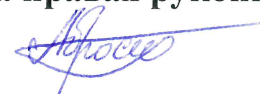


**ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
«МЭИ»**

На правах рукописи



АБРОСИМОВА НАДЕЖДА ИГОРЕВНА

**ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ И РЕЖИМОВ РАБОТЫ
ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА АЭС+САТЭ**

Специальность 05.14.03 – Ядерные энергетические установки,
включая проектирование, эксплуатацию, и вывод из эксплуатации

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Горбуров В.И.

Москва 2016 г.

Содержание

Список сокращений	6
Введение	8
Глава 1 Обзор литературы	16
1.1 <i>Требования к маневренным характеристикам АЭС.....</i>	16
1.2 <i>Возможности маневрирования АЭС</i>	19
1.2.1 Традиционные маневренные возможности АЭС с ВВЭР	19
1.2.1.1 Влияние активной зоны на маневренность АЭС.....	19
1.2.1.2 Влияние на маневренность АЭС проблем надежности конструктивных элементов.....	22
1.2.1.3 Регулируемые возможности турбины.....	24
1.2.2 Маневрирование на основе систем аккумулирования	26
1.2.2.1 Косвенное аккумулирование	27
1.2.2.2 Прямое аккумулирование	38
1.2.2.3 Техничко-экономическое сравнение характеристик систем крупномасштабного аккумулирования энергии.....	40
1.2.3 САТЭ как способ маневрирования АЭС	41
1.2.3.1 Технические характеристики и принципиальная тепловая схема САТЭ в составе энергоблока ВВЭР-1200	41
1.2.3.2 О результатах новейших исследований в области САТЭ+АЭС.....	45
1.2.3.3 Достоинства и недостатки САТЭ.....	56
1.3 <i>Выбор и обоснование режима работы АЭС+САТЭ в энергосистеме</i>	57
1.3.1 Моделирование неравномерности графика суточной нагрузки	57
1.3.2 Определение диапазона маневрирования АЭС+САТЭ	61
1.3.3 Диспетчерские ограничения энергоблоков АЭС с ВВЭР - 1000	64
1.4 <i>Актуальность, цель и задачи исследования.....</i>	66
1.5 <i>Выводы к главе 1</i>	67
Глава 2 Модель оптимизации энергокомплекса АЭС+САТЭ	69
2.1 <i>Постановка задачи оптимизации.....</i>	74
2.2 <i>Математическая формулировка задачи оптимизации.....</i>	75
2.2.1 Общий вид задачи оптимизации	75
2.2.2 Исходные данные.....	78
2.2.3 Режимы работы АЭС с САТЭ и их влияние на себестоимость электроэнергии.....	78

2.2.4	Определение ценовых параметров модели	81
2.2.4.1	Основные положения функционирования ОРЭМ.....	81
2.2.4.2	Правила и практика работы новых энергоблоков на ОРЭМ.....	82
2.2.4.3	Основные допущения в ценовой части модели.....	88
2.2.4.4	Выбор ценовых параметров модели с учетом допущений.....	89
2.3	<i>Методы моделирования</i>	89
2.3.1	Метод решения оптимизационной задачи	89
2.3.2	Метод моделирования стоимости оборудования ПТУ и САТЭ.....	90
2.3.2.1	Стоимостной инжиниринг как область деятельности	91
2.3.2.2	Основы методологии Cost Estimating	92
2.3.2.3	Применимость методики Cost Estimating и примеры ее использования	93
2.3.2.4	Декомпозиция комплекса АЭС+САТЭ по методу Cost Estimating	97
2.3.2.5	Алгоритм определения дополнительных капитальных затрат по методологии Cost Estimating и дополнительной выручки	98
2.4	<i>Критерий оптимизации с учетом всех граничных условий</i>	102
2.5	<i>Выводы к главе 2</i>	103
Глава 3 Верификация модели и результаты оптимизации		105
3.1	<i>Верификация расчетной модели и сравнение результатов с данными других авторов</i>	105
3.1.1	Верификация модели	105
3.1.2	Оценка срока окупаемости САТЭ в реальных условиях и сравнение с данными других авторов	106
3.2	<i>Результаты оптимизации</i>	108
3.2.1	Оценка влияния относительного прироста мощности в пиковой зоне графика нагрузки на параметры окупаемости	109
3.2.1.1	Оценка изменения дополнительных капитальных затрат	109
3.2.1.2	Оценка изменения дополнительной выручки.....	112
3.2.1.3	Оценка срока окупаемости	119
3.2.2	Оценка влияния КДО на параметры окупаемости	124
3.2.3	Оценка влияния длительности работы энергоблока в зоне пиковой нагрузки на параметры окупаемости	126
3.2.4	Оценка влияния ставки за пиковую мощность на параметры окупаемости	129
3.2.5	Оценка влияния ставки за пиковую энергию на параметры окупаемости	131

3.2.6 Оценка срока окупаемости и дополнительной выручки при ставке за пиковую мощность равной ставке за мощность для ЗГАЭС	133
3.3 Анализ результатов и рекомендации.....	139
3.3.1 Итоговые оценки влияния варьируемых параметров на окупаемость АЭС с САТЭ	139
3.3.2 Дополнительные пояснения к графикам срока окупаемости.....	143
3.4 Выводы к главе 3	149
Глава 4 Оценка влияния ввода в эксплуатацию энергоблока ВВЭР-1200 с САТЭ на оптовый рынок электроэнергии и мощности.....	151
4.1 Актуальность оценки влияния АЭС с САТЭ на ОРЭМ.....	151
4.2 Об изменении состава генерирующих мощностей	155
<i>при вводе АЭС+САТЭ на ОРЭМ.....</i>	<i>155</i>
4.2.1 Возможности замещения вынужденной генерации АЭС с САТЭ	155
4.2.2 Оценка изменения состава генерирующих мощностей при вводе АЭС с САТЭ на примере тепловой генерации	157
4.3 Описание математической модели	159
4.4 Результаты расчетов.....	163
4.4.1 Оценка влияния на ОРЭМ только АЭС+САТЭ	163
4.4.2 Оценка влияния АЭС+САТЭ на ОРЭМ при наиболее вероятном составе выводимого генерирующего оборудования.....	165
4.5 Оценка экономического эффекта от ввода АЭС+САТЭ на ОРЭМ	167
4.6 Выводы к главе 4	171
Глава 5 Возможности совершенствования САТЭ	172
5.1 Совершенствование ТАК.....	172
5.2 Оптимизация температурных напоров в схеме	173
5.2.1 Постановка задачи	173
5.2.2 Описание модели	175
5.2.3 Результаты расчетов	178
5.3 Выводы к главе 5	183
Глава 6 Сравнение технико-экономических показателей САТЭ и некоторых современных и перспективных вариантов аккумулирования.....	184
6.1 Сравнение САТЭ, ГАЭС и систем на основе жидких аккумуляторов.....	185

<i>6.2 Сравнение технико-экономических показателей САТЭ с учетом всех результатов оптимизации.....</i>	<i>188</i>
<i>6.3 Выводы к главе 6</i>	<i>189</i>
Заключение.....	191
Список литературы.....	195
Приложение №1 Результаты патентного поиска	206
Приложение №2 Модуль дополнительных капитальных затрат и выручки	215
Приложение №3 Программа расчета себестоимости электроэнергии для различных КИУМ	217
Приложение №4 К оптимизации температурных напоров в САТЭ (часть расчетного файла в среде Excel)	218

Список сокращений

- АЗ – активная зона
- АТ – аккумулятор тепла или тепловой аккумулятор
- АЭС – атомная электростанция
- АФП – аккумуляторы на основе фазового перехода
- АЭТС – атомная электротехнологическая станция
- БР – балансирующий рынок
- ВВЭР– водо-водяной энергетический реактор
- ВГ – вынужденный генератор
- ВСВГО – выбор состава включенного генерирующего оборудования
- ВТГР – высокотемпературный газовый реактор
- ВТТ – высокотемпературный теплоноситель
- ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция
- ГПД – газообразные продукты деления
- ГТП – группа точек поставки
- ГТУ – газотурбинная установка
- ГЭС – гидроэлектростанция
- ДО – диспетчерские ограничения
- ДПМ – договор поставки мощности новых АЭС
- ЕЭС РФ – Единая энергетическая система Российской Федерации
- ИВ+, ИВ- – инициатива внешняя плюс/минус
- КДО – коэффициент диспетчерских ограничений
- КИУМ – коэффициент использования установленной мощности
- КОМ – конкурентный отбор мощности
- КПД – коэффициент полезного действия
- ЛПИ – Ленинградский политехнический институт им. М.И. Калинина
- НВАЭС-2 – Нововоронежская атомная электростанция – 2
- НП – Некоммерческое партнерство
- НПЗ – нефтеперерабатывающий завод

