

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Факультет «Энергетический»  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА  
Рецензент

\_\_\_\_\_ В. Я. Боос  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ  
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

ВОПРОСЫ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОПОРШНЕВЫХ ГЕНЕРАТОРОВ В СИСТЕМАХ  
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОТВЕТСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ  
ЮУрГУ-13.04.02.2017.040.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР  
доцент, к.т.н.

\_\_\_\_\_ Х. К. Харасов  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Автор ВКР  
студент группы П–285

\_\_\_\_\_ А. Б. Брюховецкая  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Нормоконтролер  
старший преподаватель

\_\_\_\_\_ Н.Ю. Аверина  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
«Политехнический институт»  
Факультет Энергетический  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»  
Направление 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»  
Магистерская программа  
«Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ:  
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ,  
д.т.н., профессор

\_\_\_\_\_ И.М. Кирпичникова  
« 19 » декабря 2016 г.

### **ЗАДАНИЕ**

на выпускную квалификационную работу студента  
Брюховецкой Анны Борисовны  
Группа – П-285

- 1 Тема работы «Вопросы применения газопоршневых генераторов в системах электроснабжения ответственных потребителей»  
Утверждена приказом ректора ЮУрГУ от 28 апреля 2017 г., № 835  
Срок сдачи студентом законченной работы – 01.06.2017 г.
- 2 Исходные данные к работе – результаты проведения научно-исследовательской работы
- 3 Перечень вопросов, подлежащих разработке
  - 1 Введение
  - 2 Обзор направлений развития автономной энергетики
  - 3 Разработка оптимизационной модели системы энергоснабжения с когенерационной газопоршневой установкой
  - 4 Разработка алгоритма решения задачи по оптимизации
  - 5 Рассмотрение примера решения задачи проектирования СЭС с помощью оптимизационной модели в программе Excel
  - 6 Заключение
- 4 Дата выдачи задания: 28 декабря 2016 г.  
Научный руководитель \_\_\_\_\_ / Х.К. Харасов /
- Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_ / А.Б. Брюховецкая /

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ п/п	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение	15.02.2016	
2	Постановка задачи	28.05.2016	
3	Обзор направлений развития автономной энергетики	06.11.2016	
4	Разработка оптимизационной модели системы энергоснабжения с когенерационной газопоршневой установкой	10.12.2016	
5	Разработка алгоритма решения задачи по оптимизации	15.02.2017	
6	Рассмотрение примера решения задачи проектирования СЭС с помощью оптимизационной модели в программе Excel	14.03.2017	
7	Заключение	25.04.2017	
8	Библиографический список	07.05.2017	
9	Оформление пояснительной записки	20.05.2017	
10	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	01.06.2017	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ \_\_\_\_\_ / И.М. Кирпичникова /

Научный руководитель работы \_\_\_\_\_ / Х.К. Харасов /

Магистрант \_\_\_\_\_ / А.Б. Брюховецкая /

## АННОТАЦИЯ

Брюховецкая А. Б. Вопросы применения газопоршневых генераторов в системах электроснабжения ответственных потребителей – Челябинск: ЮУрГУ, Энергетический, 2017. – 60 с., 25 рисунков, 30 таблиц, библиографический список – 17.

Ключевые слова: оптимизация, ответственные потребители, когенерация, когенерационные установки, газопоршневые установки, оптимизационная модель.

Актуальность исследования – в настоящий момент топливно-энергетический комплекс России переживает кризисное состояние. Основное проявление кризиса заключается в том, что обыденным явлением становится нарушение и перебои снабжения отдельных регионов и потребителей электрической и тепловой энергией, что не приемлемо для ответственных потребителей. Кроме того, проблемой являются большие потери в энергоснабжении при транспортировке по сетям до потребителя, высокие затраты на подключение к сети. Одним из наиболее перспективных решений сложившейся ситуации является развитие локальных автономных децентрализованных источников комбинированного производства электроэнергии и тепла на базе газопоршневых установок, неоспоримыми преимуществами которых являются высокий КПД, полная независимость от региональных энергосетей, а следовательно, и от роста тарифов, надежность, отсутствие затрат на строительство подводящих и распределительных сетей. В случае ответственных потребителей, газопоршневые установки являются третьим независимым источником и могут применяться как в качестве основного, так и в качестве резервного источника энергоснабжения.

Новизна ВКР заключается в применении компьютерного моделирования для исследования системы энергоснабжения ответственных потребителей с газопоршневыми установками.

В результате исследований получена оптимизационная модель в программе Excel и методика расчета оптимального количества, мощности и места установки газопоршневых установок для энергоснабжения ответственных потребителей.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ.....	5
ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 ОБЗОР НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. ОТВЕТСТВЕННЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ .....	7
1.1 Ответственные потребители электрической энергии .....	7
1.2 Дизельные электростанции .....	7
1.3 Понятие «когенерация» и когенерационные установки .....	9
1.3.1 Газотурбинные установки.....	12
1.3.2 Газопоршневые установки.....	13
1.4 Сравнение газопоршневых, газотурбинных и дизельных установок.....	16
Выводы по главе 1.....	19
2 РАЗРАБОТКА ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С КОГЕНЕРАЦИОННОЙ ГАЗОПОРШНЕВОЙ УСТАНОВКОЙ .....	20
2.1 Общие вопросы моделирования .....	20
2.2 Описание модели на основе стандартной программы Excel .....	24
2.2.1 Расчёты электрических и тепловых нагрузок потребителя. Расчет кабельных линий, питающих потребителей.....	29
2.2.2 Расчёт энергоснабжения от электрических и тепловых центральных сетей .....	30
2.2.3 Расчёт оптимального места размещения и мощности ГПУ .....	33
2.2.4 Методика выбора оптимальной системы энергоснабжения .....	42
2.3 Алгоритм решения задачи по оптимизации числа, мощности и координат размещения ГПУ .....	42
Выводы по главе 2.....	42
3 ПРИМЕР РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЭС С ПОМОЩЬЮ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ В ПРОГРАММЕ EXCEL .....	44
3.1 Исходные данные для проектирования системы энергоснабжения главного корпуса ЮУРГУ.....	44
3.2 Ввод входных параметров модели .....	47
3.3 Получение выходных параметров модели .....	49
3.4 Получение результатов поиска оптимального решения, анализ и сравнение экономических показателей .....	54
Выводы по главе 3.....	57
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	58
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	60

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВКР	Выпускная квалификационная работа
ТП	Технологический процесс
СЭС	Система электроснабжения
ДГУ	Дизель-генераторная установка
КПД	Коэффициент полезного действия
КУ	Когенерационная установка
ГПУ	Газопоршневая установка
ГТУ	Газотурбинная установка
РП	Распределительный пункт
ЮУрГУ	Южно-Уральский государственный университет

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы.** В настоящий момент во многих странах в том числе и в России наблюдается рост производства электроэнергии путем применения автономных источников, благодаря широкой доступности газа и дизельного топлива. Основной причиной перехода на автономное энергоснабжение являются нарушение и перебои снабжения отдельных регионов и потребителей электрической и тепловой энергией, что не приемлемо для ответственных потребителей. Кроме того, проблемой являются большие потери в энергоснабжении при транспортировке, рост тарифов центральных сетей. Решением сложившейся ситуации является развитие автономных источников совместного производства электроэнергии и тепла на базе газопоршневых установок, имеющих ряд преимуществ. В случае ответственных потребителей, газопоршневые установки являются третьим независимым источником и могут применяться как в качестве основного, так и в качестве резервного источника энергоснабжения.

При проектировании автономного энергоснабжения возникает ряд задач по размещению ГПУ с обоснованием количества и мощности, в зависимости от мощности и параметров потребителей. Эти оптимизационные задачи должны решаться с позиции минимума затрат на ввод и эксплуатацию генерирующего комплекса. Известные модели планирования развития недостаточно учитывают характер потребления, не рассматривают возможность одновременной выработки тепла и продажи электроэнергии в сеть. Капитальные и эксплуатационные затраты учитываются лишь в виде удельных показателей и не разбиты на составляющие, что ухудшает точность самой математической модели при поиске оптимальных решений. В настоящее время комплексного подхода к решению задач оптимизации размещения автономных источников энергоснабжения и выбора их числа и мощности с учётом влияющих факторов ещё не разработано. Поэтому актуальна разработка математической модели, а затем и методик, реализующих такой подход.

**Объектом исследования** является система энергоснабжения ответственных потребителей с газопоршневыми установками.

**Цель работы** заключается в рассмотрении вопросов применения газопоршневых генераторов в системах электроснабжения ответственных потребителей.

**Результаты исследования** – создание оптимизационной модели и алгоритмов решения задач определения числа, типа и мест размещения газопоршневых установок для энергоснабжения ответственных потребителей. Модель также определяет, каким источником принимается газопоршневая установка – основным или резервным. Проверка результатов проведена в системе энергоснабжения главного корпуса и прилегающей территории ЮУрГУ. Все исследования проводились на основе газопоршневых когенераторов, однако предложенные алгоритмы применимы и для систем с другими автономными источниками, а также не только для ответственных потребителей, но и для других категорий надёжности электроснабжения.

Исследования в диссертационной работе проведены на действующей системе энергоснабжения ЮУрГУ с достоверными данными по её характеристикам.

# 1 ОБЗОР НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ. ОТВЕТСТВЕННЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ

## 1.1 Ответственные потребители электрической энергии

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяют на три категории.

Электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории (ответственные потребители) должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания [1].

Бесперебойность и высокое качество питающего напряжения являются необходимым условием нормальной работы разнообразных потребителей электроэнергии, участвующих в различных ТП. Работа вычислительных центров или отдельных машин, входящих в систему автоматизированного управления (АСУ) ТП, комплексов контрольно-измерительных приборов промышленных производств и автономных объектов; проведение хирургических операций и реанимационных мероприятий в медицине; управление и слежение за движущимися объектами; функционирование систем связи или передачи информации, проведение межбанковских расчетов, автоматизация транспорта нефтепродуктов – вот далеко не полный перечень ТП, требующих особого внимания к организации их бесперебойного электропитания.

Особые потребители и субъекты электроэнергетики определены в рамках разрабатываемого в России технического регламента «О безопасности при нарушениях электроснабжения» [2].

Сегодня в промышленной энергетике в качестве резервного (автономного) источника питания ответственных потребителей широко применяется три вида оборудования: газотурбинные, газопоршневые и дизельные установки.

## 1.2 Дизельные электростанции

Дизельным генератором называют агрегат, состоящий из двух основных узлов – электрического генератора и двигателя, работающего на дизеле. Данная система служит автономным (основным или резервным) источником электроэнергии и обеспечивает ее бесперебойную подачу.

Благодаря своей мобильности и доступности топлива, дизельные станции незаменимы для труднодоступных районов.

Виды дизельных генераторов:

Рынок наполнен множеством моделей ДГУ. В каждом случае модель подбирается исходя из области применения и индивидуальных предпочтений покупателя.



В первую очередь классификация идет по области применения. Свой тип электроагрегата применяется в строительстве, сельском хозяйстве, энергопоездах.

– по мощности:

По мощности различают электроагрегаты небольшой мощности (до 50кВт), средней (50-200 кВт) и высокой (больше 200кВт).

– по способу охлаждения:

Таких способов существует три: воздушный, радиаторный (называемый также водо-воздушным) и двухконтурный (или водо-водяной).

– по типу использования:

Также электростанции классифицируются на осветительные, силовые, а также станции специального назначения (к примеру, инструментальные).

– по способности к передвижению:

В зависимости от способности к передвижению, существуют стационарные, передвижные и портативные генераторные установки. Передвижные обычно применяются в качестве мобильных источников питания.

– по способу исполнения:

В специально подготовленных помещениях можно размещать электростанции открытого исполнения. В ином случае стоит использовать электростанцию в кожухе. Он защитит агрегат от осадков и прочих вредных воздействий окружающей среды. В суровом климате обычно используются контейнерные электростанции.

– по способу возникновения магнитного поля:

Выделяют синхронные и асинхронные генераторы. Асинхронные считаются более надежными, т.к. при их использовании не создаются радиопомехи. Однако, они не способны переносить долговременные перегрузки.

– по количеству фаз:

ДГУ классифицируются на однофазные и трехфазные. Основное отличие состоит в том, что трехфазная электростанция имеет два выхода – на 230 и 400В.

Главный узел агрегата – дизельный двигатель. Цилиндры двигателя могут располагаться двумя способами - V-образно и рядно. При рядном расположении используется более длинная и узкая рама, чем в устройствах, где цилиндры расположены V-образно. Следует учесть, что рядных двигателей, имеющих большое количество цилиндров, выпускается мало, потому в высокомоощных электроагрегатах чаще всего установлен именно V-образный двигатель.

Двигатель, устанавливаемый на электроагрегаты мощностью от 15кВт, снабжен системой жидкостного охлаждения. Такие конструкции имеют пониженный уровень шума и увеличенный ресурс.

Основной принцип работы дизельного генератора можно изложить в нескольких пунктах:

– В результате возгорания сжатого дизтоплива образуется энергия расширения газов. В процессе переработки этой энергии с помощью кривошипно-шатунного механизма, появляется механическая энергия вращения коленчатого вала.

– Начинает двигаться ротор генератора. При вращении ротора возбуждается электромагнитное поле, в результате чего создается ЭДС.

– ЭДС создает исходящее напряжение. Это напряжение, стабилизируемое с помощью устройства управления, подается конечному пользователю [3].

### 1.3 Понятие «когенерация» и когенерационные установки

Когенерация — процесс совместной выработки электрической и тепловой энергии. Когенерационная установка может служить как основным источником электроэнергии, так и дополнительным, резервным, в зависимости от наличия централизованного электроснабжения [4].

На рисунке 1.1 представлено сравнение энергетических потоков при раздельной и комбинированной выработке энергии, данные приведены в условных единицах топлива.



Рисунок 1.1 - Сравнение энергетических потоков при раздельной выработке энергии и когенерации

Обоснования строительства КУ:

- потери 8-10% при дальнейшей передаче электроэнергии и тепла;
- высокие затраты за подключение к внешним электросетям;
- ограниченные возможности существующих источников электроэнергии и тепла при расширении мощностей предприятия потребителя;
- низкое качество и количество получаемой электроэнергии и тепла от устаревшего источника генерации;
- сопоставимые со стоимостью электростанций, штрафы за выбросы в атмосферу попутного нефтяного газа;
- снижение финансовой зависимости от роста тарифов на электроэнергию и тепло;
- низкая надежность работы местных энергосбытовых компаний[5].

Когенерационная установка состоит из четырех основных частей (рисунок 1.2):

- Первичный двигатель;
- Электрогенератор;
- Система утилизации тепла;
- Система контроля и управления;

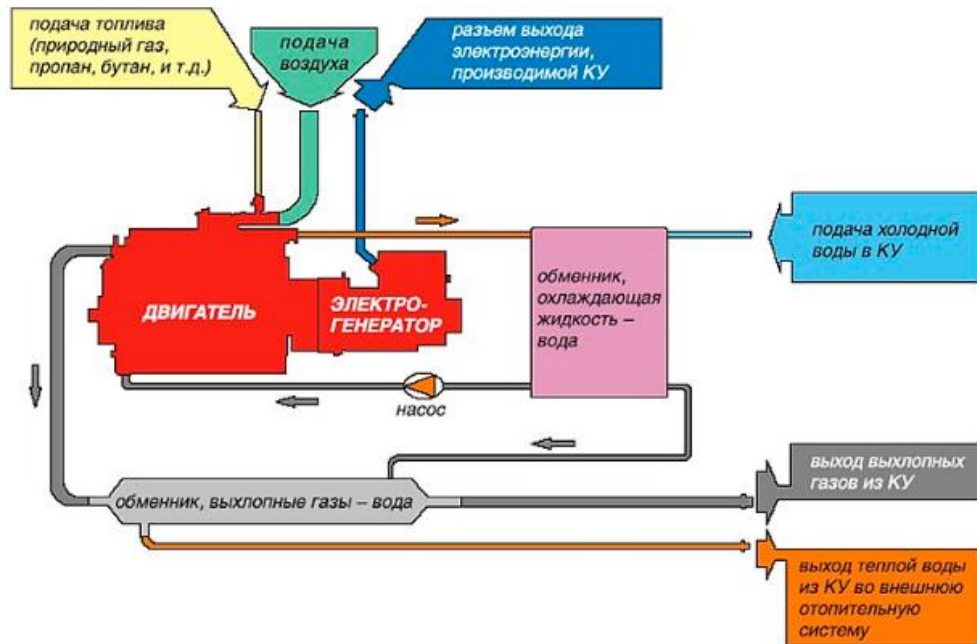


Рисунок 1.2 – Схема КУ

Генераторы предназначены для преобразования механической энергии вращающегося вала двигателя в электроэнергию.

Генераторы могут быть синхронными или асинхронными. Синхронный генератор может работать в автономном режиме или параллельно с сетью. Асинхронный генератор может работать только параллельно с сетью. Если произошел обрыв или другие неполадки в сети, асинхронный генератор прекращает свою работу. Поэтому, для обеспечения гибкости применения распределенных когенерационных энергосистем чаще используются синхронные генераторы[6].

В зависимости от существующих требований, роль первичного двигателя может выполнять (таблица 1.1):

- Поршневой двигатель;
- Паровая турбина;
- Газовая турбина[6];

Теплоутилизатор является основным компонентом любой когенерационной системы. Принцип его работы основан на использовании энергии отходящих горячих газов двигателя электрогенератора (турбины или поршневого двигателя).

Простейшая схема работы теплоутилизатора состоит в следующем: отходящие газы проходят через теплообменник, где производится перенос тепловой энергии жидкостному теплоносителю (вода, гликоль). После этого охлажденные отходя-

щие газы выбрасываются в атмосферу, при этом их химический и количественный состав не меняется.

Теплоутилизатор, как правило, проектируется с учетом параметров и характеристик отходящего потока газов для каждой модели поршневого двигателя или турбогенератора и типа применяемого топлива[6].

Таблица 1.1 - Анализ работы различных двигателей

Двигатель	Используемое топливо	Диапазон мощностей (МВт)	Отношение тепло: электро-энергия	КПД эл.	КПД общий
Паровая турбина	Любое	1 - 1000	3:1 - 8:1+	10-20%	до 80%
Газовая турбина	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин,	0.25 - 300	1.5:1 - 5:1*	25-42%	65-87%
Поршневой двигатель с воспламенением от сжатия (дизель)	газ, биогаз, дизельное топливо, керосин,	0.2 - 20	0.5:1 - 3:1* Вариант по умолчанию: 0.9-2	35-45%	65-90%
Поршневой двигатель с воспламенением от искры	газ, биогаз, керосин,	0.003 - 6	1:1 - 3:1* Вариант по умолчанию: 0.9-2	35-43%	70-90%

К основным преимуществам КУ по оценке специалистов относятся:

- быстрый возврат инвестиций;
- потребляя в среднем 0,3 куб. м газа, на КУ есть возможность получать 1 кВт электроэнергии и ~ 2 кВт тепла в час;
- отсутствие платы за подключение — свыше 100.000 рублей за 1 кВт в центре Москвы и до 15-20 тыс. рублей в регионах России;
- уменьшение затрат на передачу электроэнергии, т.к. когенерационные установки размещаются в местах потребления тепловой и электрической энергии, потери в сетях практически отсутствуют;
- отсутствие необходимости строительства дорогостоящей ЛЭП, ТП, протяженной электросети;
- возможности быстрого увеличения электрической мощности, путем дополнительной установки энергетических модулей;
- увеличение эффективности использования топлива благодаря более высокому КПД;
- снижение вредных выбросов в атмосферу по сравнению с отдельным производством тепла и электроэнергии;
- возможность работы на биотопливе и на др. альтернативных видах топлива;
- бесшумность и экологичность оборудования;
- круглогодичное теплоснабжение с требуемыми параметрами [4].

### 1.3.1 Газотурбинные установки

Принцип работы газовых турбин состоит в следующем: газ, нагнетаемый в камеру сгорания компрессором, смешивается с воздухом, формируя топливную смесь, и поджигается. Образующиеся продукты горения с высокой температурой, проходя через несколько рядов лопаток, установленных на валу турбины, приводят к вращению турбины. Механическая энергия вала передается через (понижающий) редуктор электрическому генератору. Тепловая энергия выходящих из турбины газов поступает в теплоутилизатор. Вместо производства электричества, механическая энергия турбины может использоваться для работы насосов, компрессоров и т.п. Наиболее традиционным видом топлива для газовых турбин является природный газ, хотя это не исключает возможности использования других видов газообразного топлива. При этом газовые турбины предъявляют повышенные требования к качеству его подготовки (механические включения, влажность).

Температура исходящих из турбины газов составляет  $450^{\circ}\text{C}$  -  $550^{\circ}\text{C}$ . Количественное соотношение тепловой энергии к электрической у газовых турбин составляет от 1.5:1 до 2.5:1, что позволяет строить когенерационные системы, различающиеся по типу теплоносителя:

- Непосредственное (прямое) использование отходящих горячих газов;
- Производство пара низкого или среднего давления ( $8\text{-}18 \text{ кг/см}^2$ ) во внешнем котле;
- Производство горячей воды;
- Производство пара высокого давления (турбины комбинированного цикла, описание которых приведено ниже).

КПД газовой турбины составляет 25% - 35%, в зависимости от параметров работы конкретной модели турбины и характеристик топлива. В составе когенерационных систем эффективность возрастает до 90% в расчете на условную единицу израсходованного топлива (по теплотворной способности).

Работа турбины сопровождается высоким уровнем шума, поэтому для их установки используются промышленного типа здания (в том числе контейнерного типа), которые также обеспечивают влагозащищенность оборудования [7].

Преимущества газовой турбины:

- надежность;
- отсутствие водяной системы охлаждения;
- высокий ресурс работы;
- высокая тепловая эффективность;
- возможность выбора разной мощности;
- экономичность работы и потребляемого расхода;
- гибкость по отношению к выбору топлива.
- содержание вредных выбросов минимально;

Недостатки газовой турбины:

- нижний порог эффективного применения (от 5 МВт электроэнергии);
- низкая эффективность при неполной загрузке;
- время запуска больше, чем у ГПУ;

- производительность ниже, чем у поршневых двигателей;
- сложный и дорогой капитальный ремонт[6].

### 1.3.2 Газопоршневые установки

В основе работы газопоршневых установок лежит принцип действия двигателя внутреннего сгорания. ДВС – это тип двигателя, тепловая машина, в которой химическая энергия топлива (обычно применяется жидкое или газообразное углеводородное топливо), сгорающего в рабочей зоне, преобразуется в механическую работу.

Диапазон единичных мощностей ГПУ находится в районе от 0,1 до десятков МВт [5].

Поршневые двигатели, используемые в энергосистемах, обладают, с одной стороны, соизмеримой с турбинами эффективностью в части генерации электроэнергии. С другой стороны, создание когенерационных систем на базе поршневых двигателей осложнено рассеиванием тепловой энергии, часть которой отводится системой охлаждения двигателя (двигатель и масло, используемое в системе смазки, должны постоянно охлаждаться), а также пульсирующим характером потока отходящих газов (с температурой на уровне 400°С). Количественное соотношение тепловой энергии и электрической у поршневых двигателей составляет от 0.5:1 до 1.5:1.

На практике применяют два типа поршневых двигателей:

- С воспламенением от сжатия (аналог автомобильного или судового дизеля), которые могут работать на дизельном топливе или природном газе (с добавлением 5% дизельного топлива для обеспечения воспламенения топливной смеси). На рынке доступны модели от единиц киловатт до 15 мвт выходной электрической мощности. Несмотря на повсеместную тенденцию использовать газ (в основном по экологическим причинам), в некоторых случаях (отсутствие газопровода, цена строительства, время работы) экономически оправданно использовать дизельное топливо.

- С искровым зажиганием (аналог автомобильного бензинового двигателя). Электрическая выходная мощность двигателей этого типа, как правило, на 15-20% ниже, чем у дизелей (ограничивается специально для предотвращения детонации). Тепловая мощность у них также ниже, чем у дизелей. Двигатели с искровым зажиганием могут работать на чистом газе (природный газ, био и другие условно бесплатные газы).

Шум от работы двигателя представляет меньшую проблему, чем для промышленных газовых турбин, но вместе с тем, низкочастотная составляющая шума может создавать достаточно сильное давление на ухо человека и может потребовать создания специальных защитных конструкций.

Поршневой двигатель конструктивно имеет больше движущихся частей по сравнению с турбогенератором. Следовательно, интервалы сервисного обслуживания, связанного с остановкой и ремонтом двигателя короче, чем у турбин. Тем не менее, работоспособность поршневых двигателей, как правило, не опускается

ниже 90%. Существенное ограничение состоит в работе на неполной мощности - поршневой двигатель, как правило, не рекомендуется запускать с нагрузкой менее 50% на продолжительный период времени.

Для борьбы с высокой эмиссией вредных веществ в поршневых двигателях используются как внешние каталитические фильтры, так и конструктивные модификации самих двигателей, направленные на увеличение времени горения и степени сжатия топливной смеси. Это, в свою очередь, приводит к росту стоимости самого оборудования и расходов на его сопровождение [7].

На рисунке 1.3 приведена одна из возможных схем когенерационной установки на базе поршневых двигателей внутреннего сгорания.

Принцип работы следующий: холодная вода, подаваемая насосом 8, разделяется на два потока, один попадает в электродный котел (или вихревой теплогенератор) 7, работающий от генератора 2, а другой проходит три ступени подогрева. Сначала вода попадает в теплообменник системы охлаждения масла 5, затем в теплообменник системы охлаждения двигателя 6 и в последней ступени нагревается уходящими газами в утилизаторе 4. В результате получается два тепловых потока. Один используется для снабжения горячей водой ( $t = 60-65\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), а второй идет на отопление ( $t = 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Конечная температура воды регулируется нагрузкой двигателя [8].

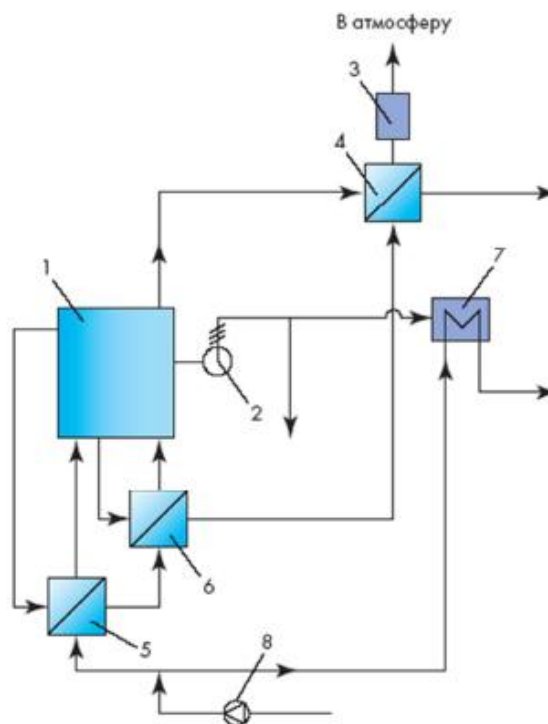


Рисунок 1.3 - Схема ГПУ

Где 1 - поршневой двигатель внутреннего сгорания; 2 - электрогенератор; 3 - нейтрализатор (система очистки выхлопных газов); 4 - теплоутилизатор выхлопных газов; 5 - теплообменник системы охлаждения масла; 6 - теплообменник воздушной системы охлаждения двигателя; 7 - электродный котел (или вихревой теплогенератор); 8 - водяной насос.

Газопоршневые когенерационные установки, приводом электрического генератора в которых является поршневой двигатель внутреннего сгорания, использующий в качестве источника первичной энергии газообразное топливо. Актуальный диапазон электрической мощности, при котором целесообразно использовать газопоршневые когенерационные установки, находится в условных рамках от 1 до 12 МВт [8].

Преимущества поршневого двигателя:

- простота, надежность и высокий КПД. Электрический КПД газопоршневых установок считается высоким и при работе на природном газе составляет ~ 41-43%;
- малая зависимость температуры окружающего воздуха на КПД двигателя;
- низкое снижение КПД при 50% снижении нагрузки;
- относительно низкий уровень начальных инвестиций;
- высокая производительность;
- быстрый запуск;
- широкий спектр моделей по выходной мощности;
- большой моторесурс;
- неограниченное количество запусков;
- ремонт агрегата на месте;
- низкие эксплуатационные затраты и малые размеры;
- кластеризации (параллельная работа нескольких установок);
- возможность автономной работы;
- необходимое низкое давление топливного газа от 0,01 до 0,035 МПа (не требуют дожимного компрессора);
- гибкость по отношению к выбору топлива [9].

Недостатки поршневого двигателя:

- Дорогое обслуживание (обслуживающий персонал, использование смазочных масел и охлаждающих жидкостей).
- Высокая эмиссия вредных веществ. Для соответствия экологическим требованиям в газопоршневых электростанциях требуются установка катализаторов выхлопных газов. Высота дымовой трубы для газопоршневых электростанций определяется уровнем содержания предельно допустимых концентраций (ПДК) в окружающей среде и уровнем вредных составляющих эмиссий самой газопоршневой установки.
- Высокий уровень (низкочастотного) шума. Средний уровень шумов, производимых газопоршневой установкой, составляет 75-78 дВ. При работе ГПУ наблюдаются достаточно сильные вибрации, что требует установки.
- Низкая тепловая эффективность. Большинство марок газопоршневых станций/установок может работать в режиме когенерации, то есть как теплоэлектростанция. Температура выхлопных газов на выходе из двигателя газопоршневой установки ~  $390 \pm 10^\circ \text{C}$ .

Такая температура не позволяет производить большое количество тепловой энергии. Соотношение выдачи двух видов энергий равно 1:1, то есть на 1 МВт установленной электрической мощности можно получить 1 МВт тепловой энергии.



- Высокое соотношение вес/выходная мощность.
- Ресурс работы ниже, чем у турбин [9].

#### 1.4 Сравнение газопоршневых, газотурбинных и дизельных установок

Газопоршневые установки более эффективны по сравнению с газотурбинными и дизельными установками. На это есть ряд причин:

Во-первых, высокий электрический КПД.

Наивысший электрический КПД - до 30% - у газовой турбины, и более 40% у газопоршневого двигателя достигается при работе под 100%-ной нагрузкой (рисунок 1.4). При снижении нагрузки до 50%, электрический КПД газовой турбины снижается почти в 3 раза. Для газопоршневого двигателя такое же изменение режима нагрузки практически не влияет ни на общий, ни на электрический КПД [6].

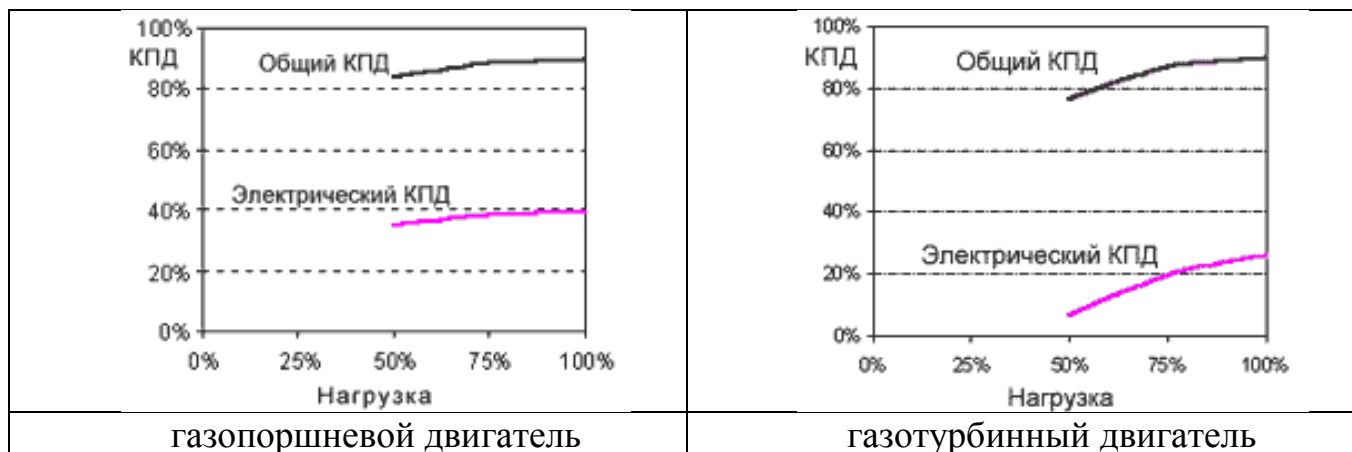


Рисунок 1.4 - Графики зависимости КПД от нагрузки

Графики наглядно показывают - газовые двигатели имеют высокий электрический КПД, который практически не изменяется в диапазоне нагрузки 50 - 100%.

Во-вторых, условия размещения.

Номинальный выход мощности как газопоршневого двигателя, так и газовой турбины зависит от высоты площадки над уровнем моря и температуры окружающего воздуха.

На графике (рисунок 1.5) видно, что при повышении температуры от - 30°C до +30°C электрический КПД у газовой турбины падает на 15-20%. При температурах выше +30°C, КПД газовой турбины - еще ниже. В отличие от газовой турбины газопоршневой двигатель имеет более высокий и постоянный электрический КПД во всем интервале температур и постоянный КПД, вплоть до +25°C [6].

В-третьих, условия работы.

Количество пусков: газопоршневой двигатель может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что не влияет на общий моторесурс двигателя. 100 пусков газовой турбины уменьшают её ресурс на 500 часов.

Время запуска: время до принятия нагрузки после старта составляет у газовой турбины 15-17 минут, у газопоршневого двигателя - 2-3 минуты.

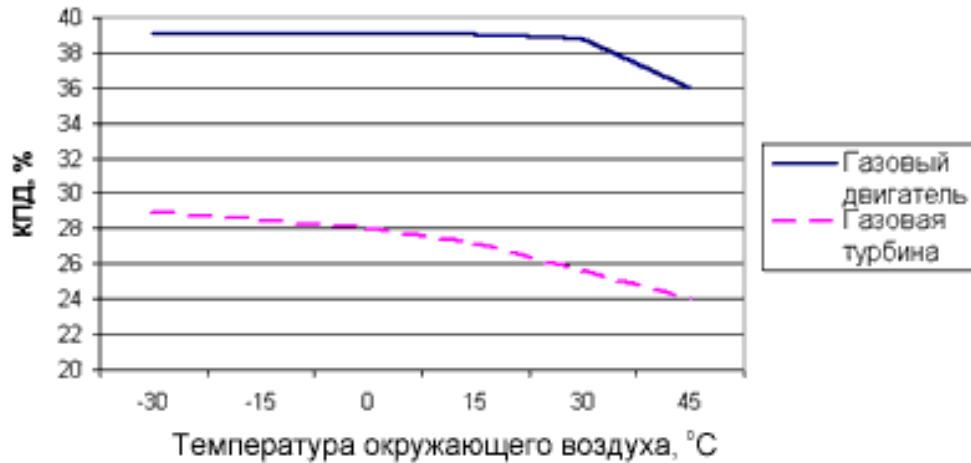


Рисунок 1.5 - График зависимости электрического КПД газовой турбины и двигателя от температуры окружающего воздуха

В-четвертых, проектный срок службы, интервалы техобслуживания

Ресурс до капитального ремонта составляет у газовой турбины 20 000 - 30 000 рабочих часов, у газопоршневого двигателя этот показатель равен 60 000 рабочих часов (таблица 1.2). Стоимость капитального ремонта газовой турбины с учётом затрат на запчасти и материалы значительно выше.

В-пятых, относительно низкие капиталовложения

Как показывают расчёты, удельное капиталовложение в производство электрической и тепловой энергии газопоршневыми двигателями ниже. Это преимущество газопоршневых двигателей неоспоримо для мощностей до 30 МВт. Например, КУ мощностью 10 МВт на основе газопоршневых двигателей требует вложений около 7,5 миллионов \$, при использовании газовой турбины затраты возрастают до 9,5 миллионов \$ (рисунок 1.6)

Таблица 1.2 - Интервалы техобслуживания

Ремонтные работы, интервал (часы)	Газопоршневой двигатель	Турбины, авиационные и малые промышленные	Турбины промышленные
Ремонт камеры сгорания	-	5 000	10 000
Средний ремонт	Ремонт головок цилиндров	Ремонт турбины и камера сгорания	
	30 000	10 000	15 000
Полный капитальный ремонт	60 000	20 000	30 000

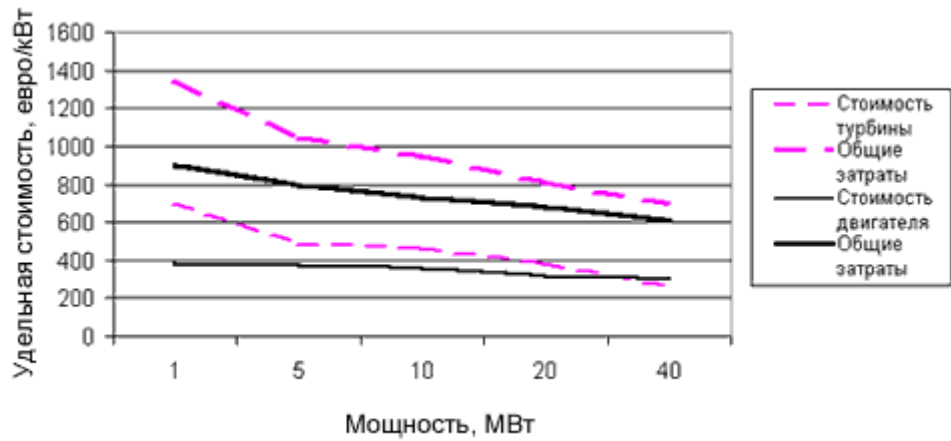


Рисунок 1.6 - Объемы капитальных вложений в КУ с разными силовыми агрегатами.

Основное преимущество газопоршневых двигателей перед дизельными - более дешёвое топливо. Значительная разница в цене отражена в диаграммах на рисунке 1.7. Даже при использовании в качестве резервного топлива газовой смеси пропан-бутан, стоимость единицы электрической энергии, произведённой на газопоршневой установке, в 1,3 раза меньше, чем на дизельной.

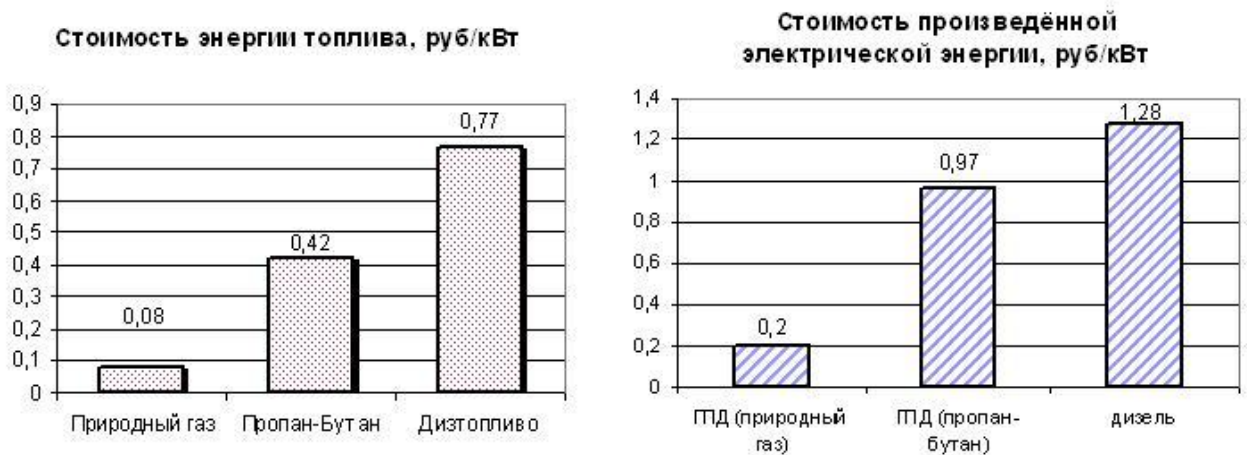


Рисунок 1.7 - Сравнение затрат на топливо

Другое важное преимущество перед дизельными установками - экологическая безопасность, например, уровень выбросов NOx (оксиды азота) в 3 раза меньше (рисунок 1.8)[6,10].

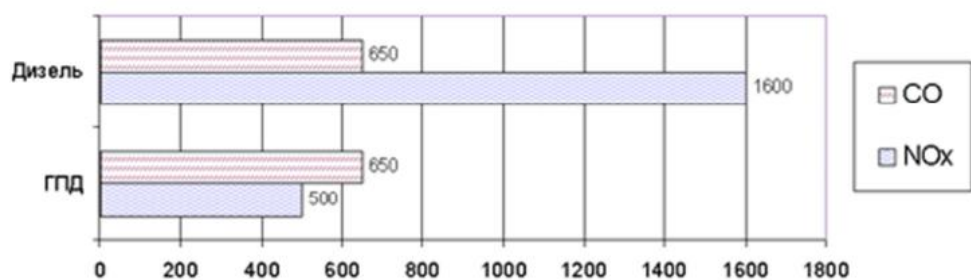


Рисунок 1.8 - Уровень вредных выбросов

## Выводы по главе 1

Проанализировав сравнение автономных источников, можно сделать вывод, что для энергоснабжения ответственных потребителей (до 4-5 МВт) самым оптимальным вариантом является применение ГПУ (в качестве основного или резервного источника) по ряду причин:

Основные преимуществагазопоршневых двигателей перед газотурбинными:

- высокий электрический КПД - почти независит от снижения нагрузки;
- условия размещения - газопоршневой двигатель практически не зависит от температуры и имеет более высокий и постоянный электрический КПД во всем интервале температур;

- условия работы -газопоршневой двигатель может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что не влияет на общий моторесурс двигателя;

- быстрое время запуска - время до принятия нагрузки после старта составляет 2-3 минуты;

- высокий ресурс до капитального ремонта;
- относительно низкие капиталовложения (до 30 МВт).

Основные преимуществагазопоршневых двигателей перед дизельными:

- более дешёвое топливо;
- экологическая безопасность, уровень выбросов ниже.

## 2 РАЗРАБОТКА ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ С КОГЕНЕРАЦИОННОЙ ГАЗОПОРШНЕВОЙ УСТАНОВКОЙ

Когда инженер-энергетик проектирует энергоснабжение ответственных потребителей, у него встает ряд вопросов, рационально ли применение ГПУ по сравнению со снабжением от центральных сетей, какое количество и мощность ГПУ выбрать, где их лучше установить. При этом нужно выбрать самое оптимальное решение, учитывая все эти вопросы в совокупности.

Сложность этой совокупной системы заключается не столько в количестве этих элементов, сколько в их способности влиять друг на друга. Построение оптимизационной модели помогает выявить взаимосвязи между элементами и позволит посмотреть на проблему с разных ракурсов, а также позволяет структурировать проблему, и как следствие на основании результатов компьютерной симуляции принимать более взвешенные решения.

В модели так же можно менять входные параметры, получая новые выходные параметры, тем самым анализировать их взаимосвязь и улучшать проектирование систем электроснабжения.

### 2.1 Общие вопросы моделирования

При разработке проекта системы электроснабжения должен учитываться целый комплекс взаимосвязанных, зачастую противоречивых, требований: безопасность и удобство обслуживания, экономичность и возможность перспективного развития, быстроедействующая защита и селективность.

Главная особенность моделирования заключается в том, что интересующий исследователя объект изучается не напрямую, а с помощью специального созданного инструмента – модели, эксперименты над которой позволяют ему получить необходимые знания о предмете исследования.

Любая модель создается на основе компромисса между затратами на ее построение и ущербом от использования. При этом существует некоторый уровень априорной информации об исследуемом объекте, при достижении которой имеется возможность построения его адекватной модели.

Процесс моделирования подразумевает последовательное выполнение 4 основных этапов;

- постановка задачи;
- формализация задачи;
- моделирование;
- интерпретация результатов.

На первом этапе определяются цели моделирования, проводится анализ исходных данных, выбирается вид используемой модели, выявляются основные факторы, определяющие свойства исследуемого объекта.

В результате формализации исследуемый объект заменяется моделью, свойства которой могут быть однозначно отображены с помощью какого-либо строгого

формального представления: электрическая схема, чертеж, математическое уравнение и т.д. На этом этапе определяется перечень параметров, влияющих на поведение исследуемого объекта, устанавливаются их функциональные зависимости, накладываются ограничения на их допустимые значения. Формализация обязательно подразумевает упрощение. Создаваемая модель должна отражать только те свойства моделируемого объекта, которые интересуют исследователя в данной постановке задачи. Любая модель нетождественна объекту изучения, а соответственная и неполна. Для повышения полноты исследования потребуется ряд моделей, позволяющих изучить объект-оригинал с разных точек зрения, или более сложная модель с высоким уровнем детализации.

Процесс непосредственного моделирования заключается в проведении экспериментов над моделью, соответствующих намеченным целям исследования, и накоплению полученных результатов. На этом этапе производится анализ результатов моделирования, на основе которого производится корректировка и уточнение модели. Модель совершенствуется до тех пор, пока результаты эксперимента не будут отвечать целям моделирования.

Далее, полученные результаты моделирования должны быть «перенесены» (интерпретированы) на объект-оригинал с целью предсказания его свойств или характеристик, которые и составляют конечную цель исследования [11].

Математическое моделирование – это средство изучения реального объекта, процесса или системы путем их замены математической моделью, более удобной для проведения необходимых исследований.

По сравнению с прямым экспериментом математическое моделирование имеет следующие преимущества: – экономичность как по затратам времени, так и по стоимости; – возможность моделирования сложных, опасных и даже нереализованных в природе объектов и процессов; – возможность изменения масштабов времени; – позволяет в процессе моделирования устранить пробелы в знаниях и выявить новые качественные проблемы, которые изначально не могли быть предусмотрены; – позволяет с помощью одной модели осуществить решение целого класса задач, имеющих одинаковое математическое описание; – дает возможность моделировать по частям (по «элементарным» процессам), что особенно существенно при исследованиях сложных технических объектов; – доступность и удобство универсального технического и программного обеспечения [12].

В общем случае математическую модель реального объекта, процесса или системы можно представить в виде системы функциональных зависимостей, связывающих входные и выходные переменные модели через множество ее параметров (рисунок 2.1):

$$Y = F(X, S, t), \quad (2.1)$$

где  $X = [x_1, x_2, \dots, x_n]^t$  – вектор входных переменных;

$Y = [y_1, y_2, \dots, y_m]^t$  – вектор выходных переменных;

$S = [s_1, s_2, \dots, s_k]^t$  – вектор внутренних параметров модели;

$t$  – координата времени.

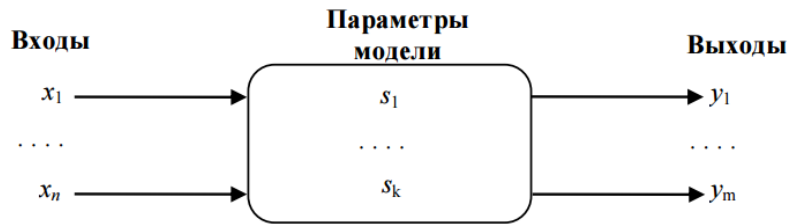


Рисунок 2.1 - Общее представление математической модели

Множество параметров модели  $S$  и их значений отражают внутреннее содержание исследуемого объекта – структуру и принципы функционирования. Количественной мерой свойств модели является множество характеристик  $Y$ , которые она проявляет под влиянием внешних воздействий  $X$  [12].

Все многообразие задач, решаемых при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения промышленных предприятий на основе методов математического моделирования, можно условно разделить на две большие группы:

- анализ режимов;
- оптимизация;

Рассмотрим оптимизацию.

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения часто приходится иметь дело с многовариантными задачами, т.е. с задачами в которых из некоторого множества допустимых по техническим условиям решения нужно выбрать одно, которое является лучшим по какому либо критерию. Такое решение принято называть оптимальным, а задачи, в которых производится поиск такого решения, получили название оптимизационных задач. Применительно к системам электроснабжения оптимизационные задачи приходится решать при выборе напряжения электрических сетей, выборе числа и мощности источников питания, выборе оптимальной конфигурации электрической сети, выборе сечений проводников, определении рационального распределения источников реактивной мощности, выборе мест размещения источников питания и т.д. В качестве критериев оптимальности в большинстве практических задач электроснабжения используются экономические показатели (себестоимость, прибыль, финансовые затраты и т.п.), хотя в некоторых случаях могут быть использованы и другие: минимум потерь энергии, надежность электроснабжения, качество электроэнергии и т.п. Таким образом, критерием оптимальности является количественная оценка оптимизируемого качества объекта. На основании выбранного критерия оптимальности составляется целевая функция, представляющая собой зависимость критерия оптимальности от параметров, влияющих на ее значение. Вид критерия оптимальности или целевой функции определяется конкретной задачей оптимизации. Соответственно, задача оптимизации сводится к нахождению экстремума целевой функции. При решении оптимизационных задач после выбора параметров оптимизации (сечения проводников, количество трансформаторов и т.д.), необходимо определить ограничения на эти параметры. При этом ограничения могут накладываться как по техническим, так и по экономическим соображениям. В общем

случае математическая модель оптимизационной задачи содержит три базовых компонента: целевая функция, ограничения, граничные условия. Целевая функция представляет собой математическую запись критерия оптимальности:

$$Z(x_1, x_2, \dots, x_n) \rightarrow \text{extr}, \quad (2.2)$$

где  $x_1, x_2, \dots, x_n$  – искомые переменные, значения которых необходимо определить в процессе решения задачи.

Ограничения представляют собой различные технические, экономические и другие условия, которые необходимо учесть при решении задачи:

$$f_j(x_1, x_2, \dots, x_n) (\leq \text{ или } =) b_j, \quad (2.3)$$

где  $j = 1, 2, \dots, m$

Граничные условия определяют диапазон изменения искомых переменных:

$$d_i \leq x_i \leq D_i, \quad (2.4)$$

где  $i = 1, 2, \dots, n$ ;  $d_i, D_i$  – нижняя и верхняя граница диапазона изменения переменной  $x_i$  соответственно.

Наиболее распространенным случаем граничных условий искомых переменных в реальных технических задачах является их неотрицательность –  $x_i \geq 0$ .

Для решения оптимизационных задач используют специальные математические приемы и методы, которые получили название методов математического программирования.

В соответствии с характером зависимости между переменными в выражении целевой функции оптимизационные задачи классифицируются на задачи линейного программирования и задачи нелинейного программирования.

Кроме того, по характеру изменения искомые переменные могут иметь непрерывный, целочисленный или дискретный характер. Соответственно, задачи оптимизации, в которых имеются целочисленные или дискретные переменные, подразделяются на задачи целочисленного или дискретного программирования.

Примерами непрерывных переменных являются значения тока и мощности в линии электропередачи; целочисленными переменными являются количество силовых трансформаторов и компенсирующих устройств; дискретными переменными являются сечения проводников и мощности трансформаторов, которые выбираются из стандартного ряда.

Важное влияние на вид оптимизационной задачи накладывает характер исходной информации. Если исходная информация однозначно определена, то она называется детерминированной; если же она носит случайный характер и подчиняется законам теории вероятностей, то она называется случайной. Исходная информация, которая носит неопределенный характер и не подчиняется теории вероятностей, называется недетерминированной.

Оптимизационные задачи, в которых исходная информация носит случайный характер, классифицируются как задачи стохастического программирования, а за-



дачи, в которых исходная информация не определена, могут быть решены с помощью теории игр.

Существуют и другие виды классификации задач оптимизации, основной целью которых является выявление специфических особенностей тех или иных задач, играющих важную роль при разработке методов их решения [13].

## 2.2 Описание модели на основе стандартной программы Excel

Перед нами стоит задача – подобрать сбалансированное решение, оптимальное в конкретных условиях, а именно рассмотреть наиболее выгодный с экономической точки зрения вариант энергоснабжения ответственных потребителей от ГПУ. Для этого была разработана математическая оптимизационная модель с использованием программного обеспечения “MicrosoftExcel”.

Разработанная модель подбирает оптимальное количество, мощность, месторасположение ГПУ и распределение потребителей по ГПУ.

Так как мы рассматриваем питание ответственных потребителей, а они подразумевают питание от трех независимых источников, мы в любом случае используем ГПУ как третий источник вместе с сетью. Одна из задач разработанной модели - сравнить вариант питания потребителей от сети и от ГПУ. Это дает понять, какой из вариантов будет основным источником питания, а какой - резервным. Основным источником питания является наиболее экономически выгодный вариант.

Эту же оптимизационную модель можно использовать и для потребителей других категорий надежности электроснабжения. При этом модель сравнивает вариант питания потребителей от сети и от ГПУ, т.е. дает обоснование в рациональности установки ГПУ, как основного автономного источника питания.

Критерием оптимизации выбран минимум суммарных дисконтированных затрат. Этот выбор обусловлен тем, что этот экономический показатель удобен для вычисления, сравнения и анализа. В эти затраты входят капиталовложения, издержки, затраты на тепловую и электрическую энергию, а также учитывается продажа излишек генерируемой электрической энергии в сеть. Суммарные дисконтированные затраты рассматриваются за весь срок службы ГПУ.

В оптимизационной модели используется метод нелинейного программирования, т.к. зависимости между переменными в выражении целевой функции нелинейные.

По характеру изменения искомым переменных в модели используются:

- При выборе оптимальных мощностей ГПУ используется метод дискретного программирования, т.к. значения мощностей ГПУ выбираются из стандартного ряда.
- При выборе оптимального количества ГПУ используется метод целочисленного программирования.
- При выборе оптимальных координат установки ГПУ используется метод непрерывного программирования.

Так как исходная информация однозначно определена, то она является детерминированной.

Для решения негладких задач в Excel реализован эволюционный метод.

Разработанную модель можно представить в виде наглядной схемы (рисунок 2.2).

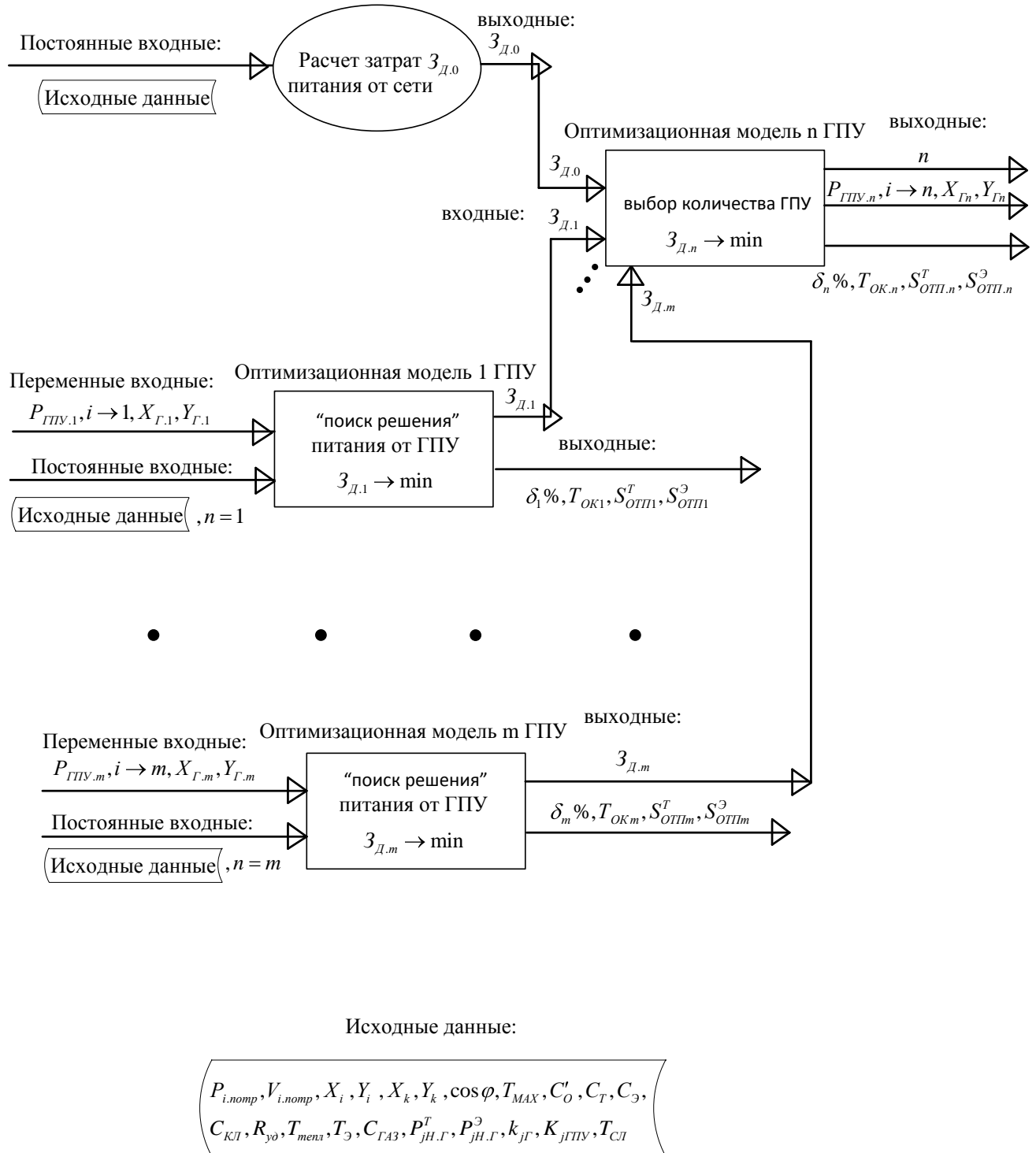


Рисунок 2.2 – Схема оптимизационной математической модели

Где  $Z_d$  – суммарные дисконтированные затраты, руб;

$P_{i.\text{потр}}$  – активная мощность  $i$ -того потребителя, кВт\*ч;

$V_{i, \text{потр}}$  – объем помещения  $i$ -того потребителя,  $\text{м}^2$ ;  
 $X_i, Y_i$  – координаты  $i$ -того потребителя,  $\text{м}$ ;  
 $X_k, Y_k$  – координаты питающего РП,  $\text{м}$ ;  
 $\cos\phi$  – коэффициент мощности системы;  
 $T_{\text{max}}$  – число часов использования максимума нагрузки,  $\text{ч}$ ;  
 $C_0^\square$  – удельная стоимость потерь электроэнергии,  $\text{руб/ кВт}\cdot\text{ч}$ ;  
 $C_T$  – тариф на тепловую энергию,  $\text{руб/Гкал}$ ;  
 $C_\Delta$  – тариф на электроэнергию,  $\text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$ ;  
 $C_{\text{КЛ}}$  – цена КЛ за 1  $\text{м}$ ,  $\text{руб}$ ;  
 $R_{\text{уд}}$  – активное удельное сопротивление,  $\text{ом/м}$ ;  
 $T_{\text{тепл}}$  – число часов использования отопления в году,  $\text{ч}$ ;  
 $T_\Delta$  – число часов использования электроэнергии в году,  $\text{ч}$ ;  
 $P_{\text{ГПУ}}$  – мощность выбранной ГПУ,  $\text{кВт}$ ;  
 $\rightarrow n$  – распределение  $i$ -того потребителя по  $n$  ГПУ;  
 $i$  – количество потребителей;  
 $n=(0, \dots, m)$ ;  
 $n$  – оптимальное число ГПУ;  
 $m$  – максимальное число ГПУ;  
 $j$  – количество моделей ГПУ;  
 $X_\Gamma, Y_\Gamma$  – координаты установки ГПУ,  $\text{м}$ ;  
 $C_{\text{ГАЗ}}$  – тариф за магистральный газ,  $\text{руб/ м}^3$ ;  
 $P_{\text{jн.Г}}^\Delta$  – номинальная электрическая мощность  $j$ -ой ГПУ,  $\text{кВт}$ ;  
 $P_{\text{jн.Г}}^\Gamma$  – номинальная тепловая мощность  $j$ -ой ГПУ,  $\text{кВт}$ ;  
 $k_{\text{j.Г}}$  – расход газа  $j$ -ой ГПУ,  $\text{м}^3/\text{ч}$ ;  
 $K_{\text{j.ГПУ}}$  – цена  $j$ -ой ГПУ,  $\text{руб}$ ;  
 $T_{\text{сл}}$  – срок службы ГПУ,  $\text{год}$ ;  
 $\delta\%$  – проверка на рациональность применения ГПУ,  $\%$ ;  
 $T_{\text{ок}}$  – срок окупаемости инвестиций,  $\text{год}$ ;  
 $S_{\text{отп}}^\Gamma$  – себестоимость единицы теплоты,  $\text{руб/Гкал}$ ;  
 $S_{\text{отп}}^\Delta$  – себестоимость отпущенной электроэнергии,  $\text{руб/кВт}\cdot\text{ч}$ .

Данная модель состоит из нескольких параллельно и последовательно связанных оптимизационных промежуточных моделей.

Описание оптимизационных промежуточных моделей  $(1, \dots, m)$ :

В каждой из этих моделей рассматривается разное количество применяемых ГПУ (от 1 до  $m$ ), производится поиск оптимального места установки и мощности конкретного количества ГПУ, распределения потребителей по этим ГПУ.

Целевой функцией (математической записью критерия оптимизации) являются суммарные дисконтированные затраты:

$$Z_{\text{д}} = f(P_{\text{ГПУ}}, \rightarrow n, X_\Gamma, Y_\Gamma) \rightarrow \min, \quad (2.5)$$

где  $P_{\text{ГПУ}}$  – мощность выбранных ГПУ ( $P_{\text{ГПУ}}$ ), распределение потребителей по ГПУ ( $\rightarrow n$ ), координаты установки ГПУ ( $X_\Gamma, Y_\Gamma$ ) – это искомые переменные, значения которых необходимо определить в процессе решения задачи.

Граничные условия определяют диапазон изменения искомым переменных:

$$\begin{aligned} 0 &\leq X_{\Gamma} \leq X_{\text{тер}} , \\ 0 &\leq Y_{\Gamma} \leq Y_{\text{тер}} , \\ P_{\text{ГПУ min}} &\leq P_{\text{ГПУ}} \leq P_{\text{ГПУ max}} , \end{aligned} \quad (2.6)$$

где  $X_{\text{тер}}$ ,  $Y_{\text{тер}}$  – границы территории по оси  $x$  и  $y$  (их необходимо уточнять в каждом конкретном случае), м;

$P_{\text{ГПУ min}}$ ,  $P_{\text{ГПУ max}}$  – минимальное и максимальное значения номинальной мощности диапазона применяемых ГПУ (эти величины модель определяет сама, после введения всего диапазона применяемых ГПУ), кВт.

Для нахождения минимума суммарных дисконтированных затрат используется надстройка Excel «поиск решения» (рисунок 2.3).

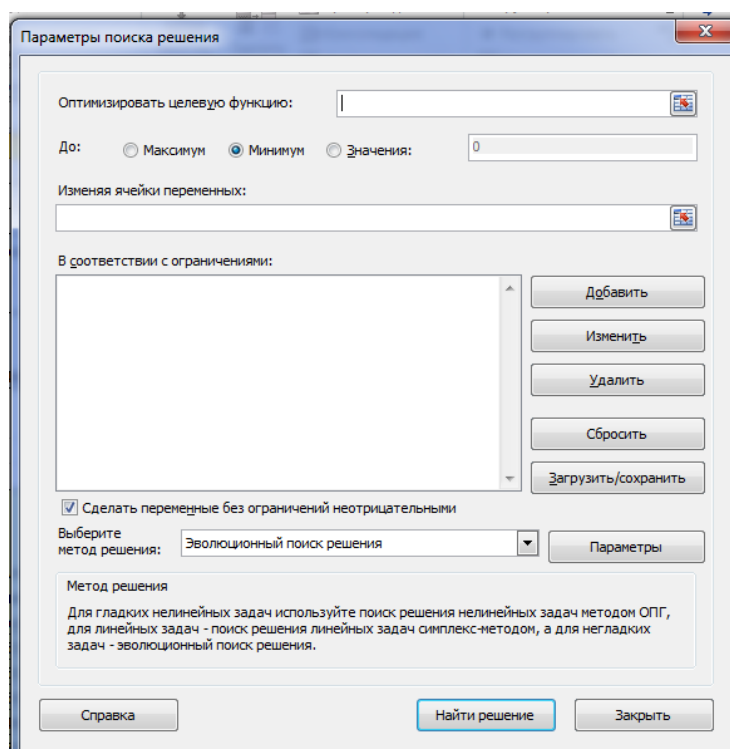


Рисунок 2.3 - надстройка Excel «поиск решения»

Последовательность операций при решении оптимизационных задач с помощью программного обеспечения Excel следующая:

1. Размещение исходной информации в ячейках рабочего поля.
2. Вызов на вкладке «Данные» в разделе «Анализ» кнопки «Поиск решения»; на экране появляется диалоговое окно «Поиск решения»; в это диалоговое окно вводится исходная информация (адрес ячейки целевой функции - суммарные дисконтированные затраты, вид экстремума целевой функции - минимум, адреса ячеек искомым переменных - координаты ГПУ, ограничения - граничные условия). Выбор метода решения - эволюционный метод.

3. Получение решения. В диалоговом окне «Поиск решения» активируется клавиша «Найти решение»; компьютер выполняет вычисления; в ячейках ра-

бочего поля появляются результаты решения; открывается диалоговое окно «Результаты поиска решения».

На выходе каждой модели  $(1, \dots, m)$  мы получаем искомые переменные, а также экономические показатели  $(\delta\%, T_{OK}, S_{отп}^T, S_{отп}^Э)$  для конкретного количества применяемых ГПУ, где  $(1, \dots, m)$  – количество параллельных оптимизационных моделей.

При вводе исходных данных (делается один раз для всей оптимизационной модели) параллельно оптимизационным моделям  $(1, \dots, m)$  при помощи программы Excel рассчитываются суммарные дисконтированные затраты в варианте питания от сети.

После нахождения программой суммарных дисконтированных затрат всех вариантов питания потребителей, эти величины сравниваются между собой и находится минимальное значение в модели  $n$ .

Описание оптимизационной промежуточной модели « $n$ »:

Теперь входными величинами этой модели уже являются суммарных дисконтированных затрат всех вариантов питания потребителей

В каждой из этих моделей рассматривается разное количество применяемых ГПУ (от 1 до  $m$ ), производится поиск оптимального места установки и мощности ГПУ, распределения потребителей по ГПУ.

Критерии оптимизации: мощность выбранных ГПУ ( $P_{ГПУ}$ ), распределение потребителей по ГПУ ( $i \rightarrow n$ ), координаты установки ГПУ ( $X_G, Y_G$ ).

Модель выбирает минимальные суммарные дисконтированные затраты:

$$Z_{д,n} \rightarrow \min \quad (2.7)$$

По этой величине модель « $n$ » определяет самый оптимальный вариант питания потребителей от  $n$  ГПУ. Если модель определила, что наилучший вариант питания от сети, т.е.  $n=0$ , то сеть является основным источником, а количество ГПУ с наименьшими суммарными дисконтированными затратами будет вариантом резервного питания ответственных потребителей. Соответственно наоборот.

Выходными параметрами (или результатом оптимизации) этой модели « $n$ » и всей оптимизационной модели в целом будут:

- мощность выбранной ГПУ, ( $P_{ГПУ}$ ) кВт;
- распределение  $i$ -того потребителя по  $n$  ГПУ ( $i \rightarrow n$ );
- количество выбранных  $k$  установке ГПУ ( $n=(0, \dots, m)$ );
- координаты установки ГПУ, ( $X_G, Y_G$ ), м;

Дополнительным результатом оптимизации являются экономические показатели, которые необходимы для анализа полученного результата:

- проверка на рациональность применения ГПУ, ( $\delta\%$ ) %;
- срок окупаемости инвестиций, ( $T_{OK}$ ) год;
- себестоимость единицы теплоты, ( $S_{отп}^T$ ) руб/Гкал;
- себестоимость отпущенной электроэнергии, ( $S_{отп}^Э$ ) руб/кВт\*ч.

Определим условия и допущения, при которых будет происходить поиск оптимального решения:

- 1) каждый потребитель питается по одной кабельной линии.

2) ГПУ может быть загружена не больше чем на 100 %.

3) Так как среди потребителей ответственные, а это предполагает наличие трех независимых источников питания, резерв или основное питание будет осуществляться от центральных сетей через пункт питания. Поэтому в оптимизационной модели учтена прокладка кабелей от этого пункта до каждой ГПУ на случай питания от сети.

4) цена кабельной линии расчет линейно с увеличением длины, поэтому возможно рассчитать удельную стоимость кабельной линии;

5) цена кабельной линии включает стоимость разработки грунта, стоимость кабеля, монтажа кабеля, стоимость песчаной подушки и засыпки грунта

6) Сечение кабельной линии ограничено сверху допустимым током, причем для упрощения модели принимается одинаковое сечение и выбирается по максимальному допустимому току всех кабельных линий.

7) При моделировании для упрощения не учитываем оборудование, повторяющееся для всех вариантов питания или оборудование незначительной стоимости.

Ниже приводятся необходимые расчеты для нахождения суммарных дисконтированных затрат, экономических показателей, а также методика выбора оптимальной системы энергоснабжения.

### 2.2.1 Расчёты электрических и тепловых нагрузок потребителя. Расчет кабельных линий, питающих потребителей

В расчетах используются следующие формулы.

Зная показания приборов учета, рассчитаем среднюю мощность, потребляемую в час каждого месяца в году для всех потребителей по формуле [14]:

(2.8)

где  $P_{у\text{ч}}$  - показания приборов учета за месяц, кВт;  
 $N_{\text{дн}}$  – количество дней в месяце.

Выбираем максимальную мощность из всех месяцев для каждого потребителя:

(2.9)

Расчетный ток кабельной линии находится по формуле [14]:

$$I_{\text{р.л}} = \frac{P_{\text{i.потр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot \cos\varphi}, \quad (2.10)$$

где  $U_{\text{н}}$  - номинальное напряжение сети, В;  $\cos\varphi$  - коэффициент мощности;

Экономически целесообразное сечение определяется по формуле [1]:

$$S = \frac{I_{P.Л}}{j_{ЭК}}, \quad (2.11)$$

где  $j_{ЭК}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>.

Для расчета тепловой нагрузки потребителей необходимо рассчитать объем отапливаемых помещений:

$$V_{i.потр} = a \cdot b \cdot h \cdot z, \quad (2.12)$$

где  $a$  – длина помещения, м;  
 $b$  – ширина помещения, м;  
 $h$  – высота помещения, м;  
 $z$  – количество этажей в здании.

Потребляемая тепловая мощность каждого здания [8]:

$$P_{i.потр}^T = V_{i.потр} \cdot \eta, \quad (2.13)$$

где  $\eta$  – нормативный коэффициент, кВт/м<sup>3</sup>.

Во вкладке оптимизационной модели «потребление» после ввода значений исходных параметров (a1-a8) происходит расчет электрических и тепловых нагрузок потребителей, а также сечение КЛ с использованием представленных выше формул (таблицы 2.1-2.3).

### 2.2.2 Расчёт энергоснабжения от электрических и тепловых центральных сетей

В расчетах используются следующие формулы.  
 Время потерь определяется по формуле [15]:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{MAX}}{10^4}\right)^2 \cdot T_{Г}, \quad (2.14)$$

где  $T_{Г}$  – годовое число часов.

Для упрощения модели протяженность КЛ от пункта питания до потребителя будем рассчитывать по теореме Пифагора, используя координаты потребителя и источника питания. Если принять кратчайший путь от источника до потребителя гипотенузой прямоугольного треугольника, то расчет длины КЛ происходит по формуле:

$$L_i = \sqrt{(X_k - X_i)^2 + (Y_k - Y_i)^2}. \quad (2.15)$$





Чтобы найти капиталовложения на КЛ используем формулу[14]:

$$K_{\text{КЛ},i} = L_i \cdot C_{\text{КЛ}}. \quad (2.16)$$

Затраты на потери электроэнергии находим по формуле [14]:

$$K_p = \Delta W \cdot C'_0, \quad (2.17)$$

где  $\Delta W$  –потери электроэнергии в год, кВт\*ч.

Потери энергии в жилах кабельной линии за год находятся по формуле [14]:

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P_{\text{кл}} \cdot \tau, \quad (2.18)$$

где  $\Delta P_{\text{кл}}$  - потери активной мощности в КЛ, кВт;

Потери активной мощности в кабельных линиях находятся по формуле [14]:

$$\Delta P_{\text{КЛ}i} = \frac{P_{i,\text{потр}}^2 \cdot R_{\text{уд}} \cdot L_i}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi \cdot 10^3}. \quad (2.19)$$

Затраты на тепловую энергию в год находим по формуле[16]:

$$Z_{\text{T},i} = P_{i,\text{потр}}^T \cdot 0,000859845 \cdot C_{\text{T}} \cdot T_{\text{тепл}}. \quad (2.20)$$

Затраты на электроэнергию в год находим по формуле[16]:

$$Z_{\text{Э},i} = P_{i,\text{потр}} \cdot C_{\text{Э}} \cdot T_{\text{Э}}. \quad (2.21)$$

Ежегодные издержки определяются по формуле[14]:

$$И = K_{\text{КЛ}} \cdot E_t. \quad (2.22)$$

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений определим по формуле[14]:

$$E_t = E_{\text{н}} + E_{\text{от}} + E_{\text{ат}}, \quad (2.23)$$

где  $E_{\text{н}}$  – нормативный коэффициент эффективности,  $E_{\text{н}}=0,12$ ;

$E_{\text{от}}$  – расходы на обслуживание [14];

$E_{\text{ат}}$  – отчисления на амортизацию[14].

Экономические показатели определяются методом дисконтирования затрат.

Суммарные приведенные дисконтированные затраты определяются по формуле [16]:

$$Z_{д.с} = \sum_{i=1}^{T_{сд}} (K_{кЛ} + И + K_{э} + Z_{Т,i} + Z_{Э,i}) \cdot d, \quad (2.24)$$

где  $d$  – коэффициент дисконтирования:

$$d = (1 + E_{н.п})^{-i}, \quad (2.25)$$

где  $E_{н.п}$  – норма дисконта.

Приведенные дисконтированные затраты к  $i$ -ому году находим по формуле [16]:

$$Z_{д.с.i} = \sum_{n=1}^i (K_{кЛ} + И + K_{э} + Z_{Т,i} + Z_{Э,i}) \cdot d. \quad (2.26)$$

Во вкладке оптимизационной модели «сеть» после ввода значений исходных параметров (а9-а21) происходит расчет суммарных дисконтированных затрат с использованием представленных выше формул (таблицы 2.4-2.7).

### 2.2.3 Расчёт оптимального места размещения и мощности ГПУ

Для определения оптимального места размещения и мощности ГПУ используем следующие формулы.

Затраты на тепловую энергию в год находятся по формуле [16]:

$$Z_{Т} = (\sum P_{i,пор}^{Т} - \sum P_{н.г}^{Т}) \cdot 0,000859845 \cdot C_{Т} \cdot T_{тепл}, \quad (2.27)$$

где  $P_{н.г}^{Т}$  – генерируемая тепловая мощность ГПУ.

Модель находит суммарный расход газа на всех установках. Затраты на газ в год определяются по формуле:

$$Z_{ГАЗ} = \sum k_{Г} \cdot C_{ГАЗ} \cdot T_{э}, \quad (2.28)$$

где  $K_{Г}$  – расход газа выбранной установки.

Ежегодные издержки определяются по формуле [14]:

$$И = K_{кЛ} \cdot E_{кЛ} + K_{ГПУ} \cdot E_{ГПУ}, \quad (2.29)$$

где  $K_{кЛ}$  и  $K_{ГПУ}$  – капиталовложения на КЛ и ГПУ;

$E_{кЛ}$  и  $E_{ГПУ}$  – общие ежегодные отчисления от капитальных вложений (находятся по формуле 2.23)

Так как суммарная установленная мощность ГПУ превышает суммарное потребление мощности, остаток можно продавать в сеть.

Таблица 2.4 – Исходные данные

	D	E	F	L	M	N	O	P	Q	R	S
2		РП		Число часов исп. максимума нагрузки $T_{\text{МАХ}}$ , ч	Время потерь, ч	Уд. стоимость потерь электроэнергии, $C_0'$ руб/ кВт*ч	Тариф на эл. энергию, руб/кВт*ч	Тариф на тепл. энергию, руб/Гкал	Норма дисконтирования	Число часов исп. отопления в году $T_{\text{тепл}}$ , ч	Число часов исп. электроэнергии в году $T_{\text{э}}$ , ч
3	Координаты центра установки	$X_1$	$Y_1$	a11	$= (0,124 + L3/10000)^2 * 8760$	a12	a13	a14	0,12	a15	a16
4		a9	a10								

Таблица 2.5 – Исходные данные

	A	B	C		D	E	F	G	H	
6			Годовые отчисления					Кабельные линии		
7	Оборудование	$E_n$	Обслуживание, $E_o$	Амортизация, $E_a$	Сумма	Марка кабеля	Сечение, мм	Цена КЛ за 1 м, руб	Удельное сопр-е, Ом/м	
8	КЛ	0,120	0,023	0,033	$= \text{СУММ}(B8:D8)$		a17	a18	a19	

Таблица 2.6 – Расчет капиталовложений на КЛ, стоимости потерь электроэнергии, затрат на тепло и электроэнергию

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
12	Координаты ЦП		Мощность, потребляемая в час	№ помещения	Протяженность КЛ от РП, м	Капиталовложения на КЛ, руб	Потери мощности в КЛ, кВт*ч	Потери энергии в год, кВт*ч	Стоимость потерь энергии в год, руб
13	X, м	Y, м	P, кВт*ч						
14	a20	a21	$= \text{ПОТРЕБЛЕНИЕ!P44}$		$= \text{КОРЕНЬ}((E\$4 - A14)^2 + (F\$4 - B14)^2)$	$= E14 * \$H\$8$	$= (C14^2 * \$I\$8 * E14) / (\$A\$3^2 * \$B\$3^2 * 1000)$	$= G14 * \$M\$3$	$= H14 * \$N\$3$
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
28	...	...	...	...	...	...	...	...	...
29	Сумма		$= \text{СУММ}(C14:C28)$			$= \text{СУММ}(F14:F28)$			$= \text{СУММ}(I14:I28)$

Продолжение таблицы 2.6

	D	J	K	L	M
12	№ помещения	Потребляемая тепловая мощность, кВт*ч	Потребляемая тепловая мощность, Гкал*ч	Затраты на тепло в год, руб	Затраты на эл. энергию в год, руб
13					
14		$= \text{ПОТРЕБЛЕНИЕ!J69}$	$= J14 * 0,000859845$	$= K14 * \$P\$3 * \$R\$3$	$= C14 * \$O\$3 * \$S\$3$
...	...	...	...	...	...
28	...	...	...	...	...
29		$= \text{СУММ}(J14:J28)$	$= \text{СУММ}(K14:K28)$	$= \text{СУММ}(L14:L28)$	$= \text{СУММ}(M14:M28)$

Таблица 2.7 – Расчет суммарных дисконтированных затрат и приведенных дисконтированных затрат к i-ому году

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
40	Год в расчетном периоде	Кап. вложения, руб	Издержки, руб	Стоимость потерь эл.энергии, руб	Стоимость эл.энергии, руб	Стоимость тепл.энергии, руб	Суммарные затраты, руб	Коэффициент дисконтирования	Дисконтированные затраты, руб	Приведенные дисконтированные затраты к i-ому году, руб
41	1	=F29	=\$F\$29*\$E\$8	=\$I\$29	=\$M\$29	=\$L\$29	=СУММ(B41:F41)	=(1+\$Q\$3)^(1-A41)	=G41*H41	=H41*I41
42	2	0	...	...	...	...	...	...	...	=J41+I42
	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
70	30	0	...	...	...	...	...	...	...	...
72	Суммарные дисконтированные затраты, руб								=СУММ(I40:I70)	

Продажа электроэнергии в год:

$$\Pi_{\text{Э}} = (\sum P_{\text{н.г}}^{\text{Э}} - \sum P_{\text{и.потр}}) \cdot C_{\text{Э}} \cdot T_{\text{Э}}. \quad (2.30)$$

Расчет экономических показателей происходит также, как и для сети с учетом изменения формул.

Суммарные приведенные дисконтированные затраты определяются по формуле [16]:

$$Z_{\text{д.ГПУ}} = \sum_{i=1}^{T_{\text{сд}}} (K_{\text{кл}} + K_{\text{ГПУ}} + И + Z_{\text{Т}} + Z_{\text{ГАЗ}} - \Pi_{\text{Э}}) \cdot d. \quad (2.31)$$

На данном этапе проводится попарное сопоставление дисконтированных затрат варианта питания от сети и от ГПУ [17]:

$$\delta\% = \frac{Z_{\text{д.с}} - Z_{\text{д.ГПУ}}}{Z_{\text{д.ГПУ}}}. \quad (2.32)$$

При разнице дисконтированных затрат не превышающей 5 % вариант питания ответственных потребителей от ГПУ считается равнозначным варианту питания от сети, и будет считаться резервным вариантом электроснабжения, а сеть основным - источником.

Приведенные дисконтированные затраты к  $i$ -ому году находим по формуле [16]:

$$Z_{\text{д.ГПУ.}i} = \sum_{i=1}^i (K_{\text{кл}} + K_{\text{ГПУ}} + И + Z_{\text{Т}} + Z_{\text{ГАЗ}} - \Pi_{\text{Э}}) \cdot d. \quad (2.33)$$

Чтобы определить срок окупаемости, нужно сравнить приведенные дисконтированные затраты к  $i$ -ому году в варианте питания от сети и от трех ГПУ.

Год  $i$ , когда приведенные затраты при энергоснабжении от ГПУ станут меньше чем, приведенные затраты при энергоснабжении от сети, является годом, когда инвестиции окупятся. Если выполняется неравенство:

$$Z_{\text{д.ГПУ.}i} \leq Z_{\text{д.с.}i}. \quad (2.34)$$

Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб/кВт\*ч можно определить по формуле [16]:

$$S_{\text{отп}}^{\text{Э}} = \frac{Z_{\text{пр}}^{\text{Э}}}{\sum P_{\text{и.потр}} \cdot T_{\text{Э}}}, \quad (2.35)$$

где  $Z_{\text{пр}}^{\text{Э}}$  - общие затраты на производство электроэнергии, руб/год.

Так как капиталовложения на установку ГПУ должны учитываться в затратах на производство электроэнергии, а они являются единоразовыми и только за первый год, нужно рассчитать все издержки за каждый год эксплуатации ГПУ и при-

вести их к первому году, т.е. дисконтировать. Чтобы найти общие затраты на производство электроэнергии за один год, воспользуемся формулой:

$$Z_{\text{пр}}^{\text{э}} = \frac{I_{\text{д}} + K_{\text{ГПУ}}}{T_{\text{СЛ}}}, \quad (2.36)$$

где  $I_{\text{д}}$  – суммарные дисконтированные издержки на производство электроэнергии, за срок службы ГПУ[16]:

$$I_{\text{д}} = \sum_{i=1}^{T_{\text{СЛ}}} (K_{\text{ГПУ}} \cdot E_{\text{ГПУ}} + Z_{\text{ГАЗ}}) \cdot d_i. \quad (2.37)$$

Себестоимость отпущенной тепловой энергии, руб/кВт\*ч можно определить по формуле[16]:

$$S_{\text{отп}}^{\text{T}} = \frac{Z_{\text{T}}}{\sum P_{i,\text{потр}}^{\text{T}} \cdot T_{\text{тепл}}}. \quad (2.38)$$

Расчеты в оптимизационной модели варианта с применением ГПУ покажем на примере трех ГПУ. Остальные вкладки («2 ген-ра», «1 ген-р») имеют аналогичный расчет, меняется только количество рассчитываемых ГПУ.

Во вкладке оптимизационной модели «3 ген-ра» после ввода значений исходных параметров (a22-a27) происходит расчет суммарных дисконтированных затрат и других экономических показателей, а также определяется место установки и мощность ГПУ, распределение потребителей по этим ГПУ с использованием представленных выше формул (таблица 2.8 -2.15).

После запуска команды «поиск решения» модель находит оптимальное месторасположение ГПУ, при этом минимизируя суммарные дисконтированные затраты.

Расстояние от РП до каждой ГПУ находится по формуле 2.15. Расстояние от потребителя до каждого ГПУ определяется по аналогичной формуле. Затем, из трех вариантов выбирается минимум затрат и принимается за оптимальный вариант. Соответственно потребитель будет питаться от той ГПУ, до которой необходимо проложить наименьшую КЛ. Капиталовложения на КЛ находятся по формуле 2.16.

Программой определяются суммарные значения потребляемой тепловой и электрической мощности, суммарные капиталовложения на КЛ.

Программа определяет диапазон исходного ряда ГПУ (находит минимум и максимум номинальных электрических мощностей).

Модель определяет суммарную потребляемую тепловую и электрическую мощность, приходящуюся на каждую ГПУ. По электрической мощности из ряда номинальных значений выбирает ближайшее большее, по этому значению и выбирается модель ГПУ. Определяется суммарная генерируемая тепловая и электрическая мощность всех ГПУ.

Таблица 2.8 – Расчет координат ГПУ

	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
2			Генератор 1		Генератор 2		Генератор 3		РП	
3	Координаты центра установки		X <sub>1</sub>	Y <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	Y <sub>2</sub>	X <sub>3</sub>	Y <sub>3</sub>	X	Y
4			Выполняется командой «поиск решения»	Выполняется командой «поиск решения»	...	...	...	...	=сеть!E4	=сеть!F4
5	Округленные координаты		=ОКРУГЛ(E4;0)	=ОКРУГЛ(F4;0)	...	...	...	...		

Таблица 2.9 – Исходные данные

	N	O	P	Q	R	S	T
2	Норма дисконтирования	Срок службы ГПУ, год	Тариф за маг. газ руб/ м <sup>3</sup>	Тариф на тепл.энергию, руб/Гкал	Тариф на эл. энергию, руб/кВт*ч	Число часов исп. отопления в году T <sub>тепл</sub> , ч	Число часов исп. электроэнергии в году T <sub>э</sub> , ч
3	0,12	a22	a23	=сеть!P3	=сеть!O3	=сеть!R3	=сеть!S3

Таблица 2.10 – Исходные данные

	F	G	H	I	M	N	O	P	Q
7	Марка кабеля	Сечение, мм	Цена КЛ за 1 м, руб	Удельное сопр-е, Ом/м	Оборудование	Годовые отчисления			
8	=сеть!F8	=сеть!G8	=сеть!H8	=сеть!I8		Ен	Обслуживание, Ео	Амортизация, Еа	Сумма
9					генераторы	0,120	0,010	0,063	=СУММ(N9:P9)
10					КЛ	0,120	0,023	0,033	=СУММ(N10:P10)

Таблица 2.11 – Расчет капиталовложений на КЛ, распределения между ГПУ

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
12	Координаты центра помещений		Мощность, потребляемая в час	№ помещения	1 ген-р	2 ген-р	3 ген-р	Минимум, м	Капиталовложения на КЛ, руб
13	X, м	Y, м	P, кВт*ч		Расстояния до источников, м				
14	=сеть!A14	=сеть!B14	=сеть!C14		=КОРЕНЬ((E\$5-A14)^2+(F\$5-B14)^2)	=КОРЕНЬ((G\$5-\$A14)^2+(H\$5-\$B14)^2)	=КОРЕНЬ((I\$5-\$A14)^2+(J\$5-\$B14)^2)	=МИН(E14:G14)	=H14*\$H\$8
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
28	...	...	...	...	...	...	...	...	...
29	Сумма		=СУММ(C14:C28)						
	=E5	=F5	=СУММЕСЛИ(J14:J28;1;C14:C28)	ген-р 1				=КОРЕНЬ(((\$K\$4-A30)^2+(\$L\$4-B30)^2)	...
	=G5	=H5	=СУММЕСЛИ(J14:J28;2;C14:C28)	ген-р 2				=КОРЕНЬ(((\$K\$4-A31)^2+(\$L\$4-B31)^2)	...
	=I5	=J5	=СУММЕСЛИ(J14:J28;3;C14:C28)	ген-р 3				=КОРЕНЬ(((\$K\$4-A32)^2+(\$L\$4-B32)^2)	...
	Сумма								=СУММ(I14:I32)

Продолжение таблицы 2.11

	D	I	J	K
12	№ помещения	Капиталовложения на КЛ, руб	Распределение между генераторами	Тепловая мощность, кВт/ч
13				
14		=H14*\$H\$8	=ПОИСКПОЗ(H14;E14:G14;0)	=потребление!J69
...	...	...	...	...
28	...	...	...	...
29				=СУММ(K14:K28)
	ген-р 1	...		
	ген-р 2	...		
	ген-р 3	...		
		=СУММ(I14:I32)		



Таблица 2.12 – Исходные данные ГПУ

	Н	И	Ж	К	Л
39	ГПУ				
40	Модель ГПУ	Номинальная электрическая мощность, кВт	Номинальная тепловая мощность, кВт	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Цена агрегата, руб
41		а24	а25	а26	а27
...	...	...	...	...	...
47	...	...	...	...	...
48	макс	=МАКС(И41:И47)			
49	мин	=МИН(И41:И47)			

Таблица 2.13 – Расчет выбора ГПУ, затрат на снабжение теплом, затрат на топливо, продажи остаточной электроэнергии в сеть

	В	С	Д	Е	Ф
41	Установка	ГПУ 1	ГПУ 2	ГПУ 3	сумма
42	Потребляемая электрическая мощность, кВт	=СУММЕСЛИ(Ж14:Ж28;1;С14:С28)	...	...	=СУММ(С42:Е42)
43	Модель	=ЕСЛИ(С44=И41;Н41; ЕСЛИ(С44=И42;Н42;ЕСЛИ(С44=И43;Н43;ЕСЛИ(С44=И44;Н44; ЕСЛИ(С44=И45;Н45;ЕСЛИ(С44=И46;Н46;ЕСЛИ(С44=И47;Н47;0))))))	...	...	
44	Установленная электрическая мощность генератора, кВт	=ЕСЛИ(С42<\$И\$47; ЕСЛИ(С42<\$И\$46; ЕСЛИ(С42<\$И\$45; ЕСЛИ(С42<\$И\$44; ЕСЛИ(С42<\$И\$43; ЕСЛИ(С42<\$И\$42; ЕСЛИ(С42<\$И\$41; \$И\$41; \$И\$42); \$И\$43); \$И\$44); \$И\$45); \$И\$46); \$И\$47);0)	...	...	=СУММ(С44:Е44)
45	Цена установок, руб	=СУММЕСЛИ(И41:И47;С44;Л41:Л47)	...	...	=СУММ(С45:Е45)
46	Потребляемая тепловая мощность, кВт	=СУММЕСЛИ(Ж14:Ж28;1;К14:К28)	...	...	=СУММ(С46:Е46)
47	Генерируемая тепловая мощность, кВт	=СУММЕСЛИ(И41:И47;С44;Ж41:Ж47)	...	...	=СУММ(С47:Е47)
48	Закупочное количество теплоты	кВт			=F46-F47
49		Гкал			=F48*0,000859845
50	Затраты на тепло в год, руб				=F49*Q3*S3
51	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	=СУММЕСЛИ(И41:И47;С44;К41:К47)	...	...	=СУММ(С51:Е51)
52	Затраты на газ в год, руб				=F51*P3*T3
53	Остаток генерируемой электрической мощности, кВт				=F44-F42
54	Продажа электроэнергии в год, руб				=F53*T3*R3

Таблица 2.14 – Расчет суммарных дисконтированных затрат и приведенных дисконтированных затрат к i-ому году, расчет окупаемости и дисконтированных издержек на отпуск электроэнергии

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
57	Год в расчетном периоде	Кап. вложения, руб	Издержки, руб	Стоимость эл.энергии, руб	Стоимость тепл.энергии, руб	Суммарные затраты, руб	Коэф-т дисконтирования	Дисконтированные затраты, руб	Приведенные дисконтированные затраты к i-ому году, руб	Приведенные дисконтированные затраты к i-ому году (централизованное снабжение), руб	
58	1	=I33+F45	=I\$29*\$Q\$10+ +\$F\$45*\$Q\$9	=F\$52	=F\$50	=СУММ(B58:E58)- -F\$54	=(1+\$N\$3)^(1-A58)	=F58*G58	=G58*H58	=сеть!J41	
59	2	0	...	...	...	...	...	...	=I58+H59	...	
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
87	30	...	...	...	...	...	...	...	...	...	
89	Суммарные дисконтированные затраты, руб							=СУММ(H57:H87)			
90	проверка, %							=(сеть!I72-H89)*100/H89	=ЕСЛИ(H90>5;">5";"<5")	=ЕСЛИ(I90=">5"; "рационально";"нерационально")	

Продолжение таблицы 2.14

	A	K	L
57	Год в расчетном периоде	Окупаемость	Дисконтированные издержки на отпуск электроэнергии, руб
58	1	=ЕСЛИ(I58<J58;"окупается";"не окупается")	=(F\$52+\$F\$45*\$Q\$9)*G58
59	2	...	...
...	...	...	...
87	30	...	...
89			=СУММ(L58:L87)
90			

Таблица 2.15 – Расчет себестоимости отпущенной электроэнергии и единицы теплоты

	O	P	Q	R
57	Общие издержки на производство эл. энергии, руб/год	Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб/кВт*ч	Общие издержки на производство тепл. энергии, руб/год	Себестоимость единицы теплоты, руб/Гкал
58	=(L89+F45)/30	=O58/(F42*T3)	=F50	=Q58/(F46*0,000859845*S3)

#### 2.2.4 Методика выбора оптимальной системы энергоснабжения

Во вкладке «сравнение» модель сравнивает четыре варианта питания между собой, сравнивая суммарные дисконтированные затраты и выбирает наилучший вариант путем выбора минимума этого экономического показателя (таблица 2.16). При этом должна проводиться проверка этого варианта – разница между суммарными дисконтированными затратами при питании от ГПУ и в случае питания от сети должна быть больше 5 % [17], иначе применение ГПУ является не рациональным и такой вариант питания потребителей равнозначен варианту питания от сети.

Если модель посчитает оптимальным вариантов питание от сети, то необходимо выбрать оптимальное количество ГПУ по минимуму дисконтированных затрат и принять этот вариант питания резервным.

После выбора оптимального количества ГПУ возвращаемся в соответствующую вкладку, где уже получены все выходные параметры модели для конкретного числа ГПУ.

#### 2.3 Алгоритм решения задачи по оптимизации числа, мощности и координат размещения ГПУ

На рисунке 2.4 представлен алгоритм нахождения оптимального решения энергоснабжения ответственных потребителей от ГПУ.

#### Выводы по главе 2

В главе была разработана математическая оптимизационная модель с использованием программного обеспечения “Microsoft Excel”, а также разработан алгоритм решения задач определения числа, типа и мест размещения ГПУ для энергоснабжения ответственных потребителей. Модель также определяет, каким источником принимается ГПУ – основным или резервным.

Эту же оптимизационную модель можно использовать и для потребителей других категорий надежности электроснабжения. При этом модель сравнивает вариант питания потребителей от сети и от ГПУ, т.е. дает обоснование в рациональности установки ГПУ, как основного автономного источника питания.

Таблица 2.16 – Расчет оптимального количества ГПУ

	Ж	К	Л	М	Н	О	Р
3	Источники питания	Сеть	3 ген-ра	2 ген-ра	1 ген-р	Оптимальное решение	
4	Суммарные дисконтированные затраты, руб	=сеть!И72	=3 ген-ра!Н89	=2 ген-ра!Н89	=1 ген-р!Н89	=МИН(К4:Н4)	=ЕСЛИ(О4=К4;К3; ЕСЛИ(О4=Л4;Л3; ЕСЛИ(О4=М4;М3; ЕСЛИ(О4=Н4;Н3;0))))
5	Проверка, %		=3 ген-ра!Н90	=2 ген-ра!Н90	=1 ген-р!Н90	=МАКС(К5:Н5)	

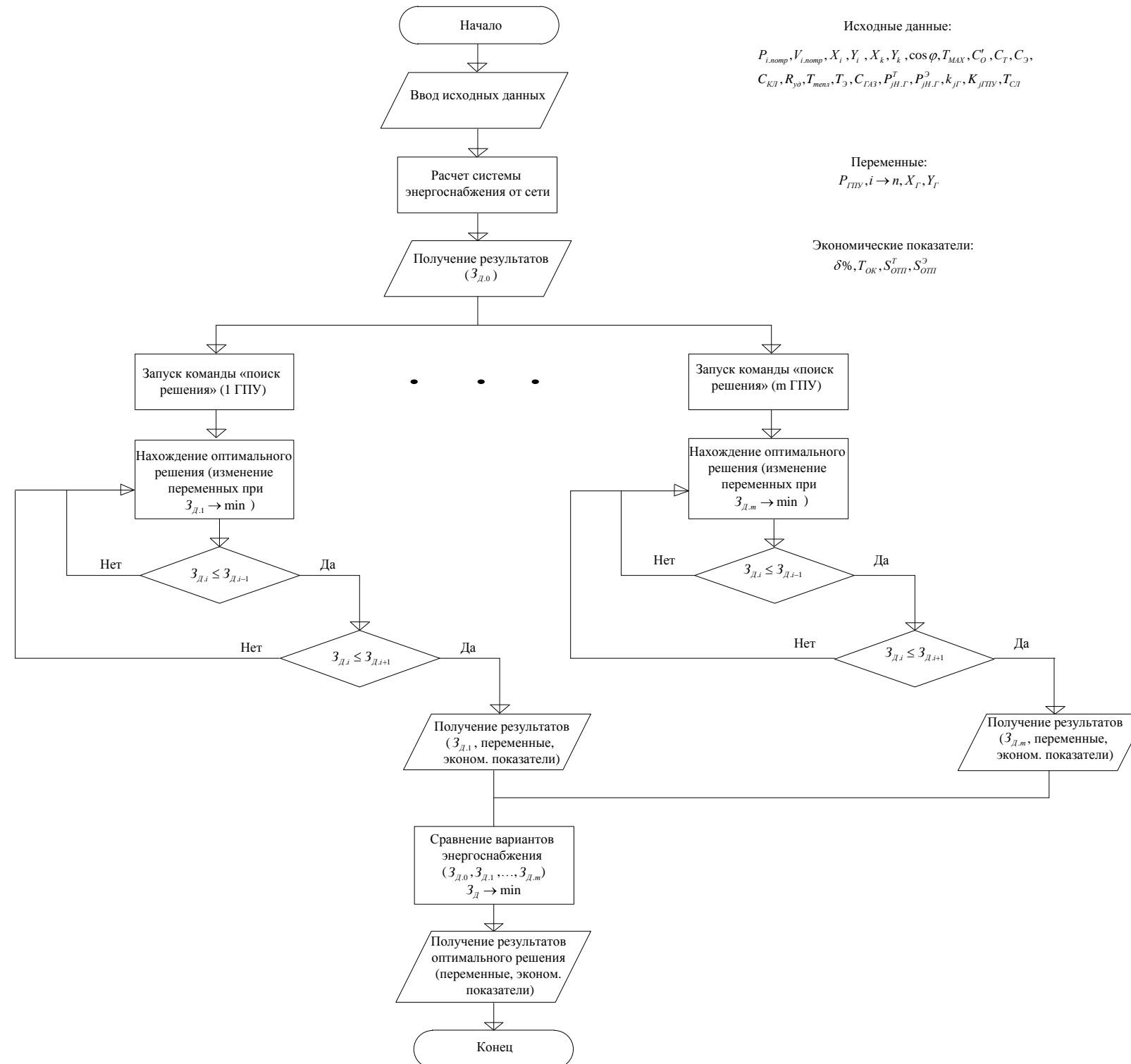


Рисунок 2.4 – Алгоритм нахождения оптимального решения энергоснабжения ответственных потребителей от ГП

### 3 ПРИМЕР РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЭС С ПОМОЩЬЮ ОПТИМИЗАЦИОННОЙ МОДЕЛИ В ПРОГРАММЕ EXCEL

При помощи разработанной модели нахождения оптимального варианта питания ответственных потребителей можно смоделировать СЭС любого промышленного предприятия, учреждения или другой группы потребителей, для которой необходимы автономные источники электроэнергии. Как пример приводится расчет оптимальной СЭС главного корпуса ЮУрГУ и всех примыкающих зданий, среди которых имеются ответственные потребители.

#### 3.1 Исходные данные для проектирования системы энергоснабжения главного корпуса ЮУрГУ

На рисунке 3.1 представлен план размещения группы зданий, для которой необходимо определить оптимальный способ питания ответственных потребителей. В качестве автономного источника электроснабжения выступают ГПУ.

Задачей оптимизационной модели является нахождение такой радиальной схемы питания потребителей, при которой суммарные дисконтированные затраты будут минимальными. Модель сравнивает суммарные дисконтированные затраты при питании электрической и тепловой мощностью от центральных сетей и от автономных ГПУ. При этом модель подбирает оптимальное число ГПУ, их размещение и мощность установок.

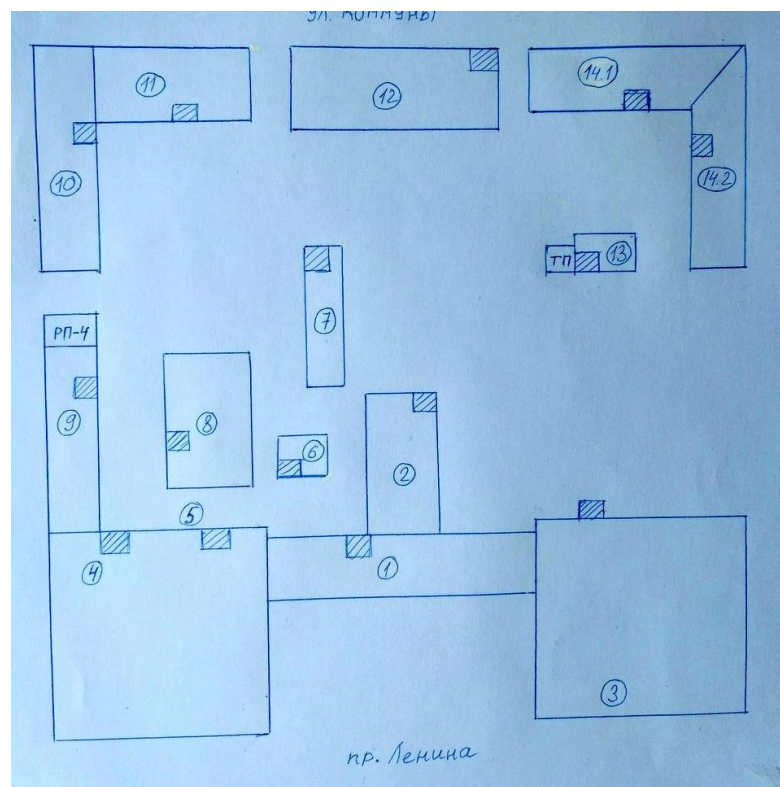


Рисунок 3.1 - План главного корпуса ЮУрГУ

Даны показания приборов учета РП-4 (таблица 3.1) и ТП-1296 (таблица 3.2).

Таблица 3.1 - Суммарные показания приборов учета РП-4

Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Итого
Расход, кВт*ч	109989	109989	143947	138350	90986	101621	88860	75230	99024	120257	141523	147008	1366784

Таблица 3.2 - Потребление зданий для ТП-1296

Номер здания	Название здания	Потребляемая мощность, кВт*ч											
		Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1	Центральный корпус (ВРУ4)	27727	28588	23880	27766	17850	18905	17615	16273	12366	12331	18254	23441
14(1)	УПМ-1	13574	13996	11691	13593	8738	9255	8624	7966	6054	6037	8936	11476
3	Восточное крыло (ВРУ1)	14415	14863	12415	14435	9280	9828	9158	8460	6429	6411	9490	12187
2	Актовый зал	5522	5694	4756	5530	3555	3765	3508	3241	2463	2456	3636	4668
13	Лаборатория гусеничных машин	391	404	337	392	252	767	249	230	175	174	258	331
12	АС-корпус	5420	5589	4668	5428	3489	3696	3443	3181	2417	2411	3568	4582
14(2)	УПМ-2	14862	15324	12800	14883	9568	10133	9442	8722	6628	6610	9785	12565
3	Восточное крыло (ВРУ1)	15783	16273	13593	15805	10161	10761	10027	9263	7039	7019	10391	13343
2	Актовый зал	6046	6234	5207	6055	3892	4122	3841	3548	2696	2689	3981	5111
1	Центральный корпус (ВРУ3)	30359	31302	26146	30401	19544	20699	19287	17817	13539	13502	19987	25665

Также даны значения доли потребления мощности для каждого здания от РП-4 (таблица 3.3).

Таблица 3.3 - Среднее значение потребления зданий от РП-4

Номер здания	Название здания	доля потребления от мощности РП
4	Западное крыло,	0,3
1	ГУК центр	0,19
7	Склад	0,03
15	Коммуны, 151	0,05
9	НИИЦС	0,07
5	Корпус 1А	0,04
6	Насосная	0,08
10	АТ-корпус	0,01
9	НИИЦС(щ1)	0,06
11	Тепло-технич. корпус	0,05
9	НИИЦС(РП-2)	0,03
9	НИИЦС(РП-12)	0,02
8	РСУ	0,06

В таблице 3.4 приведены габариты зданий главного корпуса ЮУрГУ.

Таблица 3.4 - Габариты зданий

№ здания	длина, м	ширина, м	кол-во этажей, шт	высота этажа, м
1	83	18	11	3
2	24	45	4	3
3	70	55	4	3
4	70	55	4	3
5	0	0	1	3
6	21	12	1	3
7	12	45	1	3
8	30	45	1	3
9	16	70	4	3
10	65	20	4	3
11	55	20	4	3
12	75	23	4	3
13	15	11	1	3
14 (1)	50	15	4	3
14 (2)	15	60	4	3

### 3.2 Ввод входных параметров модели

Приведенные в предыдущем пункте исходные данные являются входными параметрами модели. Кроме них вводятся и другие параметры проектирования. О них поговорим ниже.

Для всех потребителей коэффициент мощности равен:

$$\cos\varphi=0,93$$

В данном случае принимаем допущение: в расчет не принимается наличие ТП. Питание всех потребителей от сети будет происходить через РП.

Данные по габаритам зданий приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Габариты зданий

№ помещения	длина, м	ширина, м	кол-во этажей	высота этажа, м
1	83	18	11	3
2	24	45	4	3
3	70	55	4	3
4	70	55	4	3
5	0	0	1	3
6	21	12	1	3
7	12	45	1	3
8	30	45	1	3
9	16	70	4	3
10	65	20	4	3
11	55	20	4	3
12	75	23	4	3
13	15	11	1	3
14 (1)	50	15	4	3
14 (2)	15	60	4	3

Для правильного поиска решения математической моделью в Excel необходимо ввести действующие тарифы и показатели, приведенные в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Значения исходных данных

Число часов исп. максимума нагрузки $T_{\max}$ , ч	Тариф за маг. газ руб/м <sup>3</sup>	Уд. стоимость потерь электроэнергии, $C_0'$ руб/кВт*ч	Тариф на эл. энергию, руб/кВт*ч	Тариф на тепл. энергию, руб/Гкал	Число часов исп. отопления в году $T_{\text{тепл}}$ , ч	Число часов исп. электроэнергии в году $T_{\text{э}}$ , ч	Срок службы ГПУ, год
5000	4,15	2,92	2,04	1850	5000	8760	30

По плану размещения зданий и РП (рисунок 3.1) определяем центры координат их размещений. Данные приведены в таблице 3.7.



Таблица 3.7 – Координаты объектов

№ помещения	Координаты центра помещений	
	X, м	Y, м
1	108,0	58,5
2	126,0	99,0
3	180,0	72,0
4	18,0	63,0
5	54,0	63,0
6	81,0	81,0
7	90,0	153,0
8	45,0	90,0
9	9,0	117,0
10	22,5	189,0
11	45,0	198,0
12	135,0	225,0
13	180,0	144,0
14 (1)	198,0	198,0
14 (2)	216,0	180,0
РП	9,0	153,0

Также необходимо ввести исходные данные ГПУ, планируемые для установки в качестве автономного питания потребителей. Данные приведены в таблице 3.8.

Таблица 3.8 – Данные ГПУ

Модель ГПУ	Ном. эл. мощность, кВт	Ном. тепл. мощность, кВт	Расход газа, м <sup>3</sup> /ч	Цена агрегата, руб
MAN 100	100	140	31	3150000
MWM 150	150	220	44	3450000
MWM 200	200	280	55	4100000
MAN 260	260	375	70	4600000
MAN 300	300	377	78	5700000
MAN 350	350	440	91	6900000
MAN 400	400	500	118	8000000

После того, как модель рассчитает максимальную потребляемую мощность всех потребителей и по ней найдет допустимый ток, а также сечение всех кабельных линий и выберет максимальное сечение, необходимо ввести дополнительные входные параметры. Дополнительными входными параметрами является данные по КЛ, представленные в таблице 3.9.

Для всех КЛ будем использоваться кабель силовой бронированный марки ААП2Л.

Таблица 3.9 – Данные КЛ

Марка кабеля	Сечение, мм	Цена КЛ за 1 м, руб	Удельное сопр-е, ом/м
ААП2Л 4х70	70	412	0,000443

### 3.3 Получение выходных параметров модели

Во вкладке оптимизационной модели «потребление» после ввода значений исходных параметров происходит расчет электрических нагрузок потребителей и сечения КЛ (рисунок 3.2), а также тепловых нагрузок потребителей (рисунок 3.3).

Суммарные показания приборов учета РП4													Максимальная мощность, кВт		Ток, А	Сечение, мм²	
Месяц	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Итого				
Расход	109989	109989	143947	138350	90986	101621	88860	75230	99024	120257	141523	147008	1366784				
Доля потребления от РП4																	
Запасное крыло, кВт*ч/мес	0,3	32996,70	32996,70	43184,10	41505,00	27295,80	30486,30	26658,00	22569,00	29707,20	36077,10	42456,90	44102,40				
4 кВт*ч		44,35	49,10	58,04	57,65	36,69	42,34	35,83	30,33	41,26	48,49	58,97	59,28	59,28	92,1	65,8	
ГУК центр	0,19	20897,91	20897,91	27349,93	26286,50	17287,34	19307,99	16883,40	14293,70	18814,56	22848,83	26889,37	27931,52				
1 кВт*ч		28,09	31,10	36,76	36,51	23,24	26,82	22,69	19,21	26,13	30,71	37,35	37,54	37,54	58,3	41,7	
Склад	0,03	3299,67	3299,67	4318,41	4150,50	2729,58	3048,63	2665,80	2256,90	2970,72	3607,71	4245,69	4410,24				
7 кВт*ч		4,44	4,91	5,80	5,76	3,67	4,23	3,58	3,03	4,13	4,85	5,90	5,93	5,93	9,2	6,6	
Коммуны, 151	0,05	5499,45	5499,45	7197,35	6917,50	4549,30	5081,05	4443,00	3761,50	4951,20	6012,85	7076,15	7350,40				
15 кВт*ч		7,39	8,18	9,67	9,61	6,11	7,06	5,97	5,06	6,88	8,08	9,83	9,88	9,88	15,4	11,0	
НИИЦС	0,07	7699,23	7699,23	10076,29	9684,50	6369,02	7113,47	6220,20	5266,10	6931,68	8417,99	9906,61	10290,56				
09.яне кВт*ч		10,35	11,46	13,54	13,45	8,56	9,88	8,36	7,08	9,63	11,31	13,76	13,83	13,83	21,5	15,4	
Корпус 1А	0,04	4399,56	4399,56	5757,88	5534,00	3639,44	4064,84	3554,40	3009,20	3960,96	4810,28	5660,92	5880,32				
5 кВт*ч		5,91	6,55	7,74	7,69	4,89	5,65	4,78	4,04	5,50	6,47	7,86	7,90	7,90	12,3	8,8	
Насосная	0,08	8799,12	8799,12	11515,76	11068,00	7278,88	8129,68	7108,80	6018,40	7921,92	9620,56	11321,84	11760,64				
6 кВт*ч		11,83	13,09	15,48	15,37	9,78	11,29	9,55	8,09	11,00	12,93	15,72	15,81	15,81	24,6	17,5	
АТ	0,01	1099,89	1099,89	1439,47	1383,50	909,86	1016,21	888,60	752,30	990,24	1202,57	1415,23	1470,08				
10 кВт*ч		1,48	1,64	1,93	1,92	1,22	1,41	1,19	1,01	1,38	1,62	1,97	1,98	1,98	3,1	2,2	
НИИЦС(щ1)	0,06	6599,34	6599,34	8636,82	8301,00	5459,16	6097,26	5331,60	4513,80	5941,44	7215,42	8491,38	8820,48				
9 кВт*ч		8,87	9,82	11,61	11,53	7,34	8,47	7,17	6,07	8,25	9,70	11,79	11,86	11,86	18,4	13,2	
Теплотех корпус	0,05	5499,45	5499,45	7197,35	6917,50	4549,30	5081,05	4443,00	3761,50	4951,20	6012,85	7076,15	7350,40				
11 кВт*ч		7,39	8,18	9,67	9,61	6,11	7,06	5,97	5,06	6,88	8,08	9,83	9,88	9,88	15,4	11,0	
НИИЦС(Р-2)	0,03	3299,67	3299,67	4318,41	4150,50	2729,58	3048,63	2665,80	2256,90	2970,72	3607,71	4245,69	4410,24				
9 кВт*ч		4,44	4,91	5,80	5,76	3,67	4,23	3,58	3,03	4,13	4,85	5,90	5,93	5,93	9,2	6,6	
НИИЦС(Р-12)	0,02	2199,78	2199,78	2878,94	2767,00	1819,72	2032,42	1777,20	1504,60	1980,48	2405,14	2830,46	2940,16				
9 кВт*ч		2,96	3,27	3,87	3,84	2,45	2,82	2,39	2,02	2,75	3,23	3,93	3,95	3,95	6,1	4,4	
PCY	0,06	6599,34	6599,34	8636,82	8301,00	5459,16	6097,26	5331,60	4513,80	5941,44	7215,42	8491,38	8820,48				
8 кВт*ч		8,87	9,82	11,61	11,53	7,34	8,47	7,17	6,07	8,25	9,70	11,79	11,86	11,86	18,4	13,2	

Рисунок 3.2 - Расчет электрических нагрузок потребителей и сечения КЛ

Во вкладке оптимизационной модели «сеть» после ввода значений исходных параметров (рисунок 3.4), модель производит расчет капиталовложений на КЛ, стоимость потерь электроэнергии, затраты на тепловую и электроэнергию в год (рисунок 3.5).

№ помещения	длина, м	ширина, м	площадь, м²	кол-во этажей	высота этажа, м	объем помещения, м³	Потребляемая тепловая мощность, кВт/ч
1	83	18	1494	11	3	49302	2021,382
2	24	45	1080	4	3	12960	531,36
3	70	55	3850	4	3	46200	1894,2
4	70	55	3850	4	3	46200	1894,2
5	0	0	0	1	3	0	0
6	21	12	252	1	3	756	30,996
7	12	45	540	1	3	1620	66,42
8	30	45	1350	1	3	4050	166,05
9	16	70	1120	4	3	13440	551,04
10	65	20	1300	4	3	15600	639,6
11	55	20	1100	4	3	13200	541,2
12	75	23	1725	4	3	20700	848,7
13	15	11	165	1	3	495	20,295
14 (1)	50	15	750	4	3	9000	369
14 (2)	15	60	900	4	3	10800	442,8
сумма			19476			244323	10017,243

нормативный коэф-т, кВт/м³	экономическая плотность тока	кос фи
0,041	1,4	0,93

Рисунок 3.3 - Расчет тепловых нагрузок потребителей

Напр-е, кcos φ	Координаты центра установки	X1	Y1	Т max, ч	расч, ч	Удельная стоимость потерь	Тариф на эл. энергию, руб/кВт*ч	Тариф на тепл. энергию, руб/кВт*ч	Норма дисконтирования	число часов использования вана	число часов использования вана
0,38	0,93			5000	3410,93	2,92	2,04	1850	0,12	5000	8760

Оборудование	Ен	Обслуживание, Ео	Амортизация, Еа	Сумма	Марка кабеля	Сечение, мм	Цена КЛ за 1 м, руб	Удельное сопр-е, ом/м
КЛ	0,120	0,023	0,033	0,176	ААП2Л 4Х70	70	412	0,000443

Рисунок 3.4 – Ввод исходных данных

Координаты центра помещений ( в метрах)	Мощность, потребляемая в час	№ помещения	Протяженность КЛ от РП, м	Капиталовложения на КЛ, руб	Потери мощности в КЛ, кВт*ч	Потери энергии в год, кВт*ч	Стоимость потерь энергии в год, руб	Потребляемая тепловая мощность, кВт*ч	Потребляемая тепловая мощность, Гкал*ч	Затраты на тепло в год, руб	Затраты на эл.энергию в год, руб	
х, м	у, м	Р, кВт*ч										
108,0	58,5	126,66	1	137	56387	7,79	26566,62	77575	2021,38	1,738	16077196	2263543
126,0	99,0	17,75	2	129	53090	0,14	491,20	1434	531,36	0,457	4226207	317200
180,0	72,0	46,33	3	189	77956	1,44	4914,56	14351	1894,20	1,629	15065645	827995
18,0	63,0	59,28	4	90	37265	1,13	3845,26	11228	1894,20	1,629	15065645	1059311
54,0	63,0	7,90	5	101	41457	0,02	76,05	222	0,00	0,000	0	141241
81,0	81,0	15,81	6	102	41951	0,09	307,83	899	31,00	0,027	246529	282483
90,0	153,0	5,93	7	81	33372	0,01	34,44	101	66,42	0,057	528276	105931
45,0	90,0	11,86	8	73	29895	0,04	123,39	360	166,05	0,143	1320690	211862
9,0	117,0	35,57	9	36	14832	0,16	550,97	1609	551,04	0,474	4382733	635587
22,5	189,0	1,98	10	38	15841	0,00	1,82	5	639,60	0,550	5087101	35310
45,0	198,0	9,88	11	58	23743	0,02	68,05	199	541,20	0,465	4304470	176552
135,0	225,0	8,32	12	145	59790	0,04	121,45	355	848,70	0,730	6750192	148627
180,0	144,0	1,07	13	171	70550	0,00	2,35	7	20,30	0,017	161418	19037
198,0	198,0	20,83	14 (1)	194	80045	0,30	1019,64	2977	369,00	0,317	2934866	372194
216,0	180,0	22,80	14 (2)	209	86006	0,39	1313,36	3835	442,80	0,381	3521839	407509
сумма		391,95		1753	722179	11,56	39436,99	115156	10017,24	8,613	79672806	7004383

Рисунок 3.5 - Расчет капиталовложений на КЛ, стоимость потерь электроэнергии, затраты на тепловую и электроэнергию

Далее модель производит расчет суммарных и приведенных дисконтированных затрат (рисунок 3.6).

Буфер обмена		Шрифт		Выравнивание		Чи					
O57		fx									
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
37											
38											
39											
40	год в расчетн ом периоде	Кап.влож ения,руб	Издержк и, руб	Стоимост ь потер ь эл.энерги и, руб	Стоимость эл.энергии , руб	Стоимость тепл.энерги и, руб	Суммарные затраты, руб	Коеф-т дисконти рования	Дисконтир ованные затраты, руб	Приведенные дисконтир ованные затраты к i- ому году, руб	
41	1	722179	127104	115156	7004383	79672806	87641628	1,000	87641628	87641628	
42	2	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,893	77606650	165248278	
43	3	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,797	69291652	234539931	
44	4	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,712	61867547	296407477	
45	5	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,636	55238881	351646358	
46	6	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,567	49320429	400966787	
47	7	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,507	44036098	445002885	
48	8	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,452	39317944	484320829	
49	9	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,404	35105307	519426137	
50	10	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,361	31344025	550770161	
51	11	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,322	27985736	578755898	
52	12	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,287	24987264	603743162	
53	13	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,257	22310058	626053219	
54	14	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,229	19919694	645972914	
55	15	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,205	17785441	663758355	
56	16	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,183	15879858	679638213	
57	17	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,163	14178445	693816658	
58	18	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,146	12659326	706475984	
59	19	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,130	11302969	717778953	
60	20	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,116	10091937	727870890	
61	21	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,104	9010658	736881548	
62	22	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,093	8045230	744926779	
63	23	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,083	7183241	752110020	
64	24	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,074	6413608	758523629	
65	25	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,066	5726436	764250065	
66	26	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,059	5112889	769362954	
67	27	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,053	4565080	773928034	
68	28	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,047	4075964	778003998	
69	29	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,042	3639254	781643252	
70	30	0	127104	115156	7004383	79672806	86919449	0,037	3249334	784892585	
71											
72	Суммарные дисконтированные затраты, руб								784892585		
73											
74											
75											

Рисунок 3.6 - Экономические показатели варианта энергоснабжения от сети

Необходимо запустить «Поиск решения» эволюционным методом для каждого случая, а именно:

- питание от трех ГПУ;
- питание от двух ГПУ;
- питание от одной ГПУ;

Модель рассчитывает суммарные дисконтированные затраты, при этом минимизируя эту величину (рисунок 3.7), путем оптимального подбора месторасположения (рисунок 3.8), распределения потребителей между ГПУ (рисунок 3.9), мощности и моделей ГПУ (рисунок 3.10) с учетом всех влияющих факторов и параметров СЭС. Как пример, рассмотрим вариант энергоснабжения потребителей от двух ГПУ.

Q62	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
55													
56													
57	Год в расчетном периоде	Кап.вложения, руб	Издержки, руб	стоимость эл.энергии, руб	Стоимость тепл.энергии, руб	Суммарные затраты, руб	Кэф-т дисконтирования	Дисконтированные затраты, руб	Приведенные дисконтированные затраты к i-ому году, руб	Привед. Дисконт. затраты к i-ому году (централизованное снабжение), руб	Окупаемость	Дисконтированные издержки на отпуск эл. Энергии, руб	
58	1	9185147	1679100	4544250	74463220	88655716	1,000	88655716	88655716	87641628	не окупается	6223350	
59	2	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,893	70955865	159611582	165248278	окупается	5556562,5	
60	3	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,797	63353451	222965033	234539931	окупается	4961216,5	
61	4	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,712	56565581	279530614	296407477	окупается	4429657,6	
62	5	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,636	50504983	330035597	351646358	окупается	3955051,4	
63	6	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,567	45093735	375129333	400966787	окупается	3531295,9	
64	7	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,507	40262263	415391596	445002885	окупается	3152942,8	
65	8	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,452	35948450	451340046	484320829	окупается	2815127,5	
66	9	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,404	32096830	483436876	519426137	окупается	2513506,7	
67	10	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,361	28657884	512094759	550770161	окупается	2244202,4	
68	11	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,322	25587396	537682156	578755898	окупается	2003752,1	
69	12	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,287	22845890	560528045	603743162	окупается	1789064,4	
70	13	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,257	20398116	580926161	626053219	окупается	1597378,9	
71	14	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,229	18212603	599138764	645972914	окупается	1426231,2	
72	15	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,205	16261253	615400017	663758355	окупается	1273420,7	
73	16	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,183	14518976	629918993	679638213	окупается	1136982,8	
74	17	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,163	12963371	642882364	693816658	окупается	1015163,2	
75	18	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,146	11574439	654456803	706475984	окупается	906395,71	
76	19	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,130	10334320	664791123	717778953	окупается	809281,88	
77	20	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,116	9227072	674018195	727870890	окупается	722573,11	
78	21	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,104	8238457	682256652	736881548	окупается	645154,56	
79	22	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,093	7355765	689612417	744926779	окупается	576030,86	
80	23	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,083	6567647	696180064	752110020	окупается	514313,27	
81	24	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,074	5863971	702044035	758523629	окупается	459208,27	
82	25	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,066	5235688	707279723	764250065	окупается	410007,39	
83	26	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,059	4674722	711954445	769362954	окупается	366078,02	
84	27	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,053	4173859	716128303	773928034	окупается	326855,38	
85	28	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,047	3726659	719854963	778003998	окупается	291835,16	
86	29	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,042	3327375	723182337	781643252	окупается	260567,11	
87	30	0	1679100	4544250	74463220	79470569	0,037	2970870	726153207	784892585	окупается	232649,2	
88													
89	Суммарные дисконтированные затраты, руб								726153207				56145857
90	проверка, %								8,09	>5	рационально		
91	экономия средств, руб								58739378				
92													

Рисунок 3.7 - Экономические показатели варианта энергоснабжения от двух ГПУ

	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
1																		
2		генератор 1			генератор 2			РП			Норма дисконтирования	Срок службы генераторов, год	Тариф за магистральный газ руб./м³	Тариф на тепл.энергию, руб/Гкал	Тариф на эл. энергию, руб/кВт*ч	число часов исп. тепла в	число часов исп. эл.энергии в году	
3	координаты	X1	Y1	X2	Y2			X1	Y1		0,12	30	4,15	1850	2,04	5000	8760	
4	округл. координат		146,64	103,21	49,70	136,62												
5			147	103	50	137												
6																		
7			Марка кабеля	Сечение, мм	Цена КЛ за 1 м, руб	удельное сопр-е, ом/м					Оборудование							
8			0	70	412	0,000443					Годовые отчисления							
9											Ен	Обслуживание, Ео	Амортизация, Еа	Сумма				
10											генераторы	0,12	0,01	0,063	0,193			
11											КЛ	0,12	0,023	0,033	0,176			
12	№ помещения	1 ген-р	2 ген-р	3 ген-р	Минимум, м	Капиталовложения на КЛ, руб	Распределение между генераторами	Тепловая мощность, кВт/ч										
13		Расстояния до источников, м																

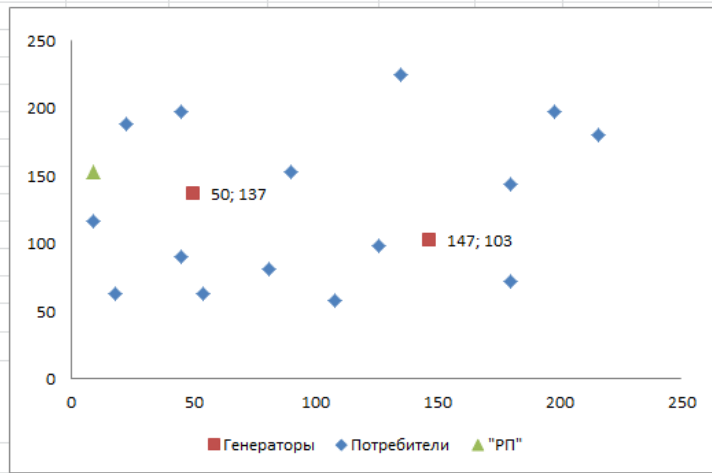


Рисунок 3.8 – Месторасположение ГПУ (питание от двух ГПУ)

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
10												
11												
12	Координаты центра помещений (в метрах)		Мощность, потребляемая в час	№ помещения	1 ген-р	2 ген-р	3 ген-р	Минимум, м	Капиталовложения на КЛ, руб	Распределение между генераторами	Тепловая мощность, кВт/ч	
13	x, м	y, м	P, кВт*ч	я	Расстояния до источников, м							
14	108,0	58,5	126,66	1	59	98		59	24379	1	2021,38	
15	126,0	99,0	17,75	2	21	85		21	8808	1	531,36	
16	180,0	72,0	46,33	3	45	145		45	18654	1	1894,20	
17	18,0	63,0	59,28	4	135	81		81	33217	2	1894,20	
18	54,0	63,0	7,90	5	101	74		74	30533	2	0,00	
19	81,0	81,0	15,81	6	70	64		64	26371	2	31,00	
20	90,0	153,0	5,93	7	76	43		43	17750	2	66,42	
21	45,0	90,0	11,86	8	103	47		47	19473	2	166,05	
22	9,0	117,0	35,57	9	139	46		46	18795	2	551,04	
23	22,5	189,0	1,98	10	151	59		59	24235	2	639,60	
24	45,0	198,0	9,88	11	139	61		61	25216	2	541,20	
25	135,0	225,0	8,32	12	123	122		122	50407	2	848,70	
26	180,0	144,0	1,07	13	53	130		53	21684	1	20,30	
27	198,0	198,0	20,83	14 (1)	108	160		108	44423	1	369,00	
28	216,0	180,0	22,80	14 (2)	103	171		103	42598	1	442,80	
29	сумма		391,95					987			10017,24	
30	147,0	103,0	235,44	ген-р 1				147	60473			
31	50,0	137,0	156,51	ген-р 2				44	18133			
32	сумма								485147			
33	сумма											
34	сумма											

Рисунок 3.9 - Распределение потребителей между ГПУ (питание от двух ГПУ)

генераторы					Генераторы				
	P1	P2		сумма	Модель генератора	Ном. эл. мощность, кВт	Ном. тепл. мощность, кВт	Расход газа, м³/ч	Цена агрегата, руб
электричес	235,44	156,51		391,95	MAN 100	100	140	31	3150000
модель	MAN 260	MWM 200			MWM 150	150	220	44	3450000
установлен	260	200		460	MWM 200	200	280	55	4100000
цена г-ров,	4600000	4100000		8700000	MAN 260	260	375	70	4600000
тепловая п	5279,04	4738,21		10017,24	MAN 300	300	377	78	5700000
генерирует	375	280		655	MAN 350	350	440	91	6900000
				9362,24	MAN 400	400	500	118	8000000
				8,050	макс	400			
				74463220	мин	100			
				125					
				4544250					
				68,05					
				1216001					

Рисунок 3.10 - Мощность и модель выбранных ГПУ (питание от двух ГПУ)

После всех расчетов экономических показателей, выбора оптимального месторасположения и мощностей ГПУ, модель рассчитывает себестоимость отпущенной электроэнергии и единицы теплоты (рисунок 3.11).

	Приведенные дисконтированные затраты к i-ому году, руб	Привед. Дисконт. затраты к i-ому году (централизованное снабжение), руб	Окупаемость	Дисконтированные затраты на отпуск эл. Энергии, руб	общие издержки на производство эл. энергии, руб/год	себестоимость отпущенной электроэнергии, руб/кВт*ч	общие издержки на производство тепл. энергии, руб/год	себестоимость единицы теплоты, руб/Гкал
58	88655716	87641628	не окупается	6223350	2161529	0,63	74463220	1729
59	159611582	165248278	окупается	5556562,5				
60	222965033	234539931	окупается	4961216,5				
61	279530614	296407477	окупается	4429657,6				
62	330035597	351646358	окупается	3955051,4				

Рисунок 3.11 - себестоимость отпущенной электроэнергии и единицы теплоты (питание от двух ГПУ)

Остальные вкладки («3 ген-ра», «1 ген-р») имеют аналогичный расчет, меняется только количество рассчитываемых ГПУ.

### 3.4 Получение результатов поиска оптимального решения, анализ и сравнение экономических показателей

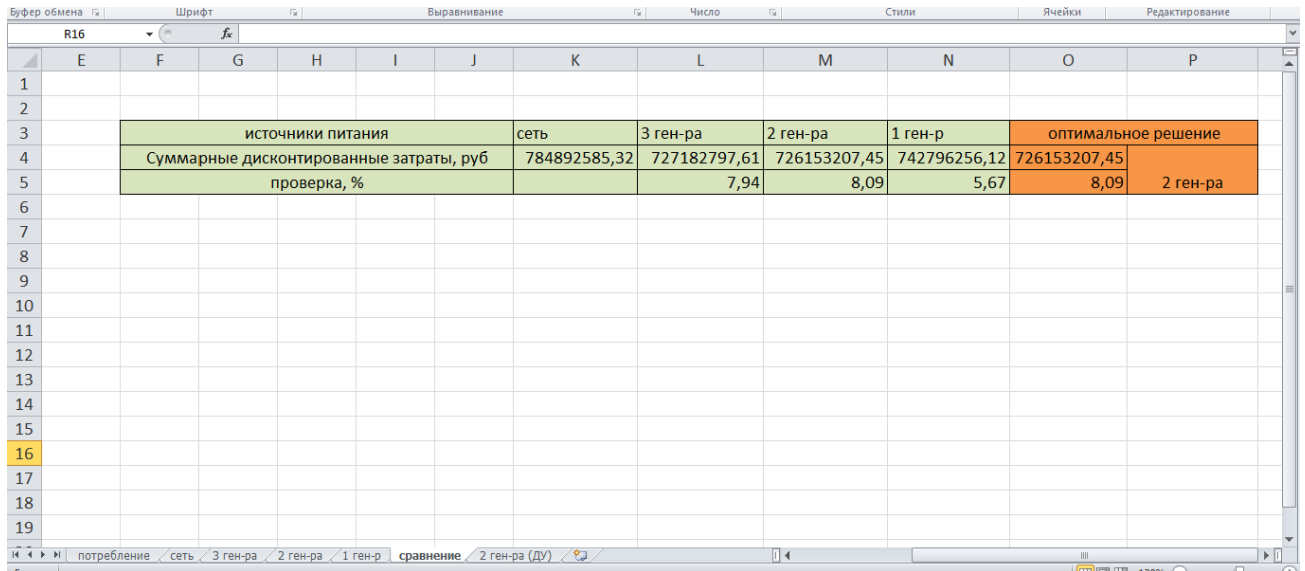
Выходные параметры, полученные в предыдущем пункте (выделены красным цветом) дают возможность оптимизационной модели провести анализ полученных результатов и выбрать оптимальное решение.



Сравнение и анализ всех вариантов питания потребителей производится с помощью экономических показателей.

Во вкладке «сравнение» модель сравнивает четыре варианта питания между собой, используя суммарные дисконтированные затраты и выбирает наилучший вариант путем выбора минимума этого экономического показателя (рисунок 3.12). При этом должна проводиться проверка этого варианта – разница между суммарными дисконтированными затратами при питании от ГПУ и в случае питания от сети должна быть больше 5 %, иначе применение ГПУ является не рациональным и такой вариант питания потребителей равнозначен варианту питания от сети.

Оптимизационная модель в качестве основного источника энергоснабжения главного корпуса ЮУрГУ выбрала 2 ГПУ, как самую оптимальную систему с технико-экономической точки зрения. В качестве резервного источника принимается сеть.



	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1												
2												
3							источники питания	сеть	3 ген-ра	2 ген-ра	1 ген-р	оптимальное решение
4							Суммарные дисконтированные затраты, руб	784892585,32	727182797,61	726153207,45	742796256,12	726153207,45
5							проверка, %		7,94	8,09	5,67	8,09
6												2 ген-ра
7												
8												
9												
10												
11												
12												
13												
14												
15												
16												
17												
18												
19												

Рисунок 3.12 – Сравнение вариантов энергоснабжения, выбор оптимального решения

После того, как оптимизационная модель выбрала оптимальный вариант питания потребителей, в данном случае от двух генераторов (рисунок 3.12), возвращаемся во вкладку «2 ген-ра», где можно проанализировать полученные результаты поиска оптимального решения разработанной моделью (рисунки 3.7-3.11).

Полученные результаты оптимизирования:

- количество ГПУ;
- мощность и модель ГПУ;
- координаты расположения ГПУ;
- распределение потребителей между ГПУ;
- экономические показатели:
  - суммарные дисконтированные затраты и проверка на 5;
  - окупаемость инвестиций;
  - себестоимость отпущенной электроэнергии и единицы теплоты;



Проанализировав экономические показатели, можно сделать вывод, что при питании ответственных потребителей от двух ГПУ:

- разница между суммарными дисконтированными затратами вариантов питания от сети и питания от двух ГПУ составляет 8,09 %, что является больше 5 %, а следовательно применение ГПУ считается рациональным и будет являться основным источником, а сеть – резервным;

- окупаемость инвестиций происходит уже на второй год эксплуатации оборудования;

- себестоимость отпущенной электроэнергии составляет 0,63 руб/кВт\*ч (в сравнении с тарифом от центральных сетей 2,04 руб/кВт\*ч);

- себестоимость единицы теплоты 1729 руб/Гкал (в сравнении с тарифом от центральных сетей 1850 руб/Гкал);

Полученные результаты поиска оптимального решения при проектировании СЭС главного корпуса ЮУрГУ при помощи разработанной оптимизационной модели в программе Excel приведены в таблицах 3.10-3.12 и на рисунке 3.13.

Таблица 3.10 – Данные ГПУ и месторасположения

Оптимальное решение	Модель ГПУ	Мощность ГПУ, кВт	Координаты центров установки, м	
			X	Y
2 ГПУ	MAN 260	260	147	103
	MWM 200	200	50	137

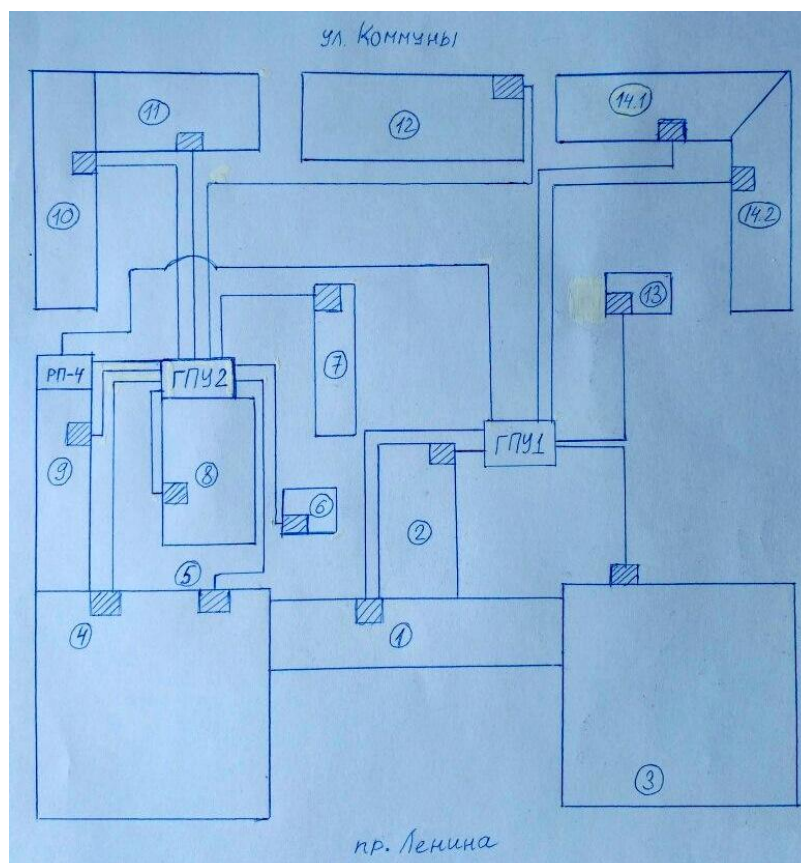


Рисунок 3.13 – План размещения ГПУ и прокладки КЛ

Таблица 3.11 – Распределение потребителей между ГПУ

№ здания	Питающая ГПУ
1	1
2	1
3	1
4	2
5	2
6	2
7	2
8	2
9	2
10	2
11	2
12	2
13	1
14 (1)	1
14 (2)	1

Таблица 3.12 – Экономические показатели

Экономические показатели	Себестоимость отпущенной электроэнергии, руб/кВт*ч	Себестоимость единицы теплоты, руб/Гкал	Срок окупаемости, год
Значение	0,63	1729	2

### Выводы по главе 3

В главе была произведена проверка оптимизационной модели. В качестве примера рассмотрен поиск оптимального решения при проектировании СЭС главного корпуса ЮУрГУ. Оптимизационная модель в качестве основного источника энергоснабжения выбрала два ГПУ, как самую оптимальную систему с технико-экономической точки зрения. В качестве резервного источника принимается сеть.

В итоге оптимизирования получены количество, мощность и модель ГПУ, координаты расположения ГПУ и распределение потребителей между ними, а также экономические показатели.

Проанализировав экономические показатели, можно сделать вывод, что при питании ответственных потребителей от двух ГПУ окупаемость инвестиций происходит уже на второй год эксплуатации оборудования; себестоимость отпущенной электроэнергии и себестоимость единицы теплоты значительно ниже, чем тарифы центральных сетей. Следовательно, применение двух ГПУ в качестве основного источника для энергоснабжения главного корпуса ЮУрГУ рационально.

Оптимизационная модель оказалась рабочей и применимой для расчетов систем энергоснабжения ответственных потребителей.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящий момент во многих странах в том числе и в России наблюдается рост производства электроэнергии путем применения автономных источников, благодаря широкой доступности газа и дизельного топлива. Основной причиной перехода на автономное энергоснабжение являются нарушение и перебои снабжения отдельных регионов и потребителей электрической и тепловой энергией, что не приемлемо для ответственных потребителей. Кроме того, проблемой являются большие потери в энергоснабжении при транспортировке, рост тарифов центральных сетей. Решением сложившейся ситуации является развитие автономных источников совместного производства электроэнергии и тепла на базе газопоршневых установок, имеющих ряд преимуществ.

Проанализировав сравнение автономных источников, можно сделать вывод, что для энергоснабжения ответственных потребителей (до 4-5 МВт) самым оптимальным вариантом является применение ГПУ (в качестве основного или резервного источника) по ряду причин:

Основные преимущества газопоршневых двигателей перед газотурбинными:

- высокий электрический КПД: почти независит от снижения нагрузки;
- условия размещения: газопоршневой двигатель практически не зависит от температуры и имеет более высокий и постоянный электрический КПД во всем интервале температур;
- условия работы: газопоршневой двигатель может запускаться и останавливаться неограниченное число раз, что не влияет на общий моторесурс двигателя;
- быстрое время запуска: время до принятия нагрузки после старта составляет 2-3 минуты.
- высокий ресурс до капитального ремонта.
- относительно низкие капиталовложения (до 30 МВт).

Основные преимущества газопоршневых двигателей перед дизельными:

- более дешёвое топливо.
- экологическая безопасность, уровень выбросов ниже.

В случае ответственных потребителей, газопоршневые установки являются третьим независимым источником и могут применяться как в качестве основного, так и в качестве резервного источника энергоснабжения.

Перед нами была поставлена задача – подобрать сбалансированное решение (размещение ГПУ с обоснованием количества и мощности), оптимальное в конкретных условиях, а именно рассмотреть наиболее выгодный с экономической точки зрения вариант энергоснабжения ответственных потребителей от ГПУ.

В ВКР была разработана математическая оптимизационная модель с использованием программного обеспечения “Microsoft Excel”, а также разработан алгоритм решения задач определения числа, типа и мест размещения ГПУ для энергоснабжения ответственных потребителей. Модель также определяет, каким источником принимается ГПУ – основным или резервным.

Так как мы рассматриваем питание ответственных потребителей, а они подразумевают питание от трех независимых источников, мы в любом случае используем ГПУ как третий источник вместе с сетью. Одна из задач разработанной мо-

дели - сравнить вариант питания потребителей от сети и от ГПУ. Это дает понять, какой из вариантов будет основным источником питания, а какой - резервным. Основным источником питания является экономически выгодный вариант.

Эту же оптимизационную модель можно использовать и для потребителей других категорий надежности электроснабжения. При этом модель сравнивает вариант питания потребителей от сети и от ГПУ, т.е. дает обоснование в рациональности установки ГПУ, как основного автономного источника питания.

При помощи разработанной модели нахождения оптимального варианта питания ответственных потребителей можно смоделировать СЭС любого промышленного предприятия, учреждения или другой группы потребителей, для которой необходимы автономные источники электроэнергии.

В качестве примера рассмотрен поиск оптимального решения при проектировании систем энергоснабжения главного корпуса ЮУрГУ. В итоге оптимизирования получены количество, мощность и модель ГПУ, координаты расположения ГПУ и распределение потребителей между ними, а также экономические показатели. Оптимизационная модель в качестве основного источника энергоснабжения выбрала два ГПУ, как самую оптимальную систему с технико-экономической точки зрения. В качестве резервного источника принимается сеть.

Проанализировав экономические показатели, можно сделать вывод, что при питании ответственных потребителей от двух ГПУ окупаемость инвестиций происходит уже на второй год эксплуатации оборудования; себестоимость отпущенной электроэнергии и себестоимость единицы теплоты значительно ниже, чем тарифы центральных сетей. Следовательно, применение двух ГПУ в качестве основного источника для энергоснабжения главного корпуса ЮУрГУ рационально.

Оптимизационная модель оказалась рабочей и применимой для расчетов систем энергоснабжения ответственных потребителей.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ПУЭ 7-е издание.– СПб.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003 – 980 с.
2. Технический регламент «О безопасности при нарушениях электроснабжения». Проект. Версия 2. Москва 2006. Интернет-ресурс <http://www.vniie.ru>.
3. <http://genport.ru>
4. Барков, В.М. Когенераторные технологии: возможности и перспективы.// «ЭСКО» электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы».- №7.-2004.
5. Лебедева, Е.А., Гудков С.А. Когенерация, использование когенерационных установок //ПНЖ №2,2008.
6. <http://cogeneration.ru>
7. <http://www.capstone.ru>
8. Замоторин, Р. В. Малые теплоэлектроцентрали — поршневые или турбинные // Энергосбережение в Саратовской области. 2001. № 2.
9. <http://thermos.wordpress.com>
10. Длугосельский, В.И., Зубков А.С. Эффективность использования в теплофикации газотурбинных и парогазовых технологий.// Теплоэнергетика.-№12.-2000.-С.36.
11. Даценко, В.А., Гетманов В.Т. Выблов А.Н. Математическое моделирование в системах электроснабжения: учеб. пособие. – Томск: Изд- во Томского политехнического университета, 2003. – 120 с.
12. Бурулько, Л.К., Овчаренко Е.В. Математическое моделирование в электротехнике: учебн. пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2003. – 100 с.
13. Математическое моделирование в системах электроснабжения: учебное пособие / С.Г.Обухов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 84 с.
14. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
15. Энерговопрос.ру[http://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarify-na-elektroenergiju/cheljabinskaya\\_oblast/39188/](http://energovopros.ru/spravochnik/elektrosnabzhenie/tarify-na-elektroenergiju/cheljabinskaya_oblast/39188/)
16. Климова, Г.Н. Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – с.
17. СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.35.146-2013 Правила проведения расчетов затрат на строительство