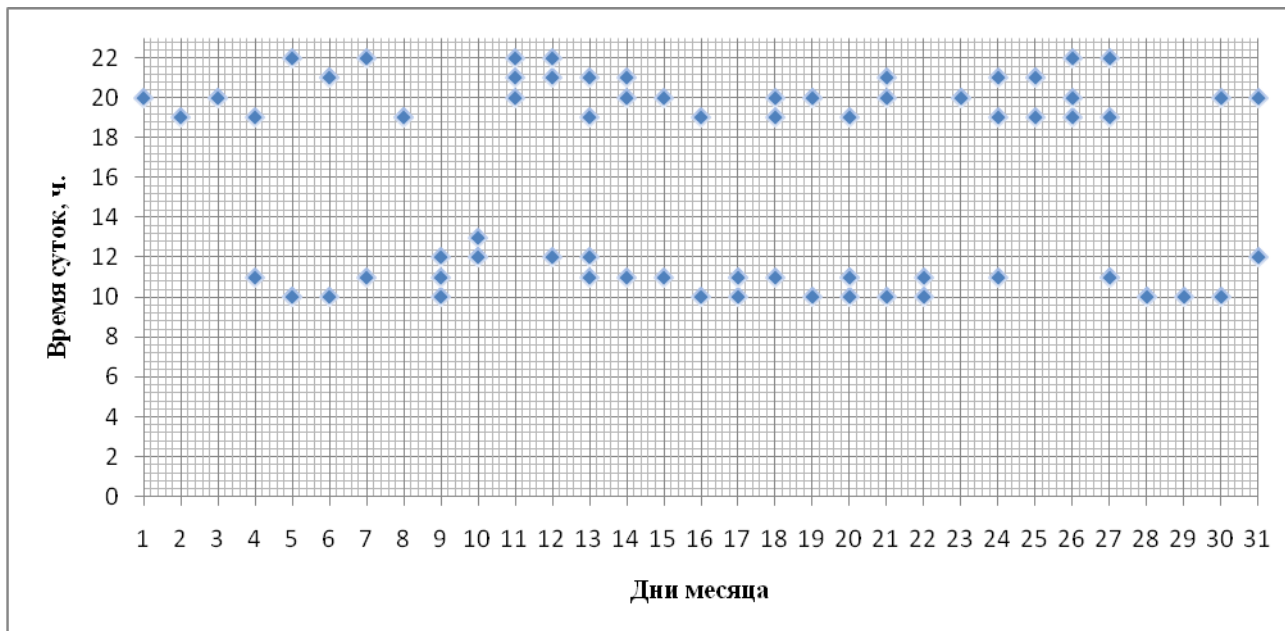
Тарифные зоны суток ОЭС Сибири*:

ночная зона – с 23⁰⁰ до 7⁰⁰;

пиковая зона – с 9⁰⁰ до 12⁰⁰ и с 18⁰⁰ до 21⁰⁰;

полупиковая зона – остальное время.

Фактическое распределение пиковых нагрузок по часам суток для энергосистемы* в зимний период

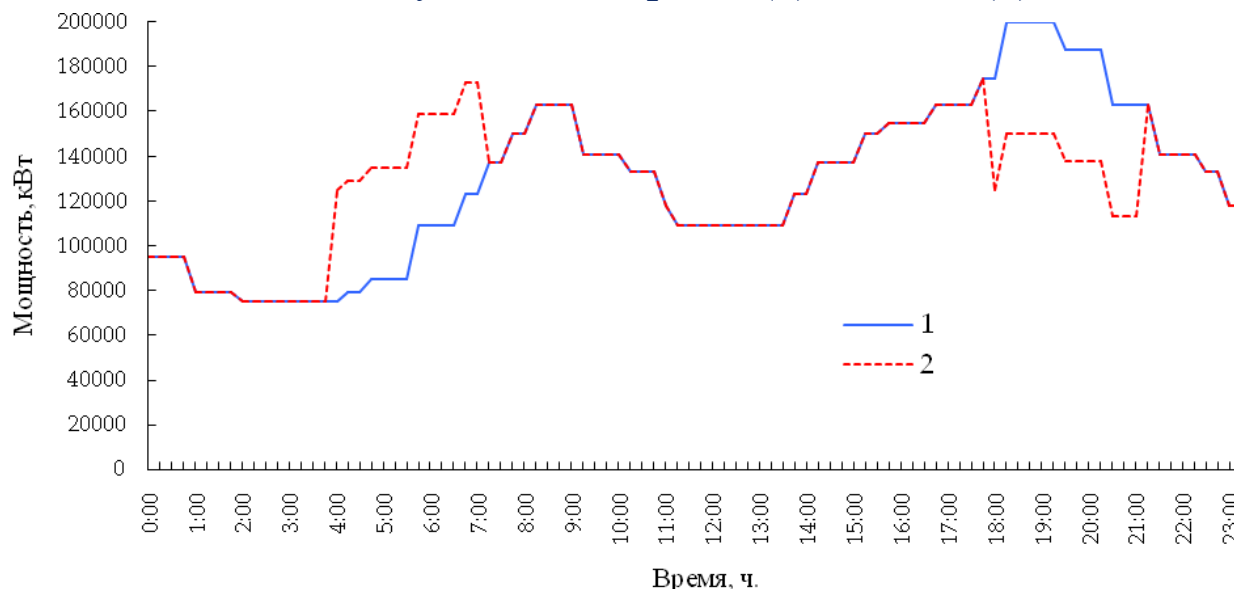


Пиковая нагрузка у энергосистемы наблюдается в периоды времени с 10⁰⁰ до 13⁰⁰ и с 19⁰⁰ до 22⁰⁰

* Данные с официального сайта ООО "Иркутскэнергосбыт".

Результаты оптимизации суточных режимов активных потребителей для сценария I

Суточный график потребления активной мощности *медеплавильного завода* с учётом потерь до (1) и после (2) оптимизации

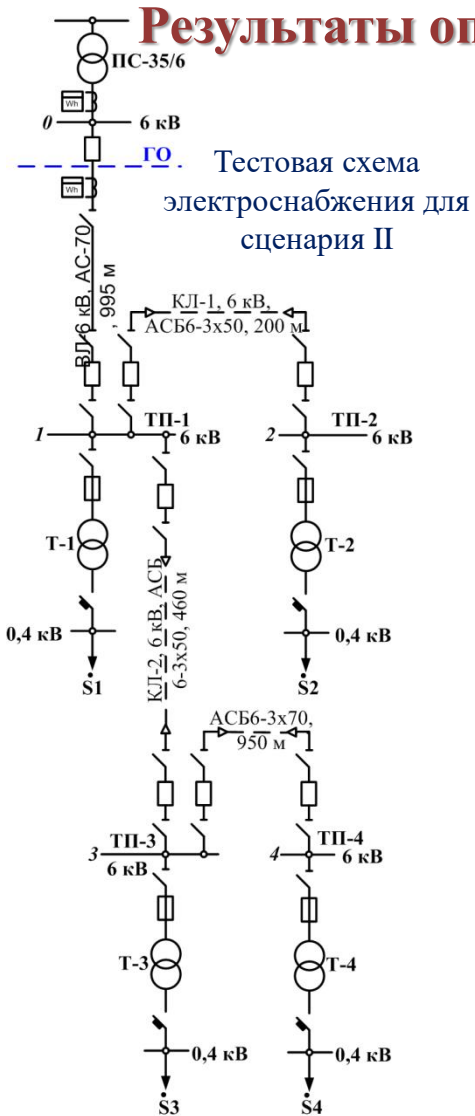


$P_r = 50$ МВт
(руднотермические печи
и электролизные ванны)

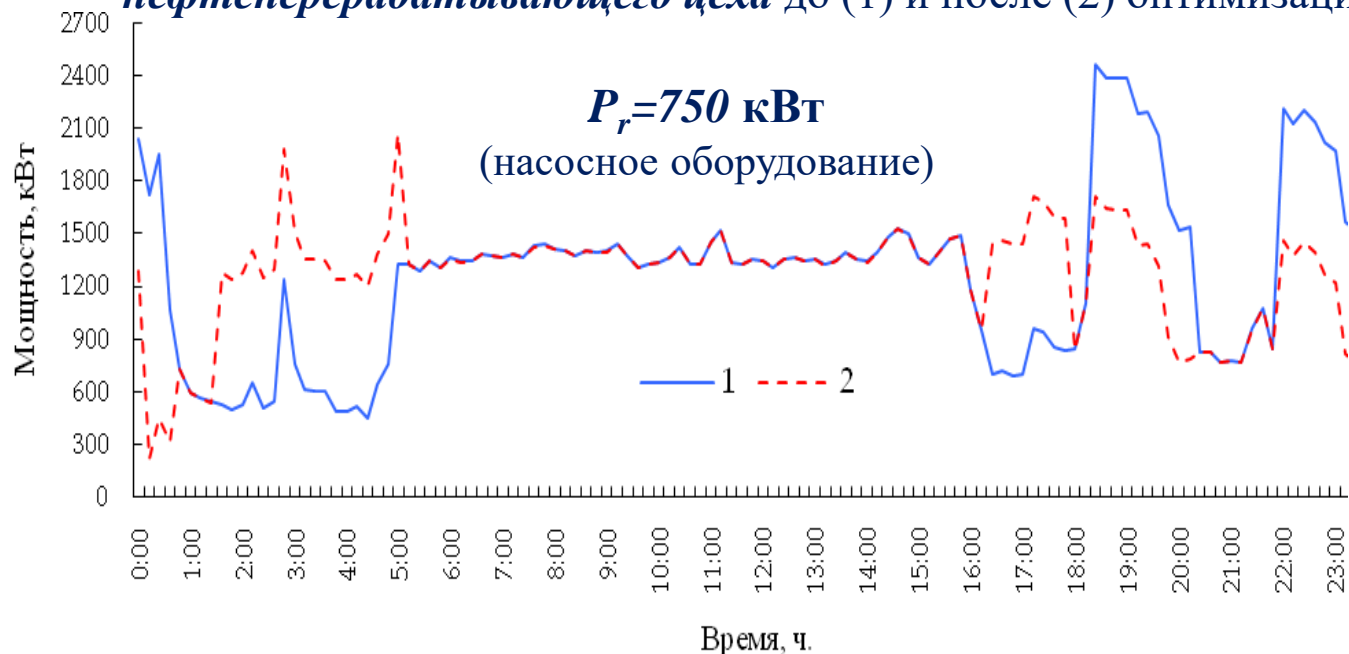
Суточная оплата за электроэнергию (мощность) до и после оптимизации в соответствии с применением разных тарифных ставок

Тариф	До оптимизации, руб.	После оптимизации, руб.	Экономия, %
Дифференцированный	7 450 496,7	6 892 012,0	7,5
Третья ЦК	5 746 558,9	5 204 345,1	9,4
Четвёртая ЦК	6 191 654,6	5 310 679,0	14,2

Результаты оптимизации суточных режимов активных потребителей для сценария II



Суточный график потребления активной мощности нефтеперерабатывающего цеха до (1) и после (2) оптимизации

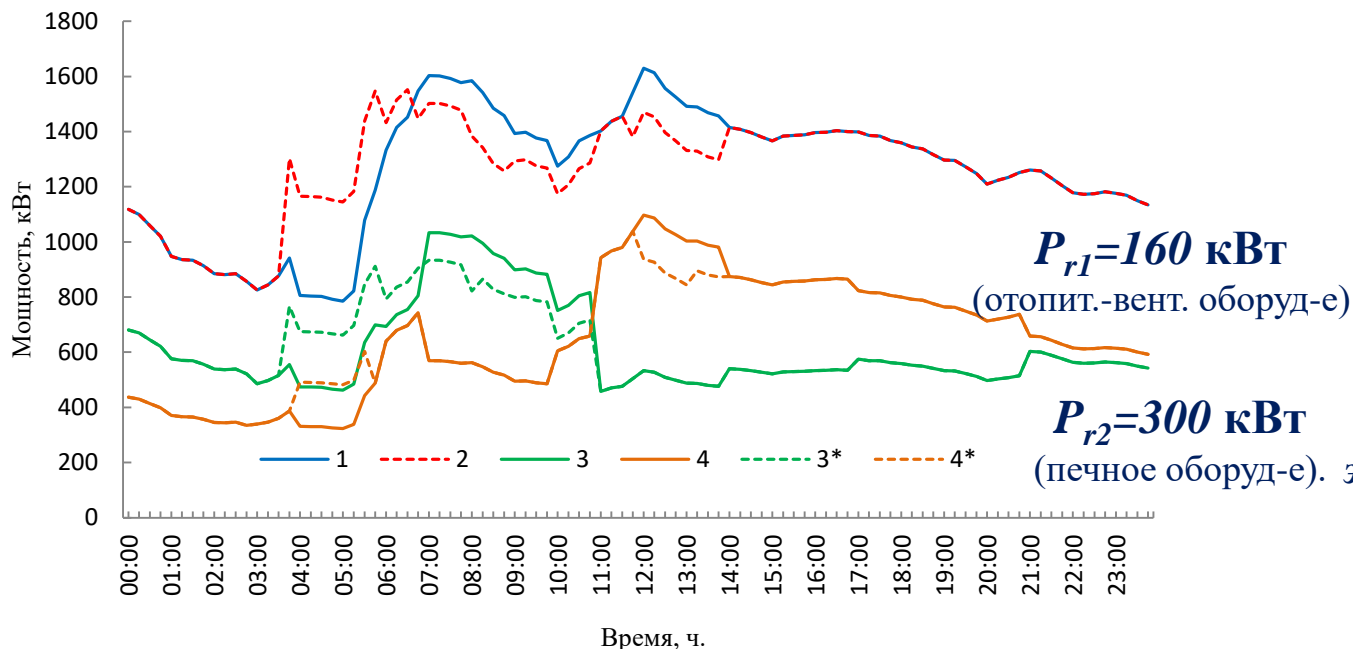


Суточная оплата за электроэнергию (мощность) до и после оптимизации в соответствии с применением разных тарифных ставок

Тариф	До оптимизации, руб.	После оптимизации, руб.	Экономия, %
Дифференцированный	86 347,1	81 066,6	6,0
Третья ЦК	77 735,8	68 932,66	11,3
Четвёртая ЦК	87 829,7	70 034,2	20,3

Потери мощности после оптимизации с учётом выполнения эксплуатационных мероприятий сократились на 24 %.

Результаты оптимизации суточных режимов активных потребителей для сценария III



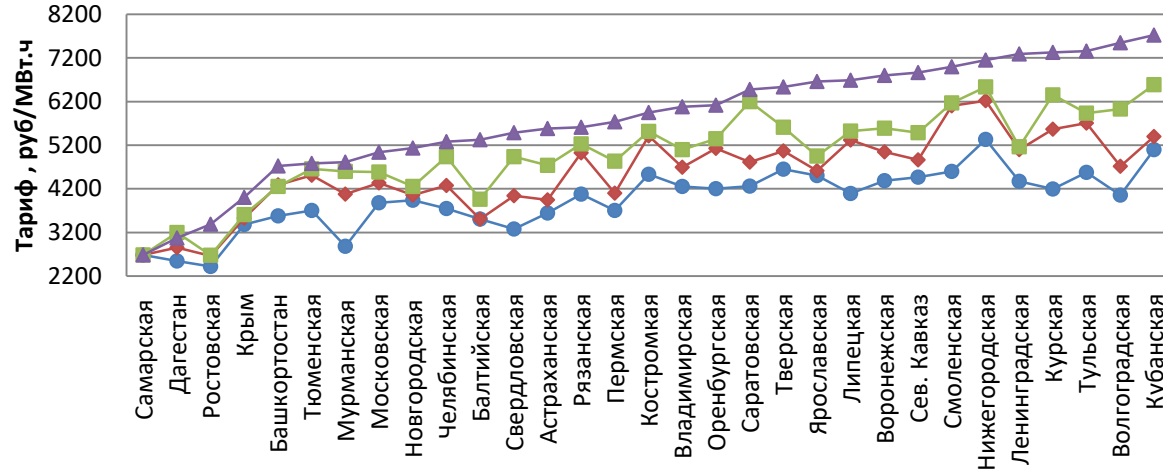
Суточный график потребления активной мощности студгородка до (1) и после (2) оптимизации и потребители формирующие этот график: **первый эквивалентный** потребитель до (4) и после оптимизации (4*); **второй эквивалентный** потребитель до (3) и после оптимизации (3*)

Суточная оплата за электроэнергию (мощность) до и после оптимизации в соответствии с применением разных тарифных ставок

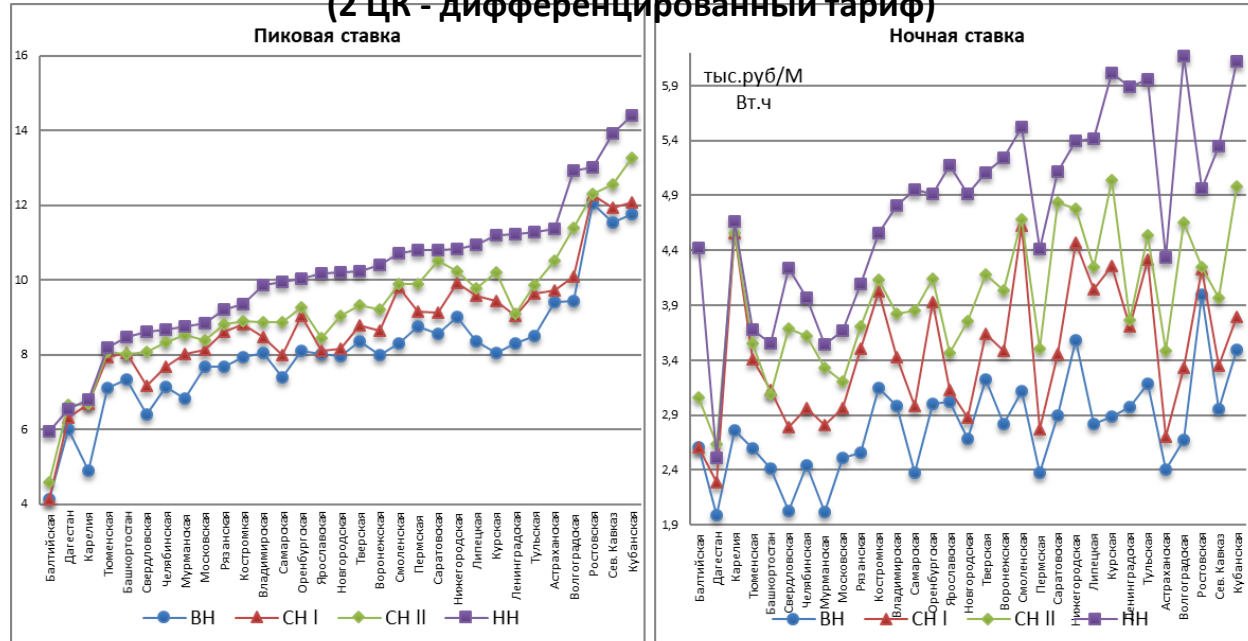
Эквивалентный потребитель	Тариф	До оптимизации, руб.	После оптимизации, руб.	Экономия, %
Первый	Дифференцированный	49 230,17	48 684,1	1,1
	Третья ЦК	36 133,34	36 121,7	0,03
	Четвёртая ЦК	31 987,5	31 979,0	0,03
Второй	Дифференцированный	43 106,4	42 420,0	1,6
	Третья ЦК	39 299,7	38 174,1	3,0
	Четвёртая ЦК	42 455,0	39 935,6	6,0

II. Аналитическая часть – Анализ эффективности законодательно сформированных тарифов в регулировании графика нагрузки потребителя по регионам РФ

Стоимость электроэнергии для потребителей Европейской части России и Урала (1 ЦК - линейный тариф)

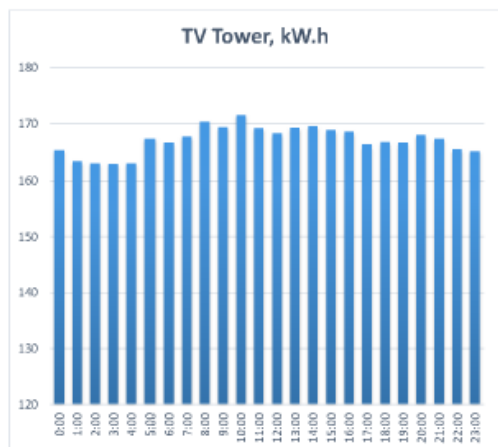
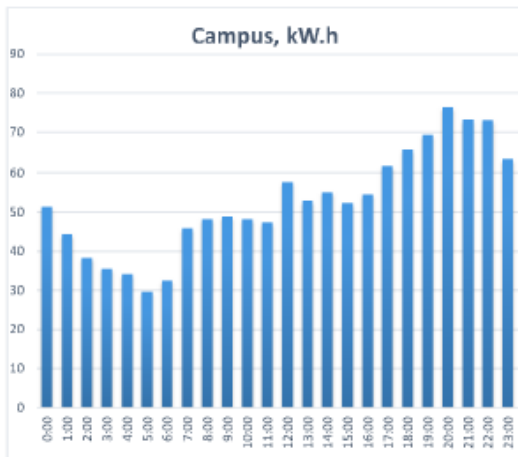


(2 ЦК - дифференцированный тариф)

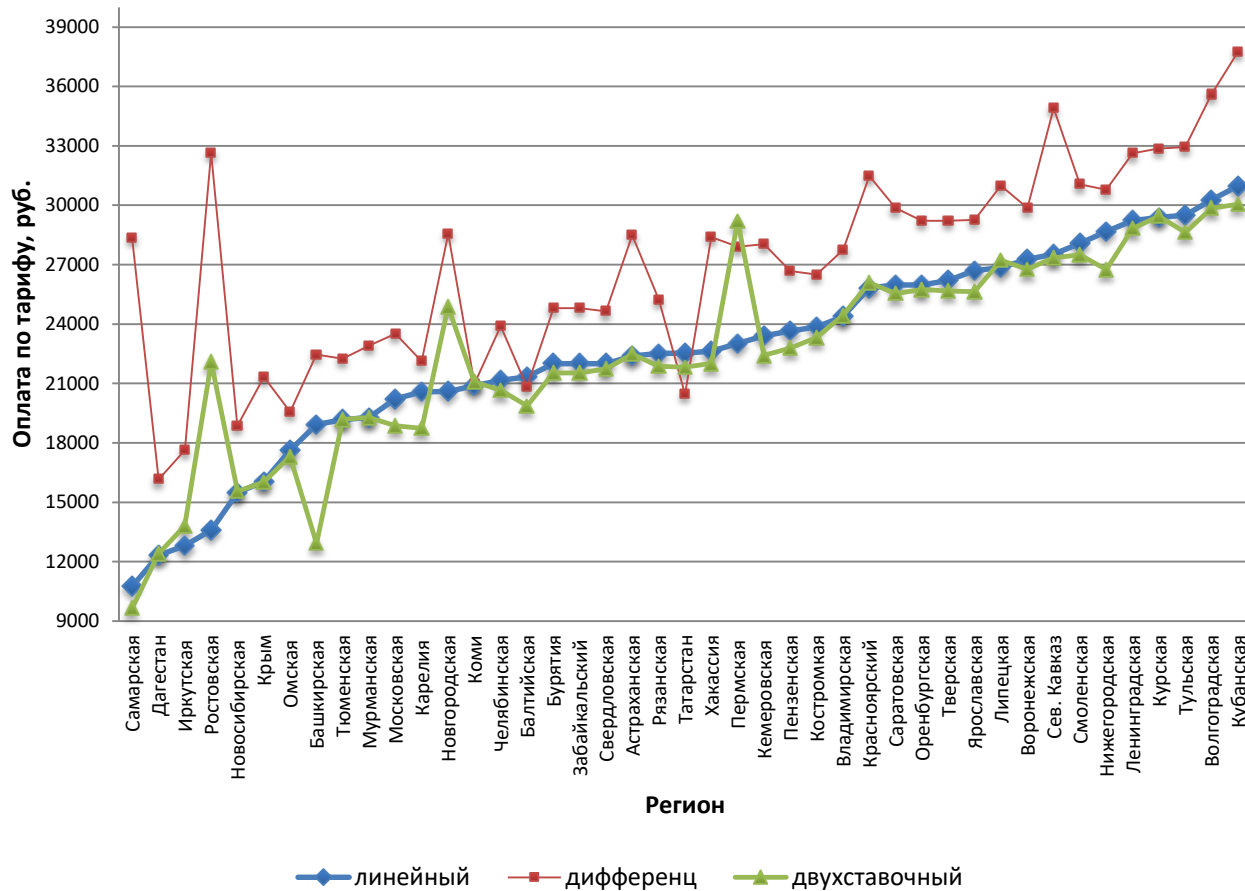


Рассмотрим двух потребителей с нагрузкой ниже 670 кВт.

Первый – Общежитие, второй - Телевышка)



Оплата за месяц за электроэнергию для потребителя Телевышка



Дифференцированный тариф 2 ЦК сформирован во всех регионах не эффективно. Оплата по нему будет почти везде выше, чем по линейному для выбранных типов потребителей. Причем превышение составляет от 13 до 150% в оплате. В этом случае для потребителя Телевышка сокращение пиковой нагрузки должно составлять около 83% общей нагрузки за сутки, чтобы получить выгоду от выбора дифференцированного тарифа.

Такие изменения нагрузки выглядят нереальными, а, следовательно, ни один потенциальный потребитель подобного типа не выберет этот «стимулирующий» тариф. Аналогичный вывод получим и по потребителю типа Общежитие.



Оплата за сутки потребителей Общежитие и Телевышка по тарифам за электроэнергию, действовавших, в **штате Онтарио (Канада)** в ноябре 2019

Зона суток	Ставка, \$/kWh	Оплата за сутки, \$	
		Общежитие	Телевышка
Off peak	0,101	1,83	5,77
Mid peak	0,144		
On peak	0,202		
Flat rate	0,155	1,95	6,21

Можно видеть, что оплата по **дифференцированному тарифу** оказывается **ниже оплаты по линейному тарифу**, что стимулирует потребителя к выбору этого тарифа и к активным действиям по сокращению пиковой нагрузки.

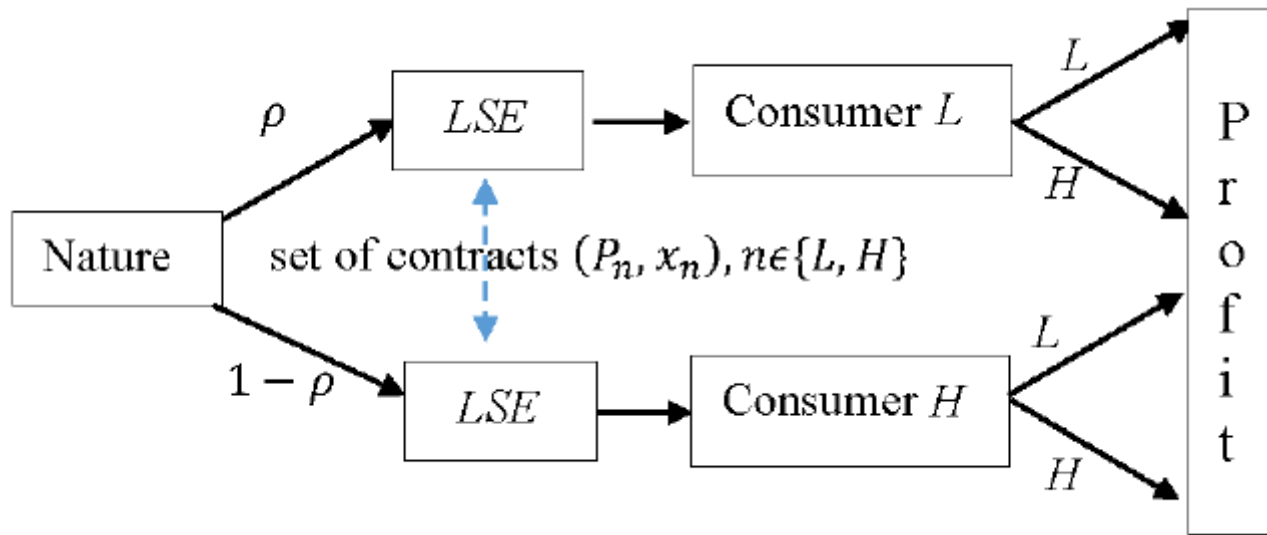
III. Розничный рынок. Теоретико-игровой подход (англ. mechanism design).

Дерево игры.

Экономические агенты: энергоснабжающая компания (LSE) и разные типы потребителей

$\theta_n, n \in \{L, H\}$, потребление пользователя n для каждой зоны суток $t \in \mathbf{T} = \{1, \dots, T\}$,

$P_n^t(x_n^t)$ - тариф.



LSE предполагает, что потребитель L является потребителем низкого типа.

Проблема состоит в формировании набора контрактов для максимизации прибыли LSE. Другими словами, необходимо определить, как стимулировать потребителей H и L к выбору разных контрактов, позволяющих оптимизировать график нагрузки.

Модель назначения системы стимулирующих тарифов

$$\pi_{LSE}(x) = \rho \sum_{t=1}^T P_L^t(x_L^t) \cdot x_L^t + (1 - \rho) \sum_{t=1}^T P_H^t(x_H^t) \cdot x_H^t - \sum_{t=1}^T C_t(x_L^t + x_H^t) \rightarrow \max_{x, P}, \quad (1)$$

Ограничение индивидуальной рациональности (IR):

$$\sum_{t=1}^T u_L(x_L^t, \theta_L) - \sum_{t=1}^T x_L^t \cdot P_L^t \geq U_L, \quad (2)$$

$$\sum_{t=1}^T u_H(x_H^t, \theta_H) - \sum_{t=1}^T x_H^t \cdot P_H^t \geq U_H, \quad (3)$$

Условие совместимости по стимулам (IC):

$$\sum_{t=1}^T u_L(x_L^t, \theta_L) - \sum_{t=1}^T x_L^t \cdot P_L^t \geq \sum_{t=1}^T u_L(x_H^t, \theta_L) - \sum_{t=1}^T x_H^t \cdot P_H^t, \quad (4)$$

$$\sum_{t=1}^T u_H(x_H^t, \theta_H) - \sum_{t=1}^T x_H^t \cdot P_H^t \geq \sum_{t=1}^T u_H(x_L^t, \theta_H) - \sum_{t=1}^T x_L^t \cdot P_L^t, \quad (5)$$

$$\sum_{t=1}^T x_i^t \leq X_i, \quad x_i^t \geq 0, \quad t = \overline{1, T}, \quad \forall i \in \{L, H\}.$$

Оптимальное соотношение ставок линейного и дифференцированного тарифов

Сравнительная таблица оплаты по существующим тарифам и тарифам, скорректированным на основе модели оптимизации стимулирующих свойств розничных цен для разных типов потребителей (1)-(5).

Регион – Московская область

Потребитель	Действующие тарифы		Стимулирующие тарифы	
	1ЦК	2 ЦК	1ЦК	2 ЦК
Общежитие	6344	6168	6490	6525
Телевышка	20681	24359	20681	20070
Прибыль ЭСО	4049		4049	

Дифференцированные тарифы для некоторых регионов РФ

Изменение оплаты по выбранным тарифам в разных регионах.

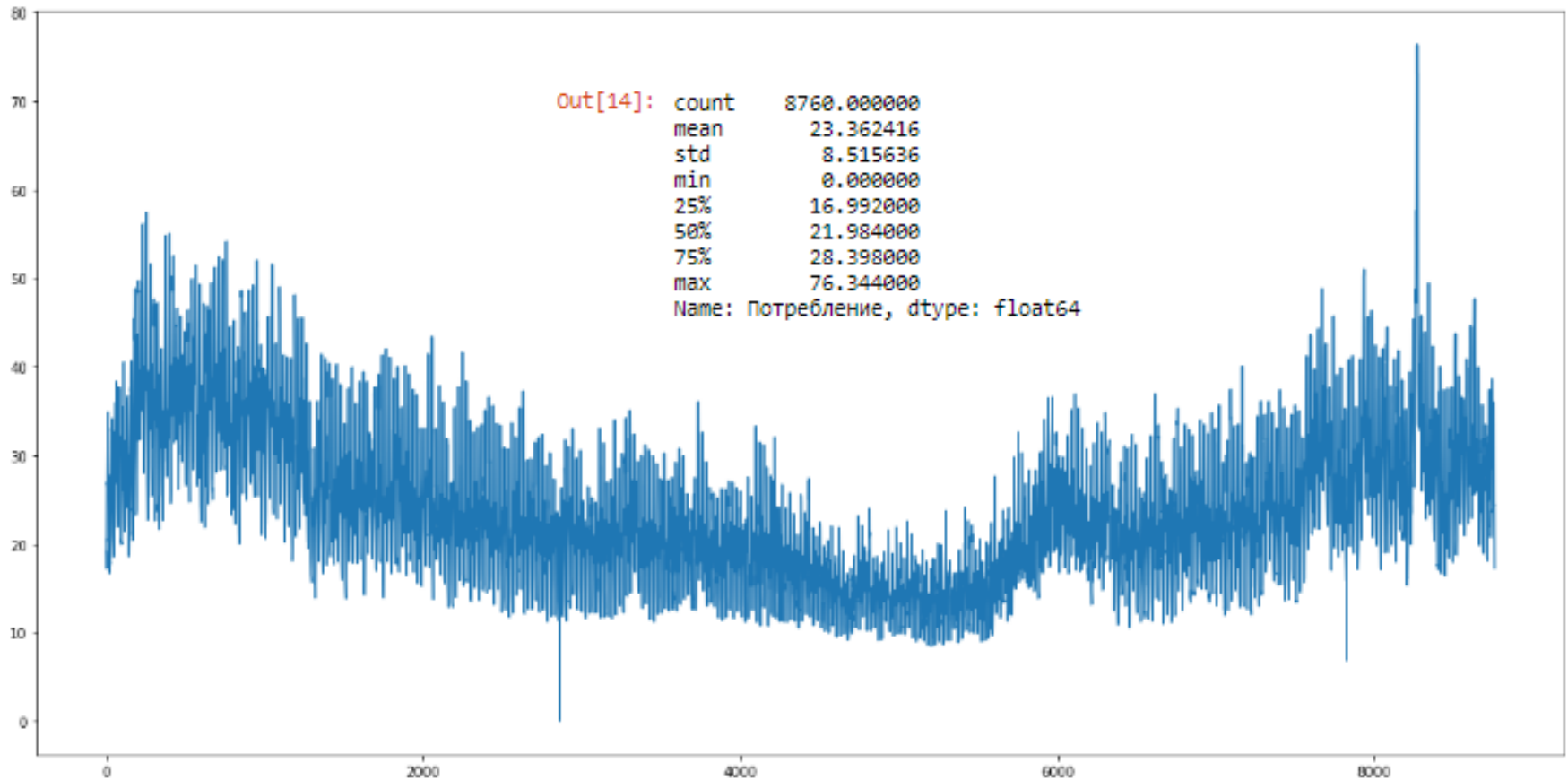
Регион	Исходные тарифы		Оптимальные тарифы		ЭСО
	Общежитие	Телевышка	Общежитие	Телевышка	Прибыль
Иркутская	4017	12800	4122	12800	822
Красноярский	8105	25828	8209	25724	2949
Московская	6344	20215	6512	20055	4049
Липецкая	8423	26841	8634	26695	2869
Волгоградская	9498	30099	9666	30267	4258
Астраханская	7026	22390	7177	22239	2626
Свердловская	6906	22007	7056	21857	3019
Челябинская	6643	21167	6803	21007	3208

Выводы:

- Развитие интеллектуальных технологий стало мотивацией для активного внедрения новых методов для DRM. Один из них - это мгновенное реагирование на спрос, которое подразумевает немедленную реакцию потребителя на изменение предложения. Такой подход пока не может быть реализован в условиях российского розничного рынка электроэнергии.
- Выполнен анализ розничных цен на электроэнергию для большинства регионов России по результатам которого определены существенные недостатки.
- Предложен механизм ценового стимулирования потребителей для оптимизации графика нагрузки в течение месяца или квартала. Специфика нашего подхода - формирование системы розничной торговли на электроэнергию, при которых каждый потребитель сам выбирает стимулирующую ставку.
- Предложены методы поиска разделяющих и смешанных равновесий на розничном рынке электроэнергии.

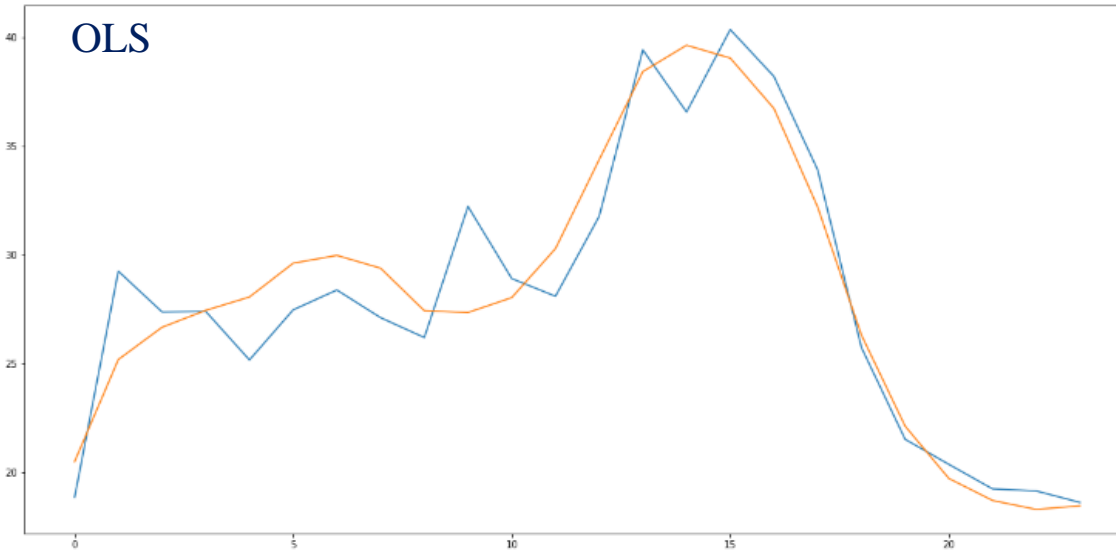
IV. В перспективе исследования – Регрессионный анализ электропотребления

В качестве целевой переменной было рассмотрено годовое потребление электроэнергии Общежития



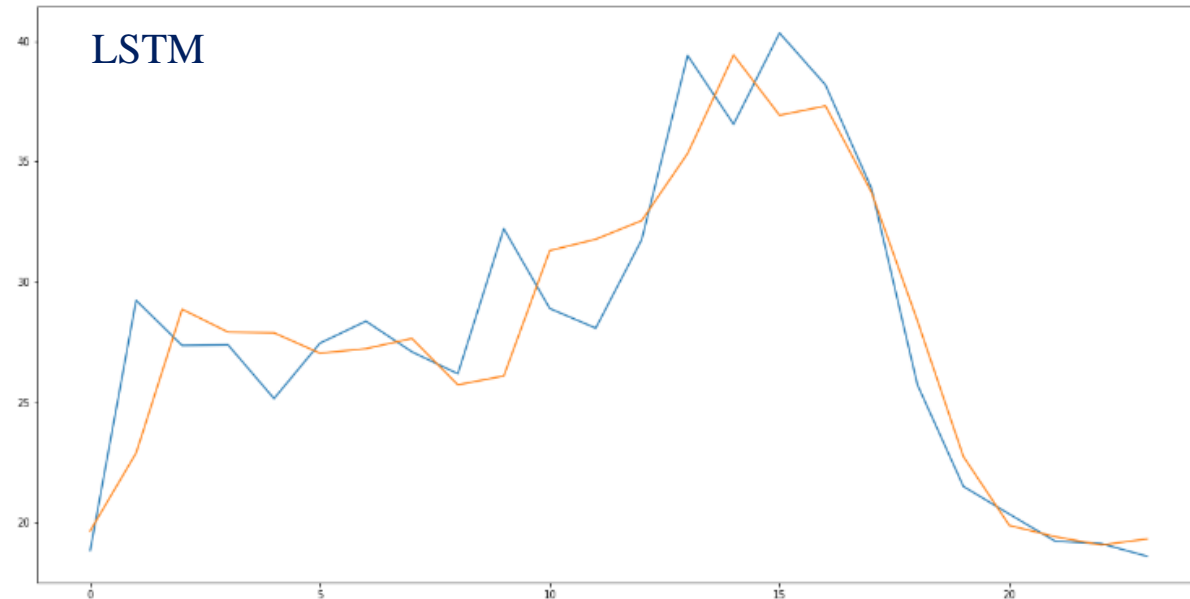
Исследуемые переменные: ставка тарифа, температура, квадрат температуры, влажность, давление, час суток, дни недели, рабочие и выходные дни, время восхода и заката солнца.

Прогнозирование электропотребления с помощью регрессионного анализа и машинного обучения



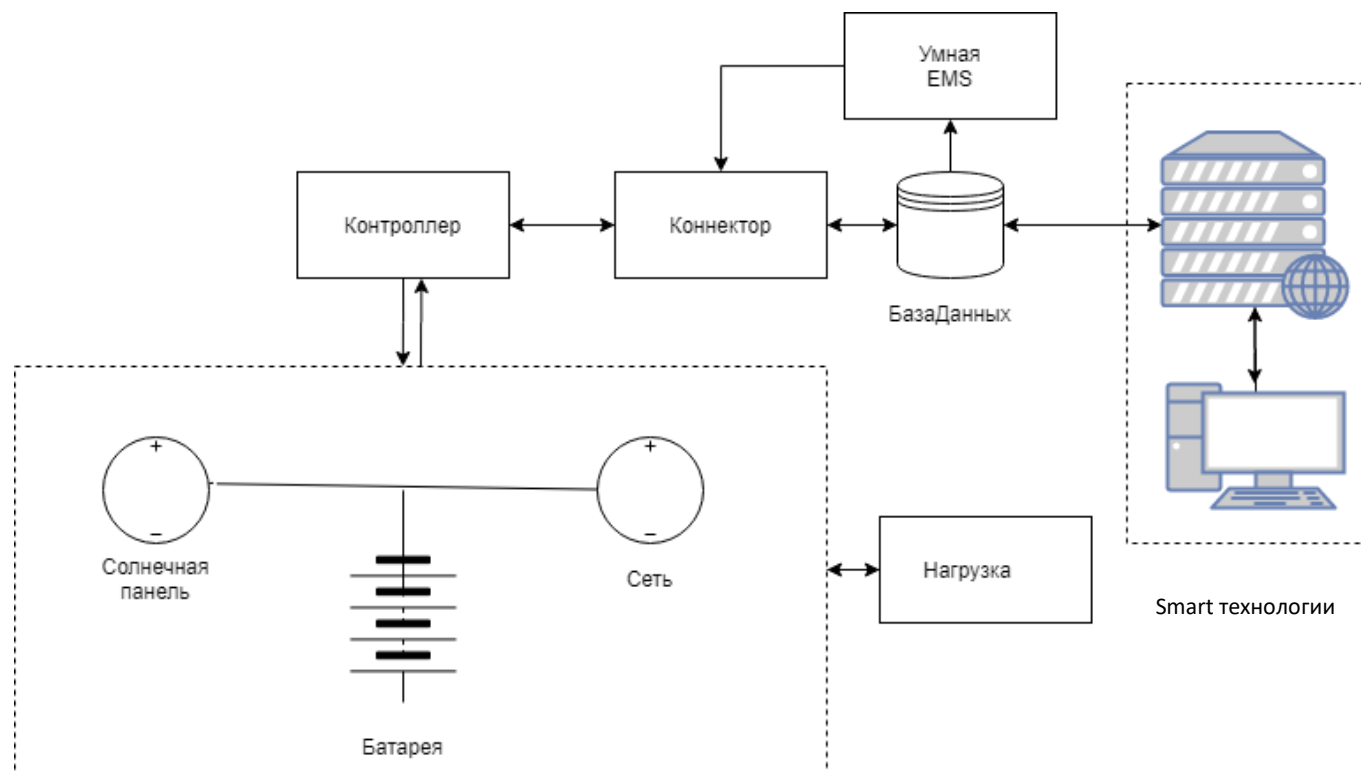
*Суточное прогнозирование
(зимний максимум)*

Синий график – действительные
данные электропотребления;
Оранжевый график- прогноз



**В работе для точности прогноза
используются как регрессионный анализ, так и
машинное обучение.*

Имитационная модель управления электропотреблением



Дальнейшие направления исследования:

- Детальное прогнозирование электропотребления.
- Моделирование потребителя, владеющего собственной генерацией (англ. Prosumer).
- Моделирование энергоснабжающей компании.
- Моделирование теоретико-игровыми подходами взаимодействия Prosumer/Consumer и энергоснабжающей компании).



Спасибо за внимание!

evstashkevich@yandex.ru

ayzenberg.nata@gmail.com

voropai@isem.irk.ru