ОДУ – оперативно-диспетчерское управление
ОРЭМ – оптовый рынок электроэнергии и мощности
ОЭС – объединенная энергетическая система
ПГ – парогенератор
ПГУ – парогазовая установка
ПП РФ – Постановление Правительства Российской Федерации
ПТУ – паротурбинная установка
РДУ – региональное диспетчерское управление
РСВ – рынок на «сутки вперед»
РУ – реакторная установка
РФ – Российская Федерация
САР – система автоматического регулирования
САТЭ – система аккумулирования тепловой энергии
СДЭ – свободный договор покупки/продажи электроэнергии
СМР – строительно-монтажные работы
СН_М – потребление мощности на собственные нужды
СН_Э – потребление электроэнергии на собственные нужды
СО – системный оператор
ТАК – тепловой аккумулятор
ТАМ – теплоаккумулирующий материал
ТАС – теплоаккумулирующая система
ТОИ – типовой оптимизированный и информатизированный
ТЭС – тепловая электростанция
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль
ЦЗ – ценовая зона
ЭГ - электрогенератор
Э.Э. – электроэнергия

Введение

Актуальность

Развитие ядерной энергетики требует решения широкого спектра важных научных и инженерных задач. К их числу относятся, прежде всего, обеспечение и дальнейшее повышение безопасности, надежности, эффективности и экономичности вновь создаваемого и уже используемого основного оборудования атомных электростанций с мощными водо-водяными реакторами (АЭС с ВВЭР), доминирующими в стратегии развития атомной энергетики РФ [24,79].

Решение этих задач неизбежно связано с адаптацией энергоблоков АЭС к условиям их работы в современных и перспективных энергосистемах. Учет подобных условий становится все более важным в ситуации роста доли выработки электроэнергии на АЭС с ВВЭР в крупных энергообъединениях.

Проблема в следующем. Потребление электроэнергии с 1991 г. практически не увеличилось (рисунок 1), а суммарные установленные мощности выросли

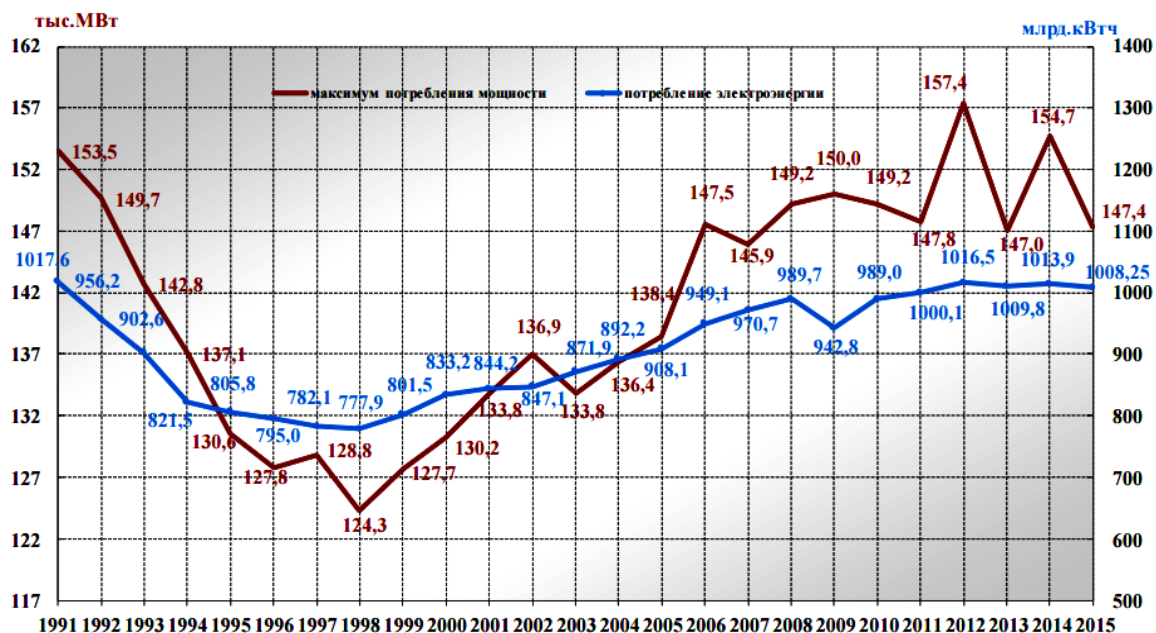


Рисунок 1 Динамика потребления электроэнергии и мощности за период с 1991 г. по 2015 г. [70]

существенно, в т.ч. новые мощности АЭС. Традиционно энергоблоки АЭС покрывают базовую часть графика электрической нагрузки (рисунок 2), что

обусловлено как экономикой, так и большей безопасностью эксплуатации атомных энергоблоков в неманевренном режиме.

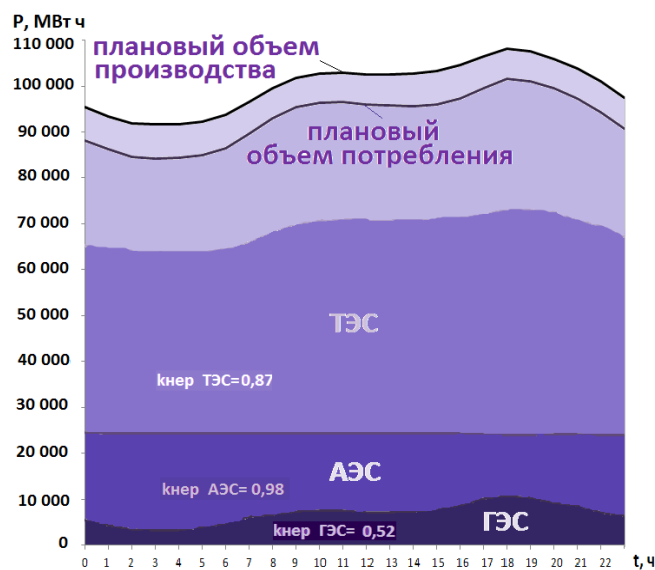


Рисунок 2 Суточный график электрической нагрузки ЕЭС РФ в самый холодный день 2013 года (12.01.2013 г.) [69]

Неучастие АЭС в суточном регулировании приводит к большим профициту электроэнергии при прохождении минимумов графика электрической нагрузки и дефициту электроэнергии в пиковые часы. Это означает дополнительный рост неравномерности графика нагрузки и увеличение дефицита маневренных мощностей.

По мере развития атомной энергетики РФ проблема будет усугубляться. Согласно разрабатываемому проекту развития энергетики к 2035 г. планируется увеличение доли АЭС в структуре энергетики РФ с 11% до 13,1% [5,24,38,79,90]. Реализация этих планов приведет к росту объема неманевренной генерации на оптовом рынке электроэнергии и мощности (ОРЭМ), что еще сильнее увеличит неравномерность суточного графика электрической нагрузки. Дополнительно увеличение доли АЭС существенно усложнит диспетчерское управление ЕЭС РФ, осуществляемое системным оператором (СО), т.к. полная загрузка атомных энергоблоков вероятнее всего будет обеспечиваться существенными диспетчерскими ограничениями для других видов генерации (ТЭС, ГЭС и проч.) в

часы прохождения минимума нагрузки. На рисунке 3 представлена карта ввода и вывода крупных электростанций РФ на ближайшее время.

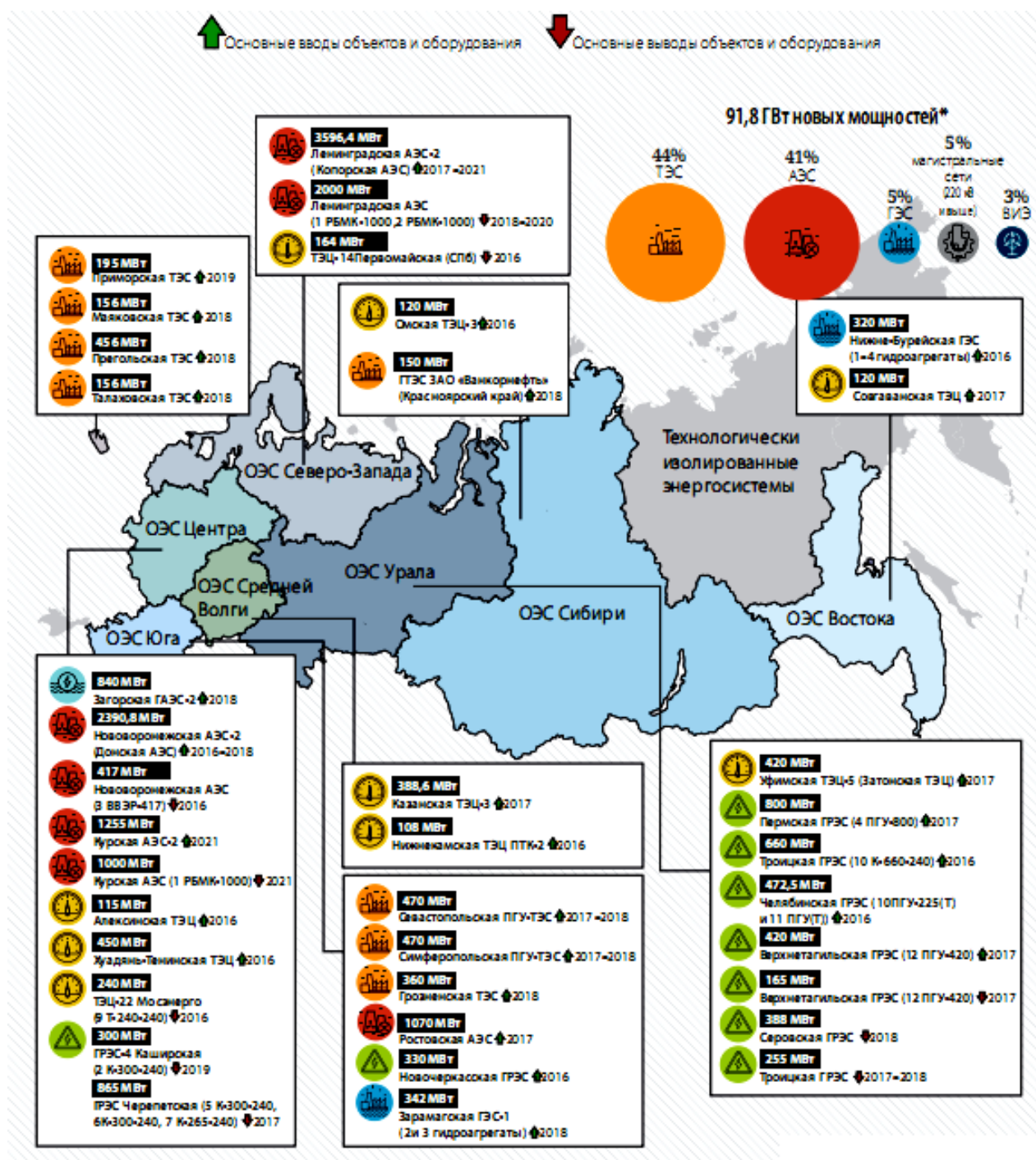


Рисунок 3 Карта ввода и вывода крупных электростанций РФ к 2025 г. [24]

В этой ситуации весьма вероятно, что АЭС будут вынуждены участвовать в суточном графике электрической нагрузки, какими бы способами – прямыми диспетчерскими ограничениями или экономическими методами – это не

достигалось. Более того, СО ЕЭС РФ постепенно выдвигает новые требования к энергоблокам АЭС [78,83], которые ранее касались только тепловой генерации, в т.ч.:

- участие в первичном регулировании частоты в энергосистемах ЕЭС России;
- участие в аварийном регулировании частоты и мощности;
- поиск решений о возможности участия в прохождении ежесуточных ночного провала и пиков электрической нагрузки в энергосистеме в ОЭС ЕЭС России.

Рассмотрению варианта организации маневренного режима работы энергоблока АЭС с сохранением базового режима работы РУ посредством использования системы теплового аккумулирования (САТЭ) и оптимизации характеристик и режимов работы энергокомплекса АЭС+САТЭ посвящена данная диссертация.

Степень разработанности проблемы

Исследования САТЭ применительно к АЭС проводились с 50-х годов в различных странах. В первых проектах предполагалось использование аккумуляторов тепла на горячей воде. В 80-е годы подобная модель САТЭ была включена в нереализованный проект Татарской АЭС (строительство прекращено в 1990 г.).

Существенным прорывом в совершенствовании САТЭ стало использование в качестве аккумулирующей среды ВТТ, позволяющего отказаться от использования дорогостоящих сосудов под давлением.

В настоящее время САТЭ с ВТТ в качестве опции включена в проект АЭС-2006 (совместная разработка ОАО «ВНИИАЭС» и ОАО «Атомэнергопроект») и в проекты АО «Концерн Росэнергоатом» по энергоблоку с ВВЭР-ТОИ (совместная разработка ОАО «ВНИИАЭС», ОАО «Атомэнергопроект», ОАО «Атомтехэнерго», ОАО «ГКБ Гидропресс», НИЦ «Курчатовский институт», ОАО «ВНИИАМ», ОАО «НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова», НИУ МЭИ и др.).

Цель и задачи диссертационной работы

Цель работы – расчетное исследование вариантов исполнения, режимов работы и способов модернизации энергокомплекса АЭС+САТЭ в режиме суточного регулирования на примере энергоблока ВВЭР-1200 с системой теплового аккумулирования на площадке НВАЭС с учетом его воздействия на ОРЭМ.

Задачи работы:

- создание и верификация комплексной математической модели, позволяющей определить оптимальные степень форсирования оборудования и режимы работы АЭС с САТЭ с учетом:
 - технических и ценовых характеристик оборудования АЭС и САТЭ;
 - затрат на модернизацию основного оборудования АЭС и дополнительного оборудования САТЭ;
 - рыночных условий;
- выполнение многовариантных расчетов с целью определения оптимальных технических и режимных параметров энергокомплекса АЭС+САТЭ;
- оценка влияние вывода на ОРЭМ АЭС+САТЭ;
- выполнение расчетов с целью обоснования вариантов модернизации энергокомплекса для повышения его удельных характеристик;
- сравнение конкурентоспособности САТЭ с перспективными системами аккумулирования.

Научная новизна работы

В данной диссертационной работе:

- 1) Разработана комплексная математическая модель, учитывающая как технические и режимные параметры объекта, так и его влияние на ОРЭМ.
- 2) В модели для оценки затрат на оборудование АЭС+САТЭ применена методология Cost Estimating (оценка стоимости), позволяющая моделировать стоимостные характеристики энергокомплекса без трудоемких технических расчетов, что делает модель удобным инструментом технико-экономического

обоснования на предпроектных стадиях и в условиях недостатка исходных данных.

3) Рассмотрен вариант использования в составе энергокомплекса АЭС с САТЭ на основе ВТТ ПТУ с увеличенной номинальной мощностью.

4) Произведена оценка срока окупаемости установки в реальных и прогнозируемых рыночных условиях (учтены различные варианты оплаты пиковой мощности) и сделаны оценки оптимального (по сроку окупаемости дополнительных затрат) относительного прироста мощности ПТУ.

5) Выполнены оценки влияния АЭС+САТЭ на ОРЭМ, показана необходимость учета в оптимизационных моделях экономического воздействия, оказываемого вводом энергокомплекса, на другие АЭС.

6) Проведено сравнение конкурентоспособности САТЭ в составе энергоблока АЭС с новейшими системами аккумулирования на основе жидких аккумуляторов (разработкой МИТ).

Методология и методы исследования

Исследование проведено посредством выполнения многовариантных расчетов для различных наборов технических и режимных параметров энергоблока АЭС с САТЭ и ценовых параметров энергорынка и определения по результатам расчета оптимальных параметров по критерию минимума срока окупаемости.

Моделирование затрат при изменении технических и режимных параметров выполнено на основе методики Cost Estimating.

Моделирование влияния САТЭ на ОРЭМ выполнено на основе методики прогнозирования цен, предложенной Ассоциацией «НП Совет рынка».

Обоснование варианта усовершенствования ТАК выполнено посредством оценки изменения стоимости аккумулятора для варианта с инертным наполнителем.

Оптимизация температурных напоров в схеме выполнено по критерию минимума суммарных капитальных затрат в дополнительное оборудование АЭС и САТЭ.

Сравнение конкурентоспособности САТЭ с альтернативными системами выполнялось по удельным затратам на единицу емкости и единицу мощности системы.

Достоверность результатов

Достоверность результатов обуславливается использованием в составе модели оптимизации в части:

- оценки затрат – апробированной при обосновании проектов IV поколения международной общепризнанной методологии Cost Estimating;

- прогнозирования цены электроэнергии на РСВ и оценки влияния вывода АЭС+САТЭ на ОРЭМ – методики построения прогнозов свободных нерегулируемых цен, разработанной Ассоциацией «НП Совет рынка» [41], используемой всеми участниками ОРЭМ при разработке ценовой стратегии;

а также использованием:

- классической модели оптимизации;

- данных ценовых и технических параметров проекта НВАЭС-2 и САТЭ в его составе как опции.

Верификация результатов модели проведена путем сопоставления с данными ведущих научных и проектных организаций.

Практическая значимость работы.

Разработана комплексная математическая модель, которая может быть использована при обосновании вариантов исполнения АЭС с САТЭ на предпроектной стадии.

Определены оптимальная степень форсирования ПТУ в составе АЭС с САТЭ в современных условиях.

Показана необходимость учета при технико-экономическом обосновании вариантов использования САТЭ влияния даже единичного атомного энергоблока с САТЭ на другие АЭС и на ОРЭМ.

Выполнены расчетные оценки и показана возможность повышения удельных показателей САТЭ как способа аккумуляирования до уровня,

обеспечивающего конкурентоспособность с новейшими системами аккумулирования.

Результаты работы могут быть полезны научным, проектным, эксплуатирующим, сбытовым и инфраструктурным организациям.

Основные научные положения работы, выносимые на защиту

- 1) Реализованные в модели подходы к оптимизации энергокомплекса АЭС+САТЭ с использованием аппроксимационных зависимостей методологии Cost Estimating и прогнозов ценовых параметров по методике прогнозирования цен, предложенной Ассоциацией «НП Совет рынка».
- 2) Результаты оптимизации для различных технических и режимных параметров энергоблока АЭС с САТЭ в современных условиях.
- 3) Результаты расчетного обоснования способов улучшения удельных характеристик САТЭ.

Апробация результатов работы

Результаты работы представлены на 19-й международной научно-технической конференции студентов и аспирантов «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» в 2013 г., а также на заседании кафедры Атомные электрические станции НИУ МЭИ в 2016 г.

Публикации

По теме диссертации напечатано 3 статьи в Вестнике МЭИ (входит в перечень ВАК): выпуск №3 - 2015 г., выпуск №3 и выпуск №5 - 2016 г.; 2 работы – в сборниках тезисов докладов конференций.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, трех приложений, списка литературы из 112 наименований. Содержит 222 страниц, 21 таблицу, 70 рисунков.

Глава 1 Обзор литературы

1.1 Требования к маневренным характеристикам АЭС

Исследования маневренных возможностей АЭС в различных странах начали проводиться практически одновременно с вводом в промышленную эксплуатацию первых АЭС. Ниже рассмотрены основные требования к маневрированию атомных энергоблоков.

В многочисленных работах, посвященных проблеме покрытия переменной части графика электрической нагрузки, указывается, что повышение доли АЭС в общей установленной мощности требует от них повышенной маневренности. Это вынужденно происходит несмотря на большую экономическую нецелесообразность прямой разгрузки АЭС в сравнении с ТЭС.

Таким образом, крайняя техническая сложность, высокие требования к безопасности эксплуатации и высокая капиталоемкость объекта требуют рассматривать вопрос маневренности АЭС с ВВЭР с точки зрения поиска и технологической реализации возможностей ее повышения. Вместе с тем должны выдерживаться положительные тенденции окупаемости такой АЭС в современных и прогнозируемых условиях.

Требования к маневренности АЭС

Требования к маневренным характеристикам могут быть разделены на две основные группы [94].

Первой группе должны удовлетворять характеристики всех энергоблоков АЭС при любой структуре энергосистем (участие в аварийном регулировании частоты и мощности для сохранения устойчивости энергосистем и АЭС при действиях противоаварийной автоматики, участие в первичном регулировании частоты). Невыполнение этой группы требований может привести к крупным системным авариям.

Вторая группа требований включает в себя требования к энергоблокам АЭС в отношении планового регулирования неравномерности (суточной,

недельной, сезонной) диспетчерских графиков нагрузки и перетоков мощности по межсистемным связям. В соответствии с этим выработаны основные требования к АЭС с ВВЭР «переменного режима» (не выработавшим запас реактивности, необходимый для режимного и аварийного регулирования, и прошедшим период освоения).

Для обеспечения режима нормальной эксплуатации АЭС в ЕЭС РФ требуется, например, выполнение следующих условий [94]:

- «устойчиво работать на любой нагрузке в диапазоне 10-100 % $N_{\text{ном}}$ (здесь и ниже $N_{\text{ном}}$ - номинальная мощность энергоблока);
- допускать ежесуточную разгрузку на 20-40 % в ночные часы рабочих суток на 3-8 ч и иметь возможность остановки или снижения нагрузки на 50-70 % в нерабочие и праздничные дни недели на 40-60 ч;
- допускать изменение мощности АЭС в диапазоне 30-50% $N_{\text{ном}}$ со скоростью до 1,5-2 % $N_{\text{ном}}$ /мин; в диапазоне 50-70% $N_{\text{ном}}$ со скоростью до 5% $N_{\text{ном}}$ /мин и в диапазоне 70-100 % $N_{\text{ном}}$ со скоростью до 10% $N_{\text{ном}}$ /мин;
- выдерживать неограниченное число циклов изменений мощности со скоростью 2% в секунду в пределах $\pm 5\%$ в верхней половине регулировочного диапазона».

Таким образом, маневренность блоков АЭС определяется следующими основными параметрами:

- регулировочным диапазоном мощности;
- скоростью нагрузки и разгрузки блоков, в том числе с отключением их от сети;
- допустимое число циклов изменения мощности.

На примере новых строящихся атомных энергоблоков в Иране, Индии и Китае группа экспертов ФГУП ОКБ «Гидропресс» систематизировала требования к маневренности АЭС [47]. Результаты их исследований приведены в таблице 1.

Таблица 1 Система требований к маневренности АЭС.

Параметр	Требования EUR	АЭС «Бушер-1» в Иране		АЭС с серийной РУ проекта В-320		АЭС «Гяньвань» в Китае		АЭС «Куданкулам» в Индии	
Диапазон регулирования мощности, % $N_{ном}$	100-20-100	100-30-100		100-30-100		100-20-100		100-10-100	
Максимальная скорость увеличения мощности, % $N_{ном}$ /мин	3	0% -10% $N_{ном}$ со скоростью 60% $N_{ном}$ /мин, 10%-70% $N_{ном}$ со скоростью 3% $N_{ном}$ /мин, 70%-100% $N_{ном}$ со скоростью 1% $N_{ном}$ /мин		0%-45% $N_{ном}$ со скоростью 3% $N_{ном}$ /мин, 45%-100% $N_{ном}$ со скоростью 1% $N_{ном}$ /мин		10% $N_{ном}$ /мин		10% $N_{ном}$ /мин	
Время работы в режиме маневрирования, %топливного цикла	90	Работа на 100%	80% года	-	-	Работа на 100%	80% года	Работа на 100%	80% года
		Работа на 80%	10% года			Работа на 80%	10% года	Работа на 80%	10% года
		Работа на 50%	5% года			Работа на 50%	5% года	Работа на 50%	5% года
		Работа на минимальном уровне мощности	5% года			Работа на минимальном уровне мощности	5% года	Работа на минимальном уровне мощности	5% года

В своей статье авторы подчеркивают, что основным ограничением работы АЭС в маневренном режиме являются ограничения со стороны топлива, а именно:

- алгоритмы управления локальным энергораспределением;
- алгоритмы управления интегральной мощностью реактора.

Согласно п.3.3 [83] «для участия в ОПРЧ маневренные характеристики генерирующего оборудования АЭС с ВВЭР должны удовлетворять следующим требованиям:

- диапазон отклонения мощности энергоблока от текущего значения при участии в ОПРЧ от +2 до -8 % номинальной мощности;
- зона нечувствительности систем автоматического регулирования (САР) турбины не более 0,15 Гц;

- время участия в ОПРЧ - до нормализации частоты (возврата частоты в заданную зону нечувствительности первичного регулятора)».

В аварийных режимах ЕЭС РФ АЭС должны [94]:

- а) «обеспечивать возможность сброса полной нагрузки блока или быстрой разгрузки отдельных турбогенераторов с номинального уровня до холостого хода или до уровня мощности, необходимого для питания собственных нужд энергоблока (до 10-15 %N_{ном}). Допустимая длительность работы турбогенераторов энергоблока на холостом ходу при этом должна быть не менее 2 ч. Продолжительность работы энергоблока на уровне мощности собственных нужд должна составлять не менее 48 ч. Скорость набора нагрузки блоком после работы на мощности собственных нужд определяется допустимой скоростью нагружения РУ и турбин;
- б) обеспечивать надежную работу при проектной нагрузке (изменяя ее в пределах статизма регулирования турбин) при изменении частоты в энергосистеме;
- в) оставаться в работе в течение 2-3 секунд при аварийных ситуациях в энергосистеме или на самой АЭС, приводящих к снижению напряжения прямой последовательности на шинах собственных нужд до 0,8 номинального значения».

1.2 Возможности маневрирования АЭС

1.2.1 Традиционные маневренные возможности АЭС с ВВЭР

Традиционные маневренные возможности АЭС с ВВЭР определяются характеристиками основных элементов энергоблока:

- ✓ реакторной установки (РУ), в частности активной зоны;
- ✓ паротурбинной установки (ПТУ)

и применяемыми способами и методами управления этими системами.

Ниже приведен краткий обзор ограничений, порождаемых особенностями названных элементов и управления ими.

1.2.1.1 Влияние активной зоны на маневренность АЭС

Маневренные возможности активной зоны ВВЭР существенно зависят от характера протекания переходных процессов, в которых основную проблему

представляет преодоление эффекта нестационарного ксенонового отравления активной зоны реактора. В числе многих прочих исследованию этой проблемы посвящена работа [17], в которой рассмотрены возможности и влияние на маневренные характеристики энергоблоков АЭС борного, механического, комбинированного и температурного регулирования в условиях ксенонового отравления при быстрых сбросах нагрузки.

Возможности борного регулирования

Принцип борного регулирования состоит в изменении концентрации поглотителя (раствора борной кислоты) в контуре охлаждения реактора с целью высвобождения реактивности до начала процесса отравления [8]. Т.е. параметры режима работы при сбросе или наборе нагрузки, минуя «йодную яму», лимитируются скоростью выведения борной кислоты из контура реактора.

Возможности механической системы регулирования

Механическое регулирование осуществляется путем перемещения в активной зоне управляющей группы органов регулирования, обычно находящихся в промежуточном положении. Запас реактивности на этой группе может быть реализован в любое время относительно быстро.

Возможности комбинированного регулирования

Попыткой сочетать возможности вышеупомянутых систем является система комбинированного регулирования. В случае необходимости быстрой разгрузки РУ первоначально в активную зону вводятся механические поглотители. Спустя некоторое время для компенсации ксенонового отравления поглотители должны постепенно извлекаться с определенной скоростью. Позже, когда эффект отравления превысит мощностной эффект, потребуется включение в работу системы борного регулирования для уменьшения концентрации борной кислоты в первом контуре. Дополнительную сложность вызывает тот факт, что, при достижении максимума отравления (через 8-10 часов), возможности только системы борного регулирования не обеспечивают стабильный рост мощности с

требуемой скоростью, т.е. надобно предусмотреть оперативный запас реактивности на органах регулирования.

Помимо необходимости учета влияния разных систем регулирования на АЗ в целом, должна быть принята во внимание возможность локального пространственного перераспределения энерговыделения в активной зоне по причине местного нестационарного отравления ксеноном [87]. Для удержания процессов в безопасных пределах должна быть обеспечена согласованная работа систем регулирования, предусматривающая, в частности, нахождение групп органов регулирования в определенном диапазоне рабочих положений.

Таким образом, комбинированная система позволяет обеспечить приемлемые параметры регулирования, однако необходимость согласования работы двух систем существенно усложняет алгоритм управления РУ.

Возможности температурного регулирования

Данный принцип регулирования использует температурные эффекты реактивности и заключается в «снижении средней температуры теплоносителя первого контура и высвобождение запаса реактивности при его охлаждении» [8].

Маневренность РУ определяется темпом и знаком изменения температуры теплоносителя 1-го контура, которая зависит от давления и температуры насыщения пара в парогенераторе (ПГ), которые в свою очередь определяются изменением расхода пара на турбину [34]. Увеличение расхода пара при наборе мощности ПТУ вызывает падение давления и температуры насыщения в ПГ и в свою очередь усиленный отвод тепла от первого контура и снижение температуры теплоносителя, что приводит к росту мощности РУ за счет отрицательного температурного эффекта реактивности. Этот эффект частично компенсируется отрицательным мощностным коэффициентом реактивности в результате чего тепловая нагрузка РУ и нагрузка турбины (при небольших, порядка нескольких процентов изменениях) постепенно выравниваются, что приводит к так называемому «эффекту саморегулирования» энергоблока типа ВВЭР.

Следует отметить, что в случае работы «на скользящих параметрах» влияние температурных эффектов может быть существенным и требует вмешательства системы регулирования.

1.2.1.2 Влияние на маневренность АЭС проблем надежности конструктивных элементов

Существенные ограничения на маневренность АЭС оказывают проблемы надежности конструктивных элементов РУ, вызванные рядом физических и химических эффектов, а также характеристиками самих элементов и РУ в целом как единого объекта [8]. Основные из них:

1) Термоусталостные явления в твэлах. Температура в центре топливной таблетки и на периферии отличаются на порядок, что при циклических нагрузках приводит к растрескиванию таблеток. Помимо этого, переменные режимы ведут к повышенному выходу газообразных продуктов деления (ГПД) и увеличению давления в твэлах, снижая ресурс оболочки и повышая риск разгерметизации твэла.

2) Ползучесть материала оболочек твэлов. Существенный перепад давлений между теплоносителем и ГПД внутри твэла приводит к деформации его оболочки, которая усиливается в условиях циклической нагрузки и может привести к разрушению.

3) Чистота поверхности твэлов. В высоконагруженных активных зонах современных РУ типа ВВЭР твэлы центральной части АЗ работают в условиях поверхностного кипения, что приводит к осаждению на поверхности твэлов растворенных в теплоносителе продуктов коррозии конструктивных элементов первого контура. Образующийся слой магнетита снижает критический тепловой поток, повышая риск перегрева и разрушения оболочки твэлов.

4) Допустимая линейная мощность твэла. В режиме следования РУ за суточной нагрузкой энергосистемы допустимая линейная мощность твэла близка к номинальной. Изменение нагрузки ниже этого уровня почти не влияет на объем выхода ГПД и на напряжение между топливом и оболочкой. Набор нагрузки

сверх допустимого или ее резкое изменение оказывают противоположное действие, уменьшая надежность ТВЭЛОВ.

5) Тепловая инерционность РУ. Влияние этого параметра существенным образом зависит от принятого варианта регулирования РУ [8,17]. В случае варианта «с постоянным давлением в ПГ» изменение средней температуры контура в диапазоне нагрузки 0-100% составляет 25-30°C. Столь существенное изменение в сочетании с высокой теплоемкостью контура затрудняет быстрый подъем нагрузки». При варианте «с постоянной средней температурой теплоносителя» изменение мощности по понятным причинам происходит с малым запаздыванием.

6) Термические напряжения в массивных элементах конструкции корпуса реактора и ПГ становятся ограничивающим фактором в случае высокой скорости разогрева (0,3°C/мин для корпуса реактора), например, при пуске энергоблока после останова. Однако при изменении мощности энергоблока в пределах 25-30% со скоростью не более 1%/мин эффект не оказывает существенного влияния [23].

Как следует из приведенного краткого обзора проблемы, наибольшее влияние на маневренность оказывают характеристики топлива и связанные с ним процессы, что побуждает разработчиков искать пути его совершенствования.

Так, например, в 2002 году специалистами ОАО «Машиностроительный завод» и ОАО «Новосибирский завод химконцентратов» (Приложение №1) для снижения линейных тепловых нагрузок и уменьшения вероятности разгерметизации ТВЭЛОВ предложены несколько вариантов усовершенствованной конструкции ТВС в зависимости от количества ТВЭЛОВ, различающиеся как параметрами самих ТВЭЛОВ, так и шагом решетки (водо-урановым соотношением).

Тот же коллектив авторов предложил конструкцию стержневого ТВЭЛА для чехловых ТВС ВВЭР (Приложение №1), позволяющую улучшить в том числе и топливоиспользование.

1.2.1.3 Регулировочные возможности турбины

Многолетней практикой эксплуатации влажнопаровых турбин АЭС как в РФ, так и в мире подтверждено, что последние обеспечивают весьма широкий диапазон регулирования мощности (в некоторых проектах от собственных нужд АЭС до 100%), однако специфика поведения влажного пара в процессе расширения и особенности конструкции ПТУ АЭС предопределяют наличие некоторых особенностей их маневренных режимов турбоустановок АЭС, подробно рассмотренных, в [80,85,92].

Например, широкий диапазон регулирования делает предпочтительным использование регулирующей ступени с дроссельным парораспределением вследствие нестационарных явлений, возникающих при разгоне насыщенного пара до околосвуковых скоростей и затрудняющих использование турбин с сопловым парораспределением. В некоторых проектах (т.н. «дубль-блоки», например, ВВЭР-440) аргументом в пользу дроссельного парораспределения является сама схема блока с двумя турбинами и общим источником пара, которая эквивалентна двухклапанному сопловому регулированию и обеспечивает, помимо прочего, большую надежность.

Особенности процесса расширения пара в зоне рабочих давлений (порядка нескольких МПа) таковы, что при сбросе нагрузки в процессе дросселирования при величине давления более 3МВт сухой насыщенный пар увлажняется, что усиливает теплоотдачу между поверхностью металла (имеющего температуру, соответствующую предшествующему режиму работы) и влажным паром (с пониженной вследствие расширения температурой). Резко возросший тепловой поток может стать причиной термоусталостного разрушения конструктивных элементов турбины и, во всяком случае, негативно сказываться на ее ресурсе.

Специфика расширения влажного пара также оказывает влияние и на процессы прогрева турбины при пуске из холодного состояния. Небольшие расходы насыщенного пара на турбину после его дросселирования обеспечивают попадание в зону перегретого пара органов паровпуска и первой ступени ЦВД.

При чрезмерно быстром повышении давления и росте расхода пара, разница в температурах насыщения перегретого пара и элементов проточной части увеличивается, что приводит к конденсации и, как следствие, росту разности температур в стенках. Таким образом, рост расхода пара и темп прогрева турбины определяются требованиями ресурса и безопасности.

Термоусталостному воздействию в силу неравномерности температур в переходных режимах подвержены как элементы статора, так и крупные роторы ПТУ.

Даже в случае непродолжительного превышения установленного уровня предела текучести металла у турбин с низкими температурами пара появляются опасные пластические деформации элементов конструкции.

Согласно [8,86] в значительной степени маневренность турбин АЭС определяется:

- предельно допустимой разностью температур по ширине фланцев ЦВД в зоне паровпуска;
- предельной разностью температуры по радиусу дисков первых ступеней ротора ЦВД мощных турбин;
- повышением возможности поломки некоторых элементов турбины из-за малоцикловой термоусталости.

С целью уменьшения напряжений в оборудовании ПТУ и повышения качества маневрирования АЭС становится целесообразной работа турбоагрегатов на скользящих параметрах пара.

Апробация упомянутого режима проводилась на энергоблоках Кольской и Нововоронежской АЭС с реакторами ВВЭР [8,46,86]. На основе полученных результатов было выявлено, что комбинирование работы турбин на скользящих параметрах и температурного регулирования (работа РУ на пониженной температуре теплоносителя) за счет увеличения оперативного запаса реактивности существенно повышает маневренные возможности АЭС. Научными разработками в этой области велись в различных организациях, в т.ч. ЛПИ.

Одним из способов снижения длительности пуска и улучшения маневренных характеристик АЭС является автоматизация управления процессами в режимах сброса и набора нагрузки ПТУ. Эффективность и надежность данного метода подтверждена посредством автоматизированных пусков агрегатов К-220-44/3000 на Кольской АЭС и К-500-60/1500 на Нововоронежской АЭС.

Многие АЭС с целью повышения устойчивости работы в аварийных и переходных режимах в ЕЭС оснащены системой импульсной разгрузки турбин посредством воздействия на режим работы турбоагрегата электрогидропреобразователями.

Таким образом, традиционные возможности маневрирования АЭС ограничиваются:

- кинетикой реактора;
- опасностью различных повреждений ТВЭЛОВ;
- скоростью борного и комбинированного регулирования;
- тепловой инерцией 1-го контура;
- термоциклированием турбины и т.д.

Отдельной причиной ограничения маневренности АЭС является влияние переходных процессов на безопасность надежность работы РУ и АЭС в целом.

Таким образом, широчайший спектр причин побуждает разработчиков и ученых искать новые способы маневрирования АЭС, позволяющие участвовать атомным энергоблокам в суточном регулировании графика электрической нагрузки, прежде всего, с минимальными изменениями режима работы РУ, в идеале – с сохранением базового режима работы реакторной установки.

1.2.2 Маневрирование на основе систем аккумулирования

Аккумулирование тепловой и/или электрической энергии в периоды спада ее потребления для использования в период максимума нагрузок возможно лишь при создании специальных накопителей энергии или аккумулирующих электростанций.

1.2.2.1 Косвенное аккумулирование

Среди многочисленных способов косвенного аккумулирования наиболее длинную историю развития и эксплуатации (начиная с XIX в.) имеют **гидроаккумулирующие станции (ГАЭС)**. На сегодня мировая энергосистема насчитывает около 460 ГАЭС общей установленной мощностью примерно 100 ГВт [40].

Принцип действия (аккумулирования) ГАЭС основан на преобразовании получаемой извне электрической энергии посредством гидросиловой установки в потенциальную энергию воды; при обратном процессе, аккумулированная энергия возвращается в энергосистему непосредственно в пиковые часы графика электрической нагрузки для удовлетворения повышенного спроса на электроэнергию.

Уникальность ГАЭС заключается в их способности участвовать как в суточном, так и в недельном и сезонном регулировании графика электрической нагрузки энергосистемы. КПД ГАЭС в среднем с учетом потерь при передаче электроэнергии по сетям составляет около 65%.

К достоинствам ГАЭС относятся:

- независимость режима работы от сезонных колебаний стока;
- минимальная длительность пуска и высокая скорость сброса и набора нагрузки (всего несколько минут);
- широкий регулировочный диапазон, который может достигать 100% от установленной мощности.

Недостатками ГАЭС в первую очередь являются ее высокая стоимость и необходимость поиска земельных участков большой площади.

В 2008 году ПАО «Русгидро», АО «Концерн Росэнергоатом» и Минэнерго РФ совместно было принято решение о строительстве вблизи новых атомных энергоблоков Ленинградской АЭС-2 и Курской АЭС-2 гидроаккумулирующих электростанций, а также о включении ГАЭС в состав Центрального

энергокомплекса в Тверской области [28,29]. Однако пока данные проекты не включены в инвестиционную программу ПАО «Русгидро».

Не меньшей известностью, чем ГАЭС, обладают **воздушно-аккумулирующие газотурбинные установки (ВАГТУ)** [99,100,103,108,110]. Международному научному кругу ВАГТУ знакомы как Compressed Air Energy Storage (CAES). В часы провала электропотребления CAES использует излишки вырабатываемой электроэнергии для сжатия и хранения воздуха в специально отведенных местах (например, в подземных резервуарах, в соляных пластах, в пещерах и т.п.). В случае роста электропотребления аккумулированный воздух поступает из места хранения в турбину с генератором, выравнивая тем самым график электрической нагрузки.

На сегодня количество эксплуатируемых ВАГТУ значительно уступает числу действующих ГАЭС. Это объясняется требованиями к надежной эксплуатации CAES, в частности способности используемых мест хранения сжатого воздуха выдерживать многочисленные скачки давления при сбросе и наборе нагрузки.

Компания MADA Energie [63,65], основанная Арнольдом Голдманом, разработала технологию аккумулирования электроэнергии, основанную на **сжижении воздуха** в то время, когда есть избыток электроэнергии, хранении жидкого воздуха в течение некоторого промежутка времени, с последующей регазификацией и генерацией электроэнергии в периоды интенсивного энергопотребления. КПД технологии составляет 65-70% (близок к ГАЭС). Недостатком данной технологии является ее высокая стоимость.

Интерес к технологии аккумулирования энергии на жидком воздухе проявила и компания Highview Power Storage (Великобритания) [39,64]. Разработанная ею установка – альтернатива аккумуляторам на сжатом воздухе – также основана на сжижении воздуха, его хранении при температуре $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$ в часы провала электропотребления и конверсии в газообразное состояние под высоким давлением с последующей подачей в турбину ЭГ в пиковые часы нагрузки. Преимущества данного способа аккумулирования – доступность и распространенность применяемых конструктивных элементов установки.

В 2014 году ассоциация Highview Power Storage получила грант на строительство крупнейшей промышленной аккумулирующей установки, работающей на сжиженном воздухе и способной нести нагрузку около 5 МВт в течение трех пиковых часов графика электрической нагрузки.

Альтернативой накопителям на сжиженном воздухе является накопитель на сжиженном азоте. Например, в [59] предлагается использовать криогенный двигатель, затраты на ожижения азота которого 1 кВт·ч/кг, емкость хранилища газа 5000 м³ (4000 т жидкого азота), что эквивалентно возвращенной энергии 2000 ГДж или 555 МВт·ч.

Согласно [72] расположение АЭС в непосредственной близости от городов-спутников при наличии существенной отопительной нагрузки делает инвестиционно - привлекательными **хемотермические системы**, основанные на трансляции тепла от АЭС с аккумуляцией рабочих тел.

В 80-е годы прорабатывался проект водоаммиачной теплотрассы на АЭС, принцип действия которой в следующем [27]. Из отбора турбины пар подается через подогреватель в отдельный контур с водоаммиачным генератором, где происходит теплопередача между горячей водой и водоаммиачным раствором с последующей десорбцией аммиака. Этот аммиак с помощью насоса и слабый раствор аммиака из генератора одновременно направляются в теплоиспользующую часть. Здесь аммиак подвергается процессам испарения и дальнейшей его абсорбции в слабом водном растворе, после чего выделившееся в результате тепло передается потребителю, а концентрированный раствор насосом подается обратно в теплогенерирующую часть.

Диапазон температур процесса десорбции аммиака составляет от 60°C до 180 °C, а нагрев сетевой воды в результате выделения тепла при абсорбции аммиака - от 100°C до 130°C. Дополнительно увеличить температуру сетевой воды можно посредством ее нагрева в котельных.

Четкое временное регулирование процессов абсорбции и десорбции аммиака способствует совместному использованию АЭС и системы аккумулирования

энергии. Исследования экономической целесообразности применения подобной технологии проводились на примере энергоблока с РБМК – 1000 в Литве.

Преимущество водоаммиачных растворов перед другими типами тепловыми аккумуляторами - возможность хранения при атмосферном давлении.

Стратегии развития различных стран мира (Россия, США, Япония и проч.) на ближайшие десятилетия предполагают промышленный подъем в развитии водородной энергетики. Для АЭС это означает появление дополнительного спроса на непииковую электроэнергию.

В России в разное время были созданы научные проекты по интеграции АЭС с водородной энергетикой (АВЭ) [48,76,77]. Принцип совместной работы АЭС и водородного энергетического комплекса (ВЭК) основан использовании электроэнергии АЭС, вырабатываемой в часы ночного провала графика электрической нагрузки, для производства водорода. К наиболее известным научным разработкам можно отнести следующие труды.

В 70-е годы были созданы проекты высокотемпературных гелиевых реакторов (ВТГР) атомных энерготехнологических станций (АЭТС): АБТУ-50 и АЭТС с ВГ-400 мощностью 1060 МВт (т) для ядерно-химического комплекса по производству водорода и смесей на его основе, по выпуску аммиака и метанола [72].

В начале 90-х годов появился проект «Курчатовского института», Ленинградской АЭС и канадских фирм «Atomic Energy of Canada Limited» и «Stuart Energy», предполагающий создание цехов электролиза воды мощностью до 300 МВт вблизи АЭС для производства около 8000 тонн водорода в год [72]. Полученный водород предполагалось экспортировать в Финляндию, использовать в общественном транспорте, перерабатывать на Киришском НПЗ для получения основы для последующего производства озона для очистки промышленных стоков Санкт-Петербурга.

Позже был предложен проект крупномасштабного производства водорода с использованием тепловой и электрической энергии МГР-Т, разработанный

«Курчатовским институтом», ОКБМ им. Африкантова по договору с ОАО «Концерн Росэнергоатом» [77].

В 2010 г. возможность интеграции АЭС с ВЭК была рассмотрена и для энергоблока с ВВЭР-1000 (ПТУ К-1000/60-1500). В частности разработаны: условия конкурентной эффективности АЭС с использованием ВЭК в сравнении с ГАЭС, методика оценки эффективности и технико-экономических показателей ВЭК, расчётная схема интеграции АЭС с ВЭК, система сжигания водорода для перегрева свежего пара в цикле АЭС без использования охлаждения балластировочным компонентом (охлаждающей водой) и проч. [14].

Среди лидеров в технологиях водородной энергетики известна японская корпорация SHYODA. Одна из новейших ее разработок - технология длительного хранения и транспортировки водородного топлива SPERA – позволяет выработанное на крупнейших электростанциях мира (АЭС, ГЭС, ТЭС и ВИЭ) водородное топливо в промышленном масштабе поставлять в Японию для дальнейшей его обработки и использования [112].

Многочисленностью видов выделяется такой способ косвенного аккумулирования как **аккумулятор тепла (ТА)**. Классифицировать виды ТА можно, например, по характеру протекающих в их рабочих циклах процессах, основанных на:

- использовании жидких аккумулирующих сред (в т.ч. вода (питательная, «насыщенная»), высокотемпературные и низкотемпературные теплоносители);
- применении твердых аккумулирующих сред (например, керамический кирпич);
- системах фазовых переходов вещества;
- системах на основе электрохимических реакций.

В промышленную эксплуатацию пока введены не все виды перечисленных тепловых аккумуляторов. Лидерами стали ТА первой группы, применяемые в частности на ТЭС и в системах отопления (водяные ТА), на СЭС (ТА на высокотемпературных теплоносителях).

Анализ опыта ученых, стоящих у истоков САТЭ [15,22,84,93], показывает, что на первом этапе практической реализации СТА наиболее простыми, надежными и эффективными являлись аккумуляторы горячей воды, несмотря на значительные капитальные затраты, связанные с изготовлением сосудов высокого давления.

В 1985 году была разработана методика технико-экономической оптимизации параметров и структуры тепловой схемы АЭС с СТА и создан универсальный алгоритм для расчета различных тепловых схем АЭС с аккумуляторами горячей воды под давлением любого типа (питательной, насыщенной, сетевой, а также пароводяными постоянного давления) [84].

В ходе исследований было показано, что для реализации проекта с использованием бака с водой под давлением необходимы сосуды с объемами порядка десятка тысяч кубометров, способных выдерживать давление до ста атмосфер. Сооружение подобных сосудов затруднительно.

В этой связи в разное время предлагались:

- проекты по изготовлению сосудов из предварительно-напряженного железобетона;
- конструкции корпусов в виде многослойного металлического сосуда, между оболочками которого поддерживается избыточное давление, уменьшающееся от центра к периферии;
- проекты по созданию корпусов объемом 50000 м³ и более в скальных выработках или искусственных сферических подземных полостях с применением обычного железобетона и компенсацией избыточного давления аккумулирующей среды за счет нагнетания сжатого воздуха в полость скалы, часть которой занимал бы бак аккумулятор с водой под давлением.

Недавно были предложены схемы подземных водяных тепловых аккумуляторов (ПВТА) для энергоблока с ВВЭР-1000. Показано, что ПВТА для блока с ВВЭР-1000 может иметь объем до 106 м³ (схема с промежуточным энергоаккумулирующим контуром, $k=100\%$) и располагаться на глубине 700-

900м. Дополнительные затраты на ПВТА составляют 15% стоимости блока, что в 4-5 раз меньше затрат на ГАЭС аналогичной мощности [27].

К аналогам вышеприведенной технологии относятся:

- аккумулярование в подземных массивах пород [101], посредством которых можно накапливать Гига-Ватт-годы энергии и превратить АЭС в сложный комплекс с геотермальной электростанцией;
- подземные аккумуляторы с твердым аккумуляющим материалом [6,7];
- аккумулярование тепловой энергии в грунте [Приложение 1];
- системы подземного аккумулярования для повышения эффективности работы подземных электростанций [60].

Недостатками водяных АТ являются:

- усложнение конструкции аккумулятора, системы подвода/отвода теплоты;
- коррозионное взаимодействие воды и металла;
- высокая стоимость.

В этой связи стали проводиться исследования альтернатив водяному АТ, в т.ч. анализировались экспериментальные ТА для СЭС, краткий перечень которых приведен ниже в таблице 2 [9,95].

Таблица 2. Характеристика экспериментальных установок по отработке технологий аккумулирования тепла [9,95].

Система/подсистема	Принцип	Аккумулирующий агент	Диапазон рабочих температур, °С	Производительность, МВт·ч
Экспериментальная установка электрической мощностью 10 МВт (Ньюнан, Джорджия, США)	Двухступенчатый с горячим и холодным баками	Масло, расплав соли Nitec	Масло - 238-295; соль - 270-482	1,6
Экспериментальная установка электрической мощностью 10 МВт (Санта-Сизана, Калифорния, США)	Двухагентный Thermocline	Масло, гравий с песком	218-302	4,0
Экспериментальная установка электрической мощностью 10 МВт (Барстоу, Калифорния, США)	То же	То же	218-304	28
Система откачки воды из неглубокого колодца для ирригации (Уиллард, Нью-Мексико, США)	Одноагентный Thermocline	Масло	116-216	0,38

Система/подсистема	Принцип	Аккумулирующий агент	Диапазон рабочих температур, °С	Производительность, МВт·ч
Экспериментальный стенд по отработке средне температурных солнечных энергетических систем (Альбукерке, Нью-Мексико, США)	Каскадные баки		241-309	0,86
Экспериментальный стенд для испытания среднетемпературных солнечных энергетических систем (Альбукерке)	Одноагентный Thermocline		243-311	0,21
Солнечная энергосистема (Шенандоа, Джорджия, США)	То же	Кремнийорганическое масло	260-399	3,3
СЭС электрической мощностью 0,5 МВт (Альмерия, Испания)	Горячий и холодный баки	Жидкий натрий	275-530	1,0
Расплав соли азота (Альбукерке)	Горячий бак с внутренней изоляцией и холодный бак	Расплав соли	288-566	6,9
Энергомодуль с печью Чекера (Нашуа, Нью-Хэмпшир, США)	Thermocline с парой воздух - огнеупорный кирпич	Кордиерит	704-927	0,02
Приемник на тепловых трубах АТ (Эвендейл, Огайо, США)	Трубчатые капсулы	Фазоизменяющая соль	827	0,002

СЭС THEMIS электрической мощностью 2,5 МВт (Таргасонн, Система/подсистема	Горячий и холодный Принцип	Расплав соли Hitec Аккумулирующий агент	250-450 Диапазон рабочих температур, °С	12 Производительность, МВт·ч
Франция)	баки			
СЭС CESA-1 электрической мощностью 1 МВт (Альмерия)	То же	То же	230-340	3
СЭС Eurelios электрической мощностью 1 МВт (Адрано, о.Сицилия, Италия)	Двухступенчатый, бак - паровой аккумулятор и горячий и холодный баки	Вода под давлением, расплав соли Hitec	Вода - 210. Соль - данных не имеется	0,36
СЭС Sunshine электрической мощностью 1 МВт (Нио, преф. Кагава, Япония)	Бак - паровой аккумулятор	Вода под давлением	249	3
СЭС Sunshine электрической мощностью 1 МВт (Нио)	Двухступенчатый, бак - паровой аккумулятор и трубчатые капсулы	Вода под давлением, фазоизменяющая соль	Вода - 232; соль - 361	3

В качестве альтернативы водному аккумулятору было предложено использование высокотемпературного органического теплоносителя с температурой воспламенения выше его максимальной рабочей температуры (например, миарол МТ-250, тетракрезилоксисилан производимые в РФ) [81]. В этом случае возможно применение баков-аккумуляторов атмосферного типа на основе типовых емкостей мазутного хозяйства ТЭС, что снимает сложные вопросы применения баков-аккумуляторов под давлением, а также снижает пожароопасность до уровня обычных мазутохранилищ тепловых электростанций.

Следует отметить, что основной вклад в общую стоимость САТЭ в этом случае дает высокотемпературный теплоноситель, необходимый объем которого составляет около 25 000 м³.

Система способна аккумулировать в период ночного минимума около 700 МВт·ч энергии (в электрическом эквиваленте) с отдачей ее в пиковом режиме при диапазоне регулирования 10% от номинальной. Принципиальная возможность работы турбоустановки и генератора в таком диапазоне перегрузок подтверждена заводами-изготовителями.

Следующим этапом в развитии ТА стало аккумулирование на основе фазового перехода (АФП) [4,37,43,58]. Существуют следующие типы тепловых аккумуляторов фазового перехода: капсульный; кожухотрубный; со скребковым удалением ТАМ; с ультразвуковым удалением ТАМ; с прямым контактом и прокачкой ТАМ; с испарительно-конвективным переносом тепла. Классификации ТАМ АФП по составу, способу получения и принципу работы посвящен труд [10]. В 2009 г. согласно [25] получены ТАМ для АФП с диапазоном рабочих температур 80 – 1600°С, тепловым эффектом 90 – 950кДж/кг, плотностью 1880 – 3000 кг/м³. ТАС с АФП успешно применялись в энергоустановках в Великобритании, ФРГ, США и Японии.

Некоторые сложности, связанные с применением аккумуляторов с фазовым переходом в крупномасштабной энергетике вызваны физико-химическими свойствами их теплоаккумулирующих материалов, в частности их коррозионной совместимостью с конструкционными материалами.

Один из вариантов применения АФП с ГТУ на базе АЭС описан в [42].

В частности предложенная схема «с глубокой утилизацией теплоты уходящих газов ГТУ, которая в зависимости от схемы вытеснения паропарового перегрева и степени перегрева пара перед ЦНД и ЦВД ПТУ АЭС может обеспечить прирост пиковой мощности и КПД АЭС до 222 МВт и 40,4% соответственно.

ТА чаще используются за границей в комплексе с тепловыми электростанциями и электростанциями на основе возобновляемых источников энергии (СЭС, ВЭС и т.д.). Например, в Северной Европе совместную эксплуатацию ТА и когенерирующих ТЭЦ практикует компания DONG Energy (Дания), объединившая крупные энергетические корпорации: DONG, Elsam, Energi E2, Nesa, Kobenhaves Energi и др. Причем все чаще находят применение аккумулярование в подземных водоносных пластах [18].

При подготовке обзора литературы автором был осуществлен патентный поиск по вопросам маневренности АЭС и систем теплового аккумулярования, результаты которого частично представлены в Приложении №1.

1.2.2.2 Прямое аккумулярование

Существуют проекты крупномасштабного аккумулярования энергии на электрохимических аккумуляторах, применяемые в транспортной, космической, энергетической индустриях, например, [20]: системы литий-ионных аккумуляторов; системы синцово-кислотных аккумуляторов; никель-(кадмиевые, металлогидридные, водородные, железные, цинковые) аккумуляторы; цинк-воздушные аккумуляторы; ванадиевые проточные редокс аккумуляторы; аккумуляторные батареи системы натрий-сера; гелевые аккумуляторные батареи и т.д.

Однако с использованием вышеперечисленных технологий связан целый ряд трудностей.

Во-первых, у современных электрохимических аккумуляторов сравнительно небольшой срок службы.

Во-вторых, серьезