




Объединенный институт высоких температур
Российской академии наук



Возобновляемые углеводородные ресурсы и их использование в системах распределенной энергетики

Москва, 2019



ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМНЫХ РЕШЕНИЙ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ МАЛОЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

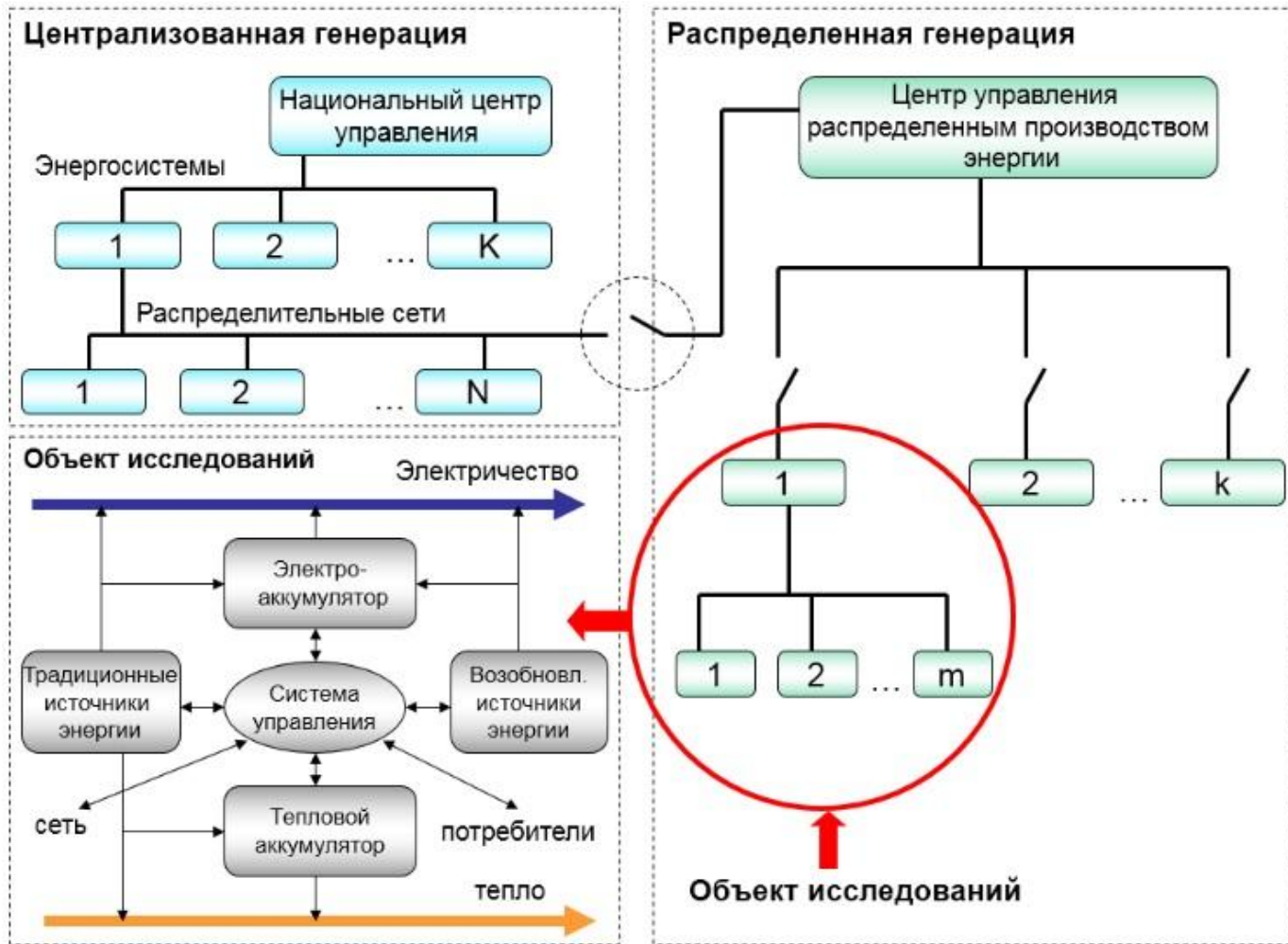
**в рамках курса «Возобновляемые углеводородные
ресурсы**

**и их использование в системах распределенной
энергетики»**

Экзаменационные вопросы

1. Понятие малой распределенной энергетики, основные отличия от централизованного энергоснабжения. Автономное энергоснабжение. Преимущества и недостатки распределенной энергетики.
2. Генерирующие и аккумулирующие установки комплексов малой энергетики. Критерии эффективности работы энергетических комплексов. Проблема выбора оборудования и составления режимной карты. Обобщенная математическая модель энергетического комплекса.
3. Проблема оптимизации производства и транспортировки электроэнергии в распределительных сетях. Концепции умной энергосети (smart grid) и виртуальной электростанции (virtual power plant).
4. Проблема моделирования энергетических нагрузок. Электрические нагрузки коммунальных потребителей. Методы моделирования электрических нагрузок.

Малая распределенная энергетика



Признаки объектов малой

энергетики:

1. Невысокое значение генерирующей мощности объекта (менее 1 МВт).
2. Отдельный потребитель, либо работа в составе распределительной

Централизованная

- **Низкие** удельные капитальные затраты.
- Относительно **высокий КПД** выработки электроэнергии благодаря размерам установок.
- **Высокие** затраты на сооружение сетей, расстояние до потребителя может составлять десятки км.
- **Высокие** потери энергии при транспортировке (следствие предыдущего пункта).
- **Проблемы** с комбинированием различных энергоресурсов.
- **Проблемы** с использованием ВИЭ.
- Относительно **низкая вероятность** аварии на объекте.
- В результате аварии потребители **массово лишаются** доступа к системам энергоснабжения.

Распределенная

- **Высокие** удельные капитальные затраты.
- Относительно **низкий КПД** выработки электроэнергии благодаря размерам установок (традиционных).
- **Невысокие** затраты на сооружение сетей, расстояние до потребителя.
- **Низкие** потери энергии при транспортировке (следствие предыдущего пункта).
- Внутри одной сети могут без проблем применяться различные энергоресурсы.
- Активно **используют ВИЭ**.
- Относительно **высокая вероятность** аварии на объекте.
- В результате аварии **нагрузка распределяется** между другими предприятиями распределенной генерации.

Проблемы отечественной энергетики



- Системы централизованного энергоснабжения охватывают лишь 1/3 территории РФ.

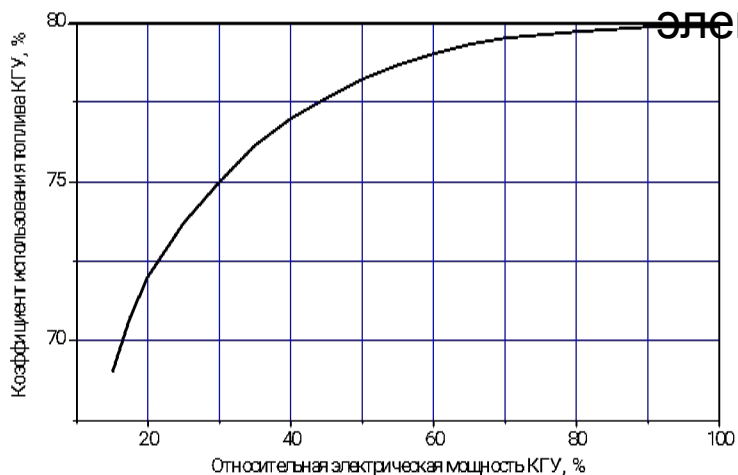
- отсутствие доступа к системам централизованного энергоснабжения у примерно 20 млн людей, проживающих на 2/3 территории РФ;
- высокая степень износа генерирующего оборудования и распределительных сетей;
- низкая эффективность производства энергии и высокий уровень ее потерь при транспортировке;
- низкий уровень использования потенциала ВИЭ и местных энергоресурсов.

Неоднозначность решений

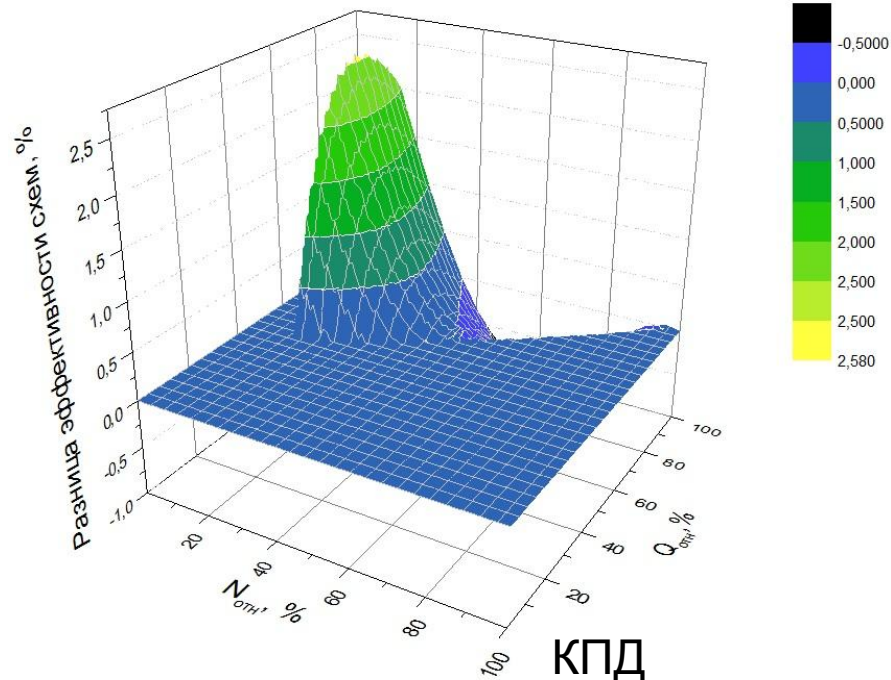
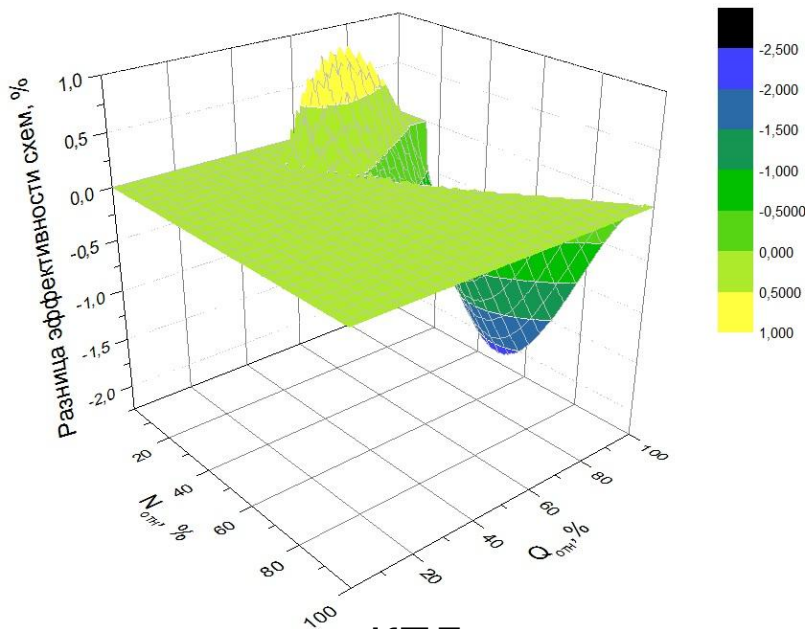
Энергетический комплекс:

когенерационная газопоршневая установка + газовый водогрейный котел +

электродкотел



Зависимость коэффициента использования топлива КГУ от относительной электрической мощности



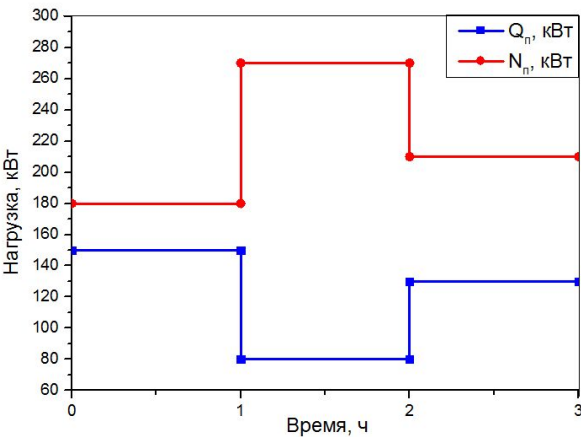
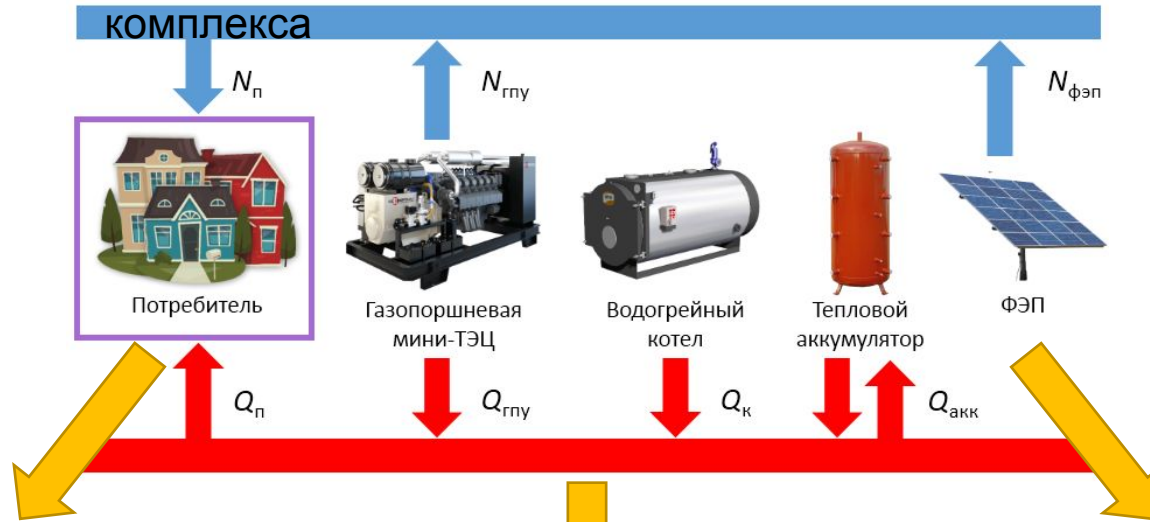
Оптимизация энергетических комплексов: решаемые задачи и рассматриваемые схемы

- 1 Расчет оптимальной режимной карты для заданной схемы оборудования
- 2 Поиск оптимального решения при замене или добавлении отдельной установки
- 3 Сравнительные расчеты различных схемных решений с целью выбора наилучшего
- 4 Расчет оптимальной схемы и режимных карт оборудования энергетического комплекса

- 1 Только установки на углеводородном топливе: ДГУ, ГПУ, ГТУ
- 2 Только установки на ВИЭ
- 3 Системы аккумулирования энергии
- 4 Объекты централизованной энергетики
- 5 Гибридные энергетические комплексы

Исходные данные

Математическая модель энергетического комплекса



Графики нагрузок потребителя

	Капитальные затраты, руб	Срок эксплуатации, лет	Кап. Затраты в час
Мини-ТЭЦ, 1 кВт	20000	20	0,1142
Котел, 1 кВт	700	20	0,0040
Бак-аккумулятор, 1 литр.	220	20	0,0013
ФЭП, 1 м кв.	10000	20	0,0571

Теплота сгорания природного газа: 38200 кДж/м³
 Цена природного газа: 6,3 руб./м³

Данные о капитальных затратах и топливе

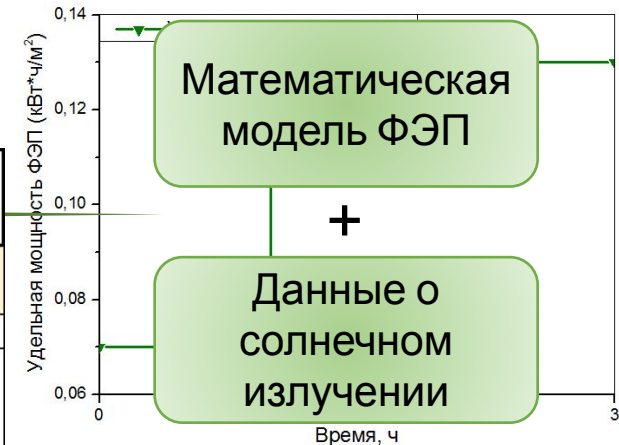
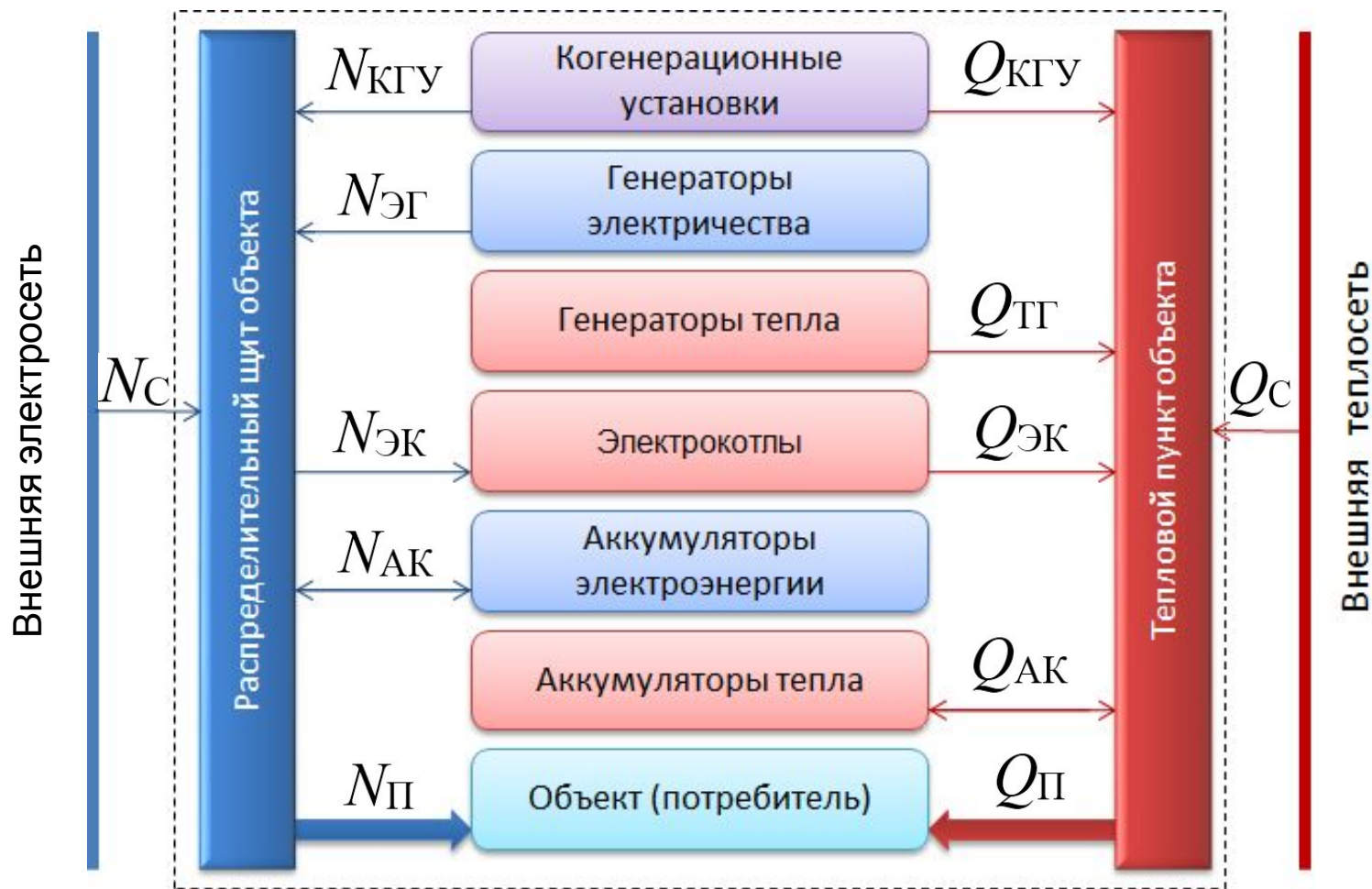


График удельной мощности ФЭП

Обобщенная модель энергетического комплекса



Балансовые

уравнения:

$$N_{П} = N_C + N_{АК} + N_{ЭГ} + N_{КГУ} - N_{ЭК}$$

$$Q_{П} = Q_C + Q_{АК} + Q_{ТГ} + Q_{КГУ} + Q_{ЭК}$$

Целевая функция

затраты на энергоснабжение объекта за расчетный период

постоянная составляющая
(капитальные затраты, зарплата персонала, плановые ремонты)

отдельная установка:

$$Z_K(t) = \frac{Z_{ПК} t}{t_{ПЭ}}$$

переменная составляющая
(затраты на топливо)

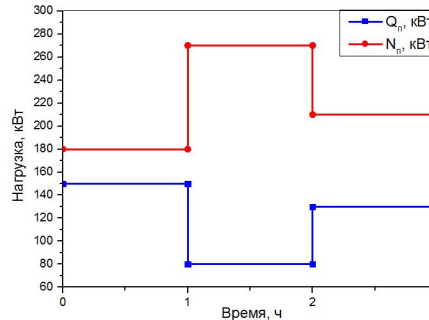
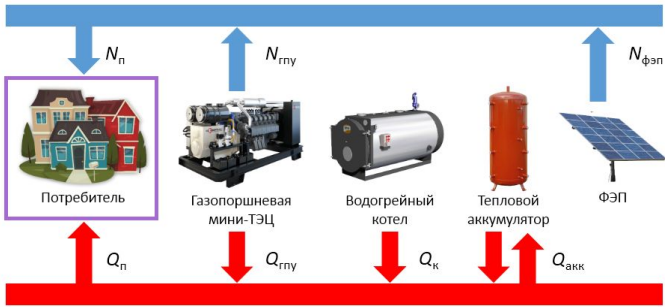
отдельная установка:

$$Z_T(t) = \frac{x P_{НОМ} \rho_T t}{\eta q_T}$$

энергетический комплекс:
 m установок
 n интервалов времени

$$R = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^m \left[\frac{Z_{ПКi} \Delta t}{t_{ПЭi}} + \frac{x_i^j P_{НОМi} \rho_{Ti} \Delta t}{\eta_i q_{Ti}} \right]$$

Решение задачи симплекс-методом



4 установки,
3
временных
интервала

Для 1-го
интервала:

$$N_n = N_{ГПУ} + N_{ФЭП}$$

$$Q_n = Q_{ГПУ} + Q_k - Q_{акк}$$

$$N_{ГПУ} \leq N_{ГПУ}^{ном}$$

$$Q_k \leq Q_k^{ном}$$

$$E_{акк} + Q_{аккз} - Q_{аккр} \leq 0$$

$$E_{акк} + Q_{аккз} - Q_{аккр} \leq 0$$

Для 2-го
интервала:

$$80 = 240 \cdot x_{ГПУ}^2 + x_k^2 - x_{аккз}^2 + x_{аккр}^2$$

$$300 = 240 \cdot x_{ГПУ}^2 + x_k^2 - x_{аккз}^2 + x_{аккр}^2$$

$$x_{ГПУ}^2 + x_{0ГПУ}^2 = x_{ГПУ}^{ном}$$

$$x_k^2 + x_{0к}^2 = x_k^{ном}$$

$$x_{аккз}^1 - x_{аккр}^1 + x_{аккз}^2 - x_{аккр}^2 - x_{01акк}^2 = 0$$

$$x_{аккз}^1 - x_{аккр}^1 + x_{аккз}^2 - x_{аккр}^2 + x_{02акк}^2 = x_{акк}^{max}$$

Целевая

Для 3-го
интервала:

$$130 = 200 \cdot x_{ГПУ}^3 + x_k^3 - x_{аккз}^3 + x_{аккр}^3$$

$$210 = 240 \cdot x_{ГПУ}^3 + x_k^3 - x_{аккз}^3 + x_{аккр}^3$$

$$x_{ГПУ}^3 + x_{0ГПУ}^3 = x_{ГПУ}^{ном}$$

$$x_k^3 + x_{0к}^3 = x_k^{ном}$$

$$x_{аккз}^1 - x_{аккр}^1 + x_{аккз}^2 - x_{аккр}^2 + x_{аккз}^3 - x_{аккр}^3 - x_{01акк}^2 = 0$$

$$x_{аккз}^1 - x_{аккр}^1 + x_{аккз}^2 - x_{аккр}^2 + x_{аккз}^3 - x_{аккр}^3 + x_{02акк}^2 = x_{акк}^{max}$$

$$R = (N_{ГПУ}^{ном} C_{ГПУ} + x_k^{ном} C_k + s_{ФЭП} C_{ФЭП} + x_{акк}^{max} C_{акк}) + \sum_{i=1}^3 C_{пг} \cdot \left(\left(\frac{k \cdot x_{ГПУ}^i + b}{q_{пг}} \right) + \left(\frac{x_k^i}{q_{пг} \eta_k} \right) \right)$$

$$x_{аккз}^1 + x_{аккр}^1 + x_{02акк}^2 = x_{акк}^{max}$$

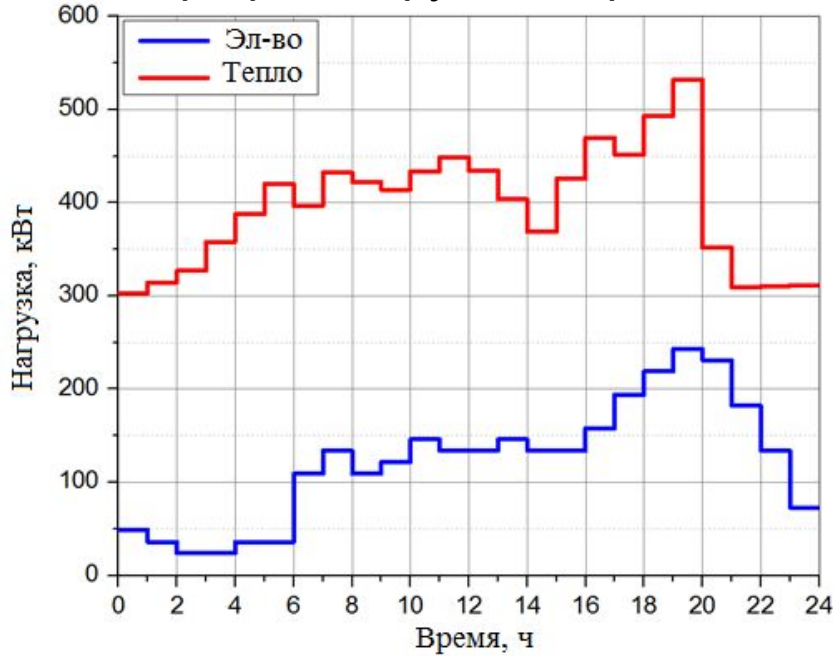
Ограничений: 18
Искусственных переменных: 18

18

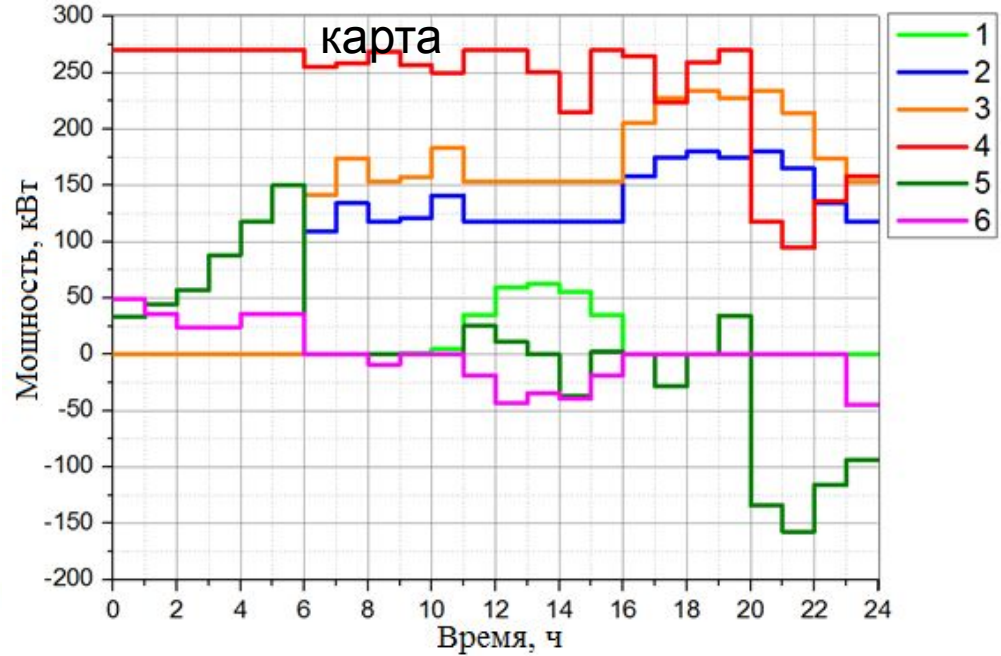
Свободных параметров: 39

Пример 1 – многоэтажный дом

График нагрузки потребителя

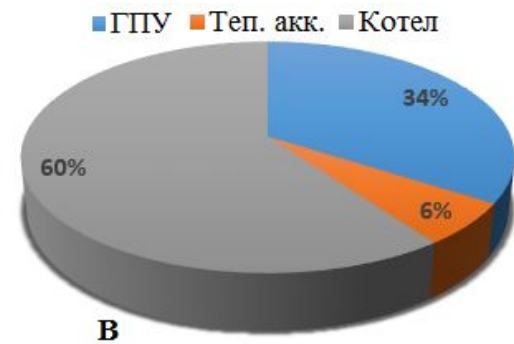
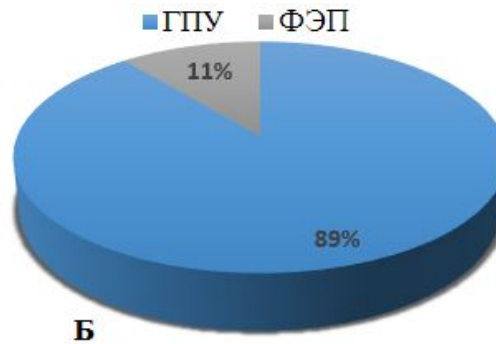
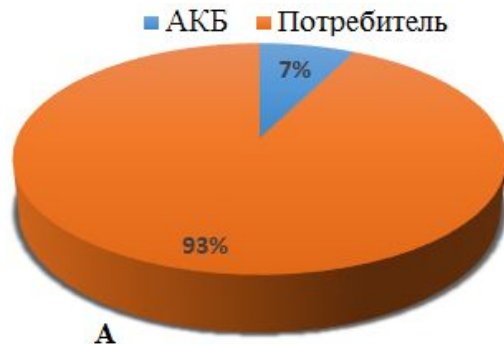


Режимная



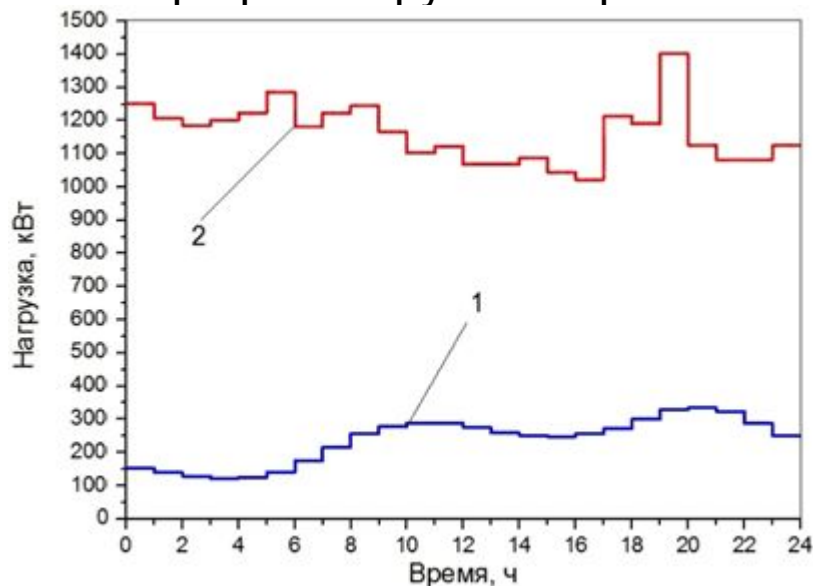
Потребитель – многоэтажное жилое здание в Московской области. Базовая схема энергоснабжения: ГПУ+газовый котел. После оптимизации затраты снижены на 4,2%, а потребление газа – на 16%.

1- ФЭП, 2 – ГПУ (электричество), 3 – ГПУ (тепло), 4 – газовый котел, 5 – тепловой аккумулятор, 6 – электроаккумулятор.

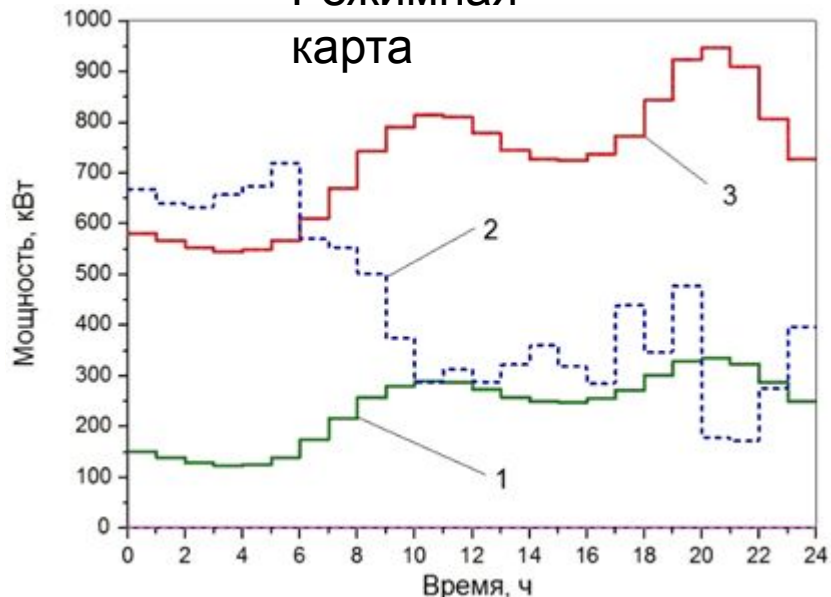


Пример 2 – поселок Жиганск

График нагрузки потребителя



Режимная карта



1 – электрическая нагрузка, 2 – тепловая нагрузка

1 – КГУ (Эл.), 2 – газовый котел, 3 – КГУ (Тепл.)

Энергетический комплекс на базе ГТУ-2,5П. Природный газ: 3,43 руб./м³

Мощность: 2,68 МВт

Дневной тариф на ЭЭ: 2,42 руб./кВтч

КПД: 21,1%

Ночной тариф на ЭЭ: 1,53 руб./кВтч

Тепловая мощность: 5,14 МВт

Затраты на энергоснабжение поселка, руб./период

Расчеты проведены в рамках НИР «Разработка и экспериментальная Апробация технических решений повышения эффективности газотурбинных установок на основе внутрициклового сжатия топлива»

Схема	Затраты на энергоснабжение поселка, руб./период			
	КГУ+ВК+эл.сеть	КГУ+ВК	ГТУ+ВК+эл.сеть	ГТУ+ВК
Зима	125500	125500	184279	188122
Весна	74983	74983	112453	122058
Лето	42691	49068	46545	55822
Осень	82442	82442	130084	134848
Сумма	325616	331993	473361	500850

Методы моделирования энергетических нагрузок

Прогнозирование нагрузок

Долгосрочное (годы и десятилетия)

Краткосрочное (сутки, часы, минуты)

Моделирование трендовой составляющей

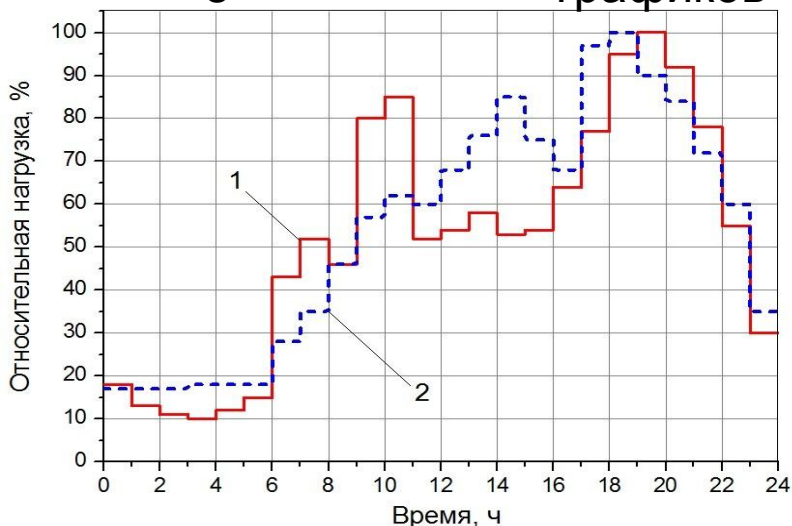
Моделирование случайной составляющей

Прямое прогнозирование

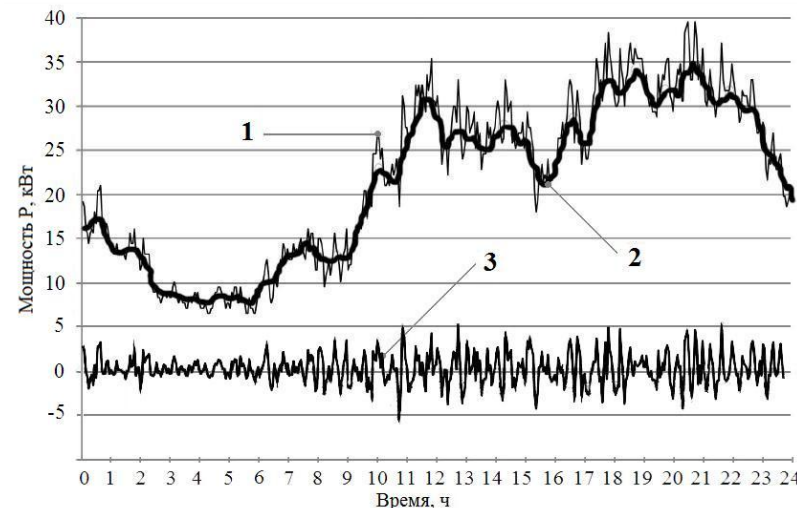
Использование типовых графиков

Аппроксимация

Искусственные нейронные сети

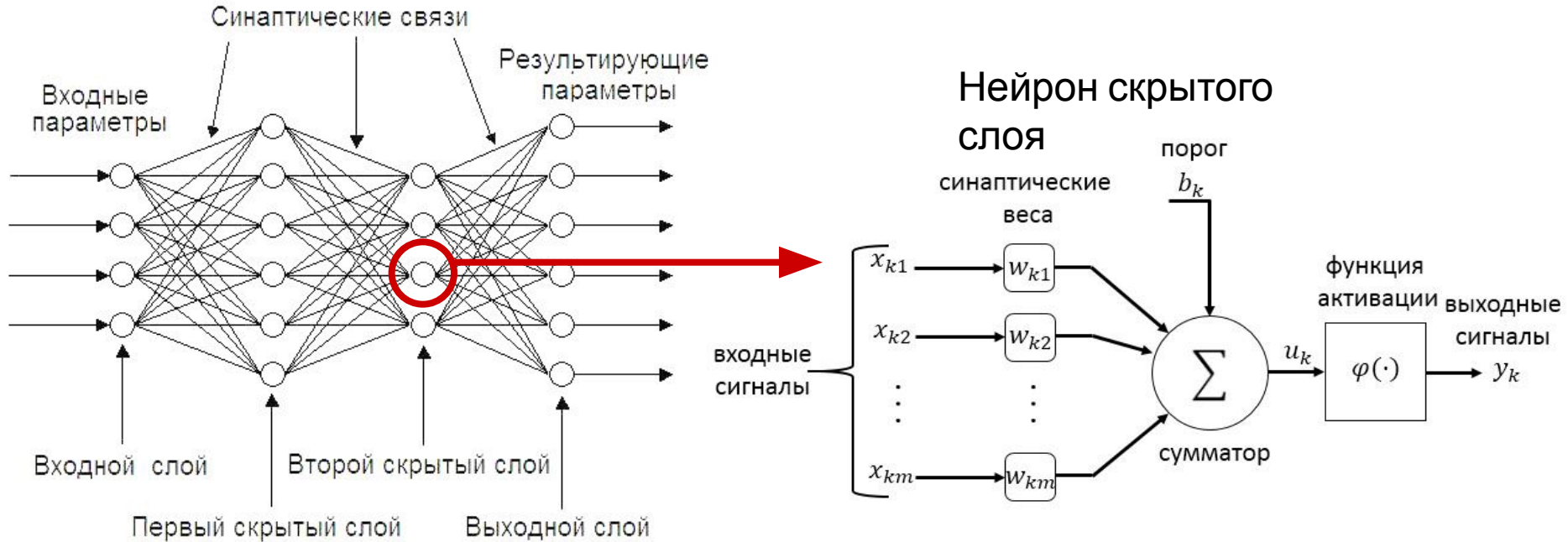


Типовые графики относительной электрической нагрузки жилого здания: 1 — рабочий день; 2 — выходной день

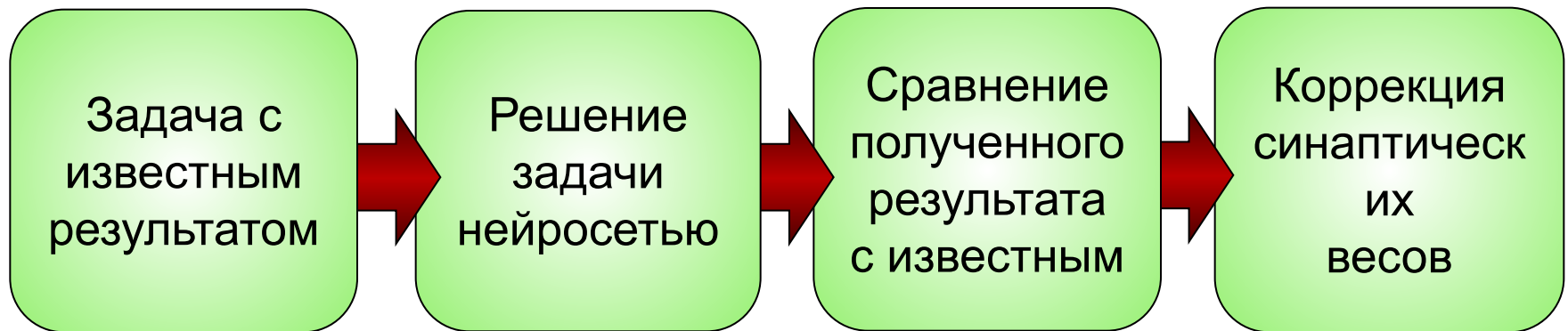


Суточный график электрической нагрузки жилого здания: 1 — экспериментальный график; 2 — трендовая составляющая; 3 — случайная составляющая

Аппарат искусственных нейронных сетей

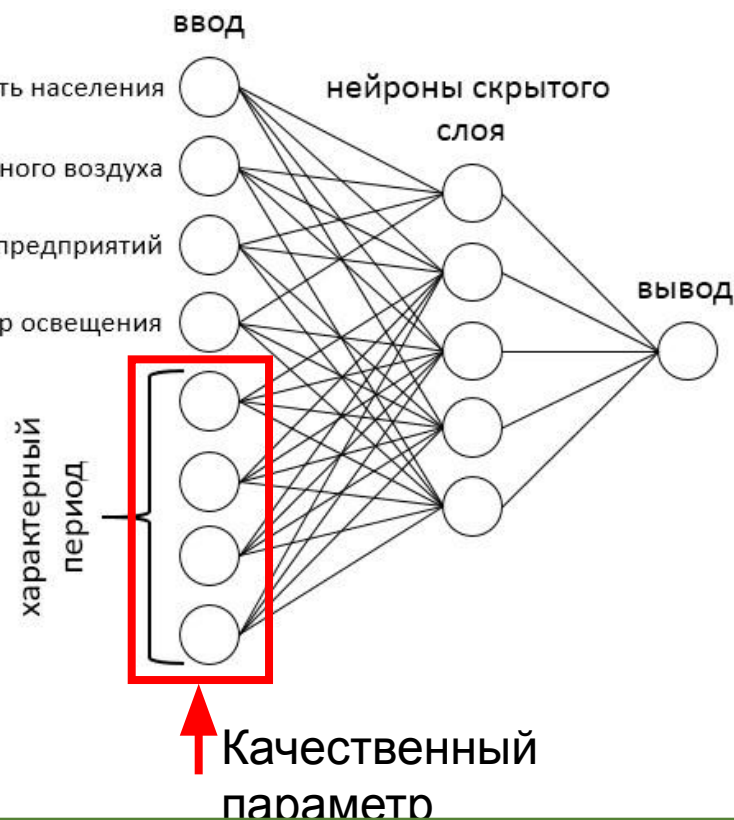
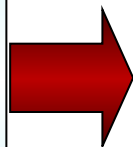


Обучение нейронной сети



Создание и обучение нейронной сети

Обучающая выборка:
26 суточных графиков
электрической
нагрузки
населенных пунктов
Якутии и Камчатского
края

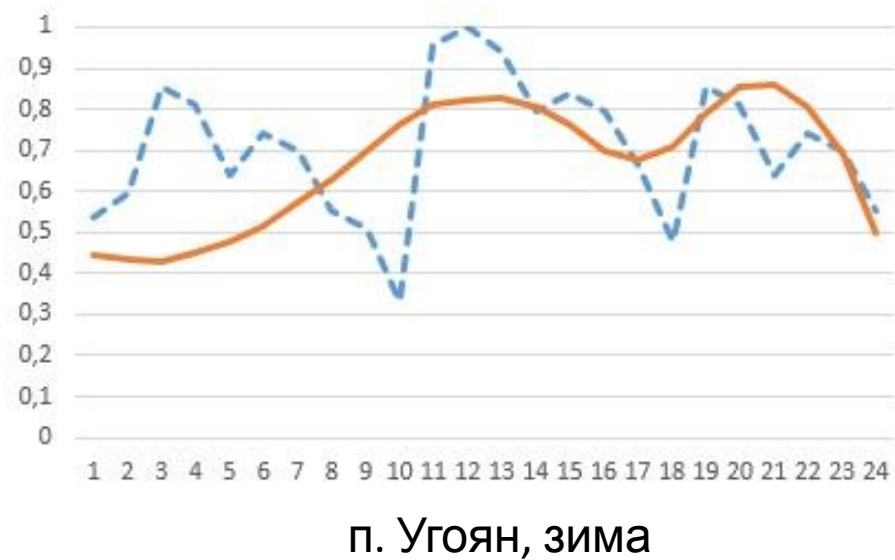
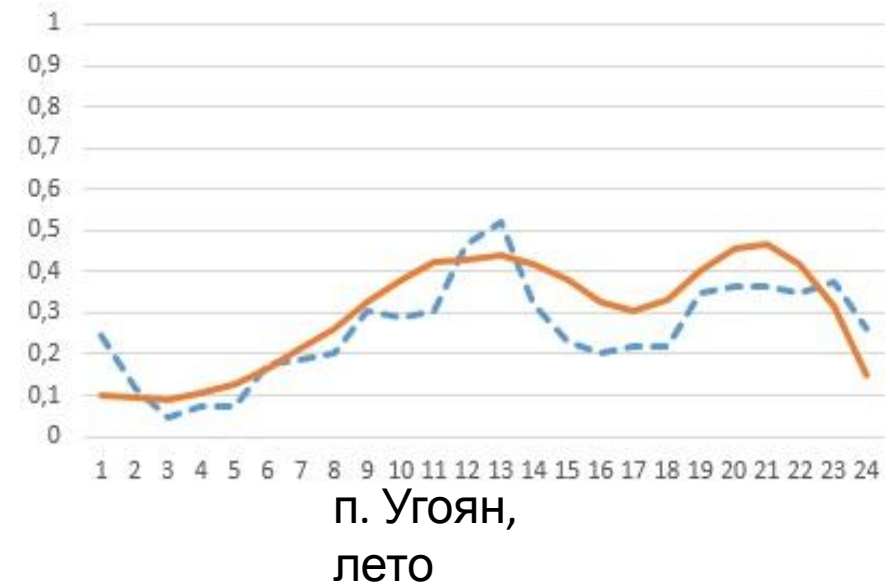
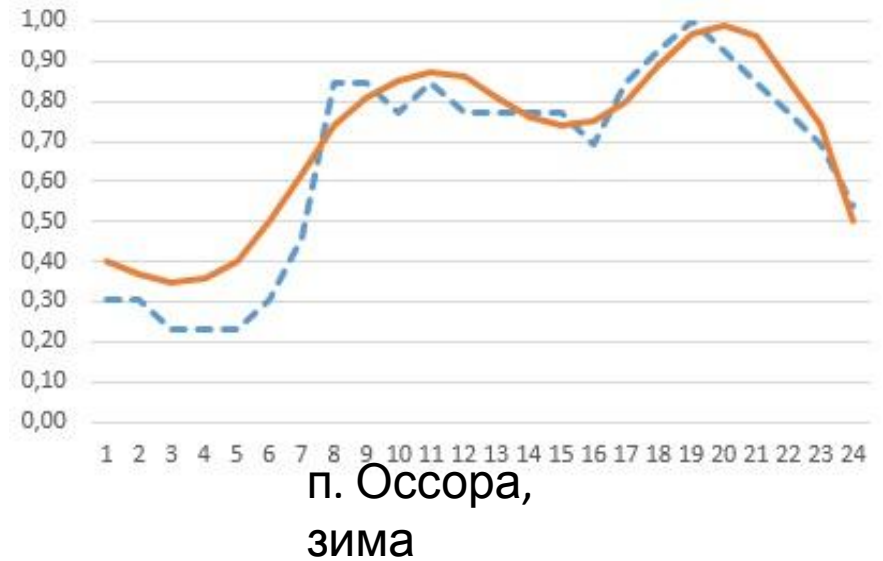
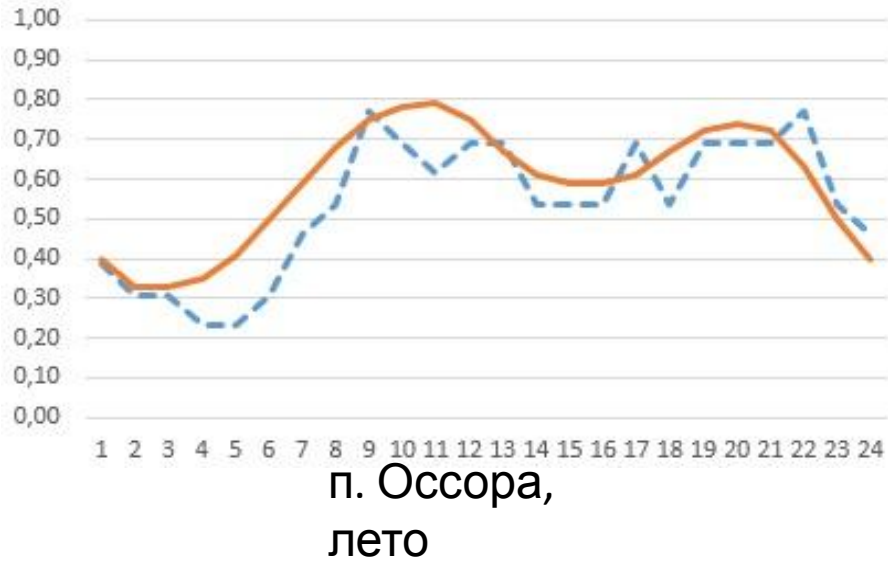


Необходимость обучающей выборки –
ключевой недостаток метода
моделирования с применением ИНС

Достоинства метода ИНС:

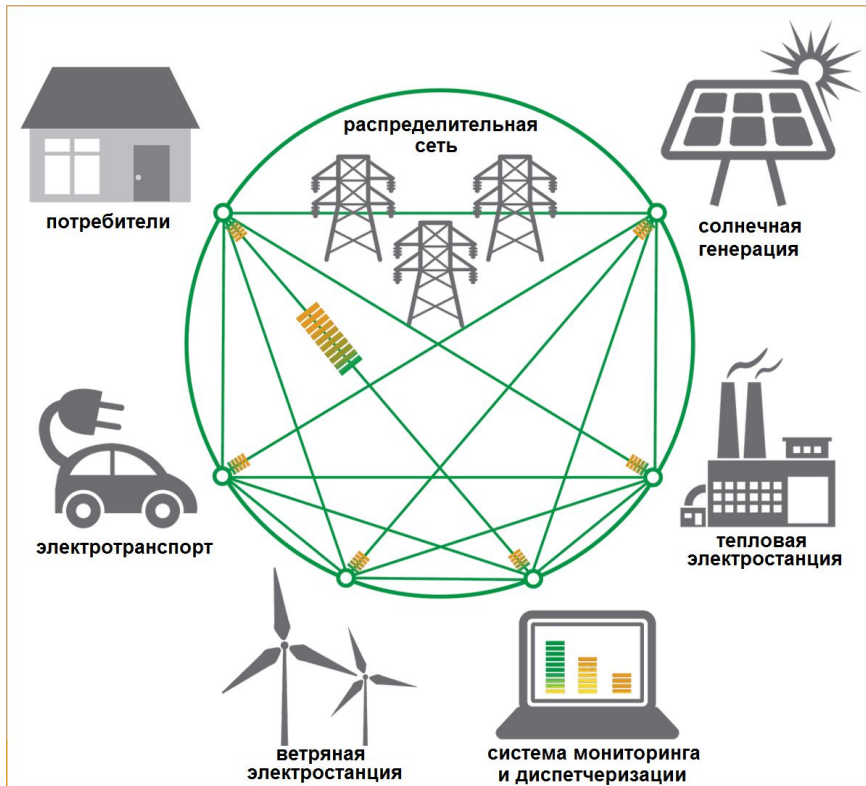
- функционирование при недостаточной исходной информации, наличии пропусков и отклонений;
- установка корреляции между любыми исходными параметрами и моделируемой величиной (ИНС применимы при недостаточной формализации задачи или избыточной детализации исходных данных);
- В качестве исходной информации подойдут данные об объектах, отличных от моделируемого.

Результаты моделирования нагрузок потребителей



Концепция «умной» сети (smart grid)

Термин введен в практику после публикации в статье Michael Burr «Спрос надёжности будет управлять инвестициями» в 2003 году



Основные направления развития энергетического хозяйства в рамках концепции smart grid

1. Внедрение систем мониторинга, сбора и хранения информации о состоянии генерирующего оборудования, сетей и оборудования потребителей.
2. Оптимизация процессов производства, передачи и потребления электроэнергии с помощью систем автоматизированного управления.
3. Оптимизация производства энергии путем развития распределенной генерации и применения эффективных схем энергетических комплексов с учетом местных энергоресурсов и возможность использования установок на ВИЭ и аккумуляторов тепловой и электрической энергии.
4. Создание нормативной и законодательной базы, способствующей скорейшему распространению технологий smart grid.

Дополнительные преимущества:

- Статистика потребления электроэнергии.
- Быстрое обнаружение и локализация аварий и утечек электроэнергии.

Виртуальные электростанции (virtual power plant)

Виртуальная электростанция – управляемая агрегация ресурсов распределенной генерации.

Классификация виртуальных электростанций

По назначению

- Технические (для управления объектами РГ).
- Коммерческие (для агрегирования объектов РГ на рынке электроэнергии).

По характеру взаимодействия с ЦЭС

- Только выдача электроэнергии.
- Двухнаправленная передача электроэнергии.

По типу агрегируемых объектов

- Только с источниками электроэнергии.
- Только с потребителями.
- Комбинированного типа.

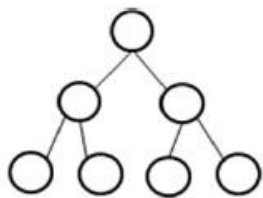
По уровню напряжения

- Низкого напряжения (0,4 кВ).
- Иерархические (0,4-10-110 кВ).

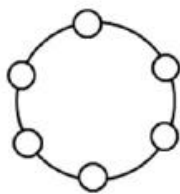
По принципу управления

- Централизованные (имеют единый центр управления, обладающий всей информацией).
- Децентрализованные (имеют множество локальных контроллеров, есть центральный контроллер).

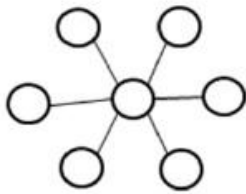
Возможные варианты топологии ВиЭС



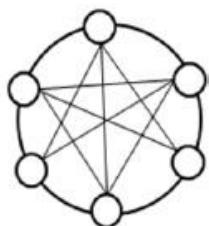
древовидная



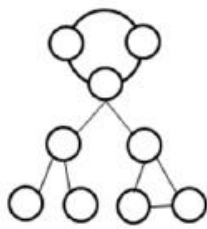
кольцевая



звезда



полносвязная



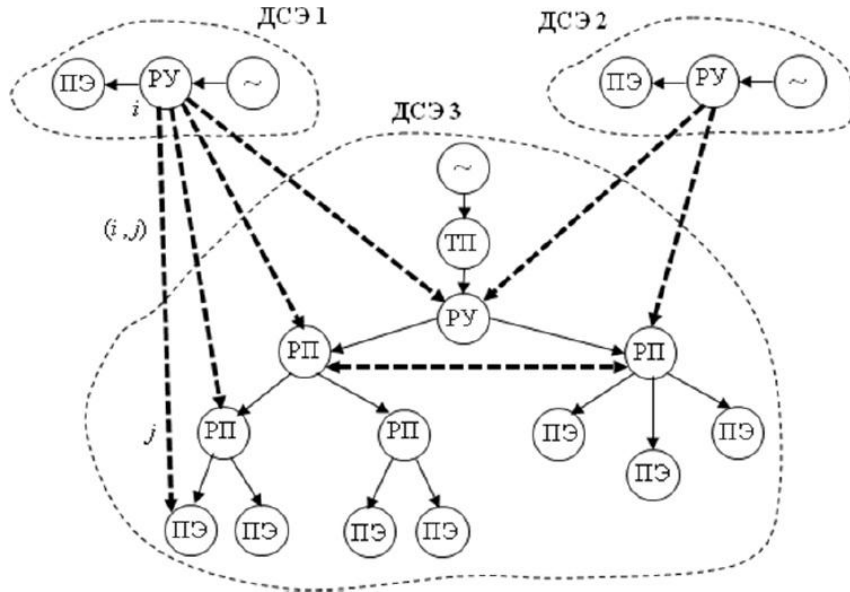
смешанная

Позволяет решить следующие проблемы:

- Максимизация использования потенциала ВиЭС;
- Повышение средней эффективности использования топлива внутри сети;
- Резервирование мощностей внутри сети, как следствие – решение проблемы низкой надежности объектов малой энергетики.

Оптимизация структуры распределительной сети

Представление структуры распределительной сети с использованием графов



Граф электрической сети, объединяющей несколько ДСЭ (i, j – узлы графа; (i, j) – ветвь графа между i -м и j -м узлом)

ДСЭ – децентрализованные системы энергоснабжения, ПЭ – потребители электроэнергии, РУ – распределительные устройства, ТП – трансформаторная подстанция

Ограничения при объединении:

- Допустимое значение тока в линии;
- Допустимое отклонение напряжения в узлах;
- Наибольшее целесообразное расстояние передачи мощности с учетом потерь.

Матрица смежности

$$A = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{m1} & a_{m2} & \dots & a_{mm} \end{bmatrix} = \left\| a_{ij} \right\|_m^n, i = \overline{1, n}; j = \overline{1, m}$$

n – число узлов графа; m – число ветвей (дуг)

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{если из вершины } i \text{ можно перейти в вершину } j; \\ 0, & \text{при отсутствии связи.} \end{cases}$$

Аналогичные матрицы:

- для капитальных затрат (c);
- для удельных потерь при транспортировке (w).

Целевая функция

ОПТИМИЗАЦИИ:

$$R = \left\| a_{ij} \right\|_m^n \times \left\| c_{ij} \right\|_m^n + \sum_{t=1}^T \left(\left\| a_{ij} \right\|_m^n \times \left\| p_{ij}^t w_{ij} \right\|_m^n \right) * tar$$

T – горизонт расчета;

t – индекс временного интервала;

p – электроэнергия, передаваемая по линии;

tar – тариф на электроэнергию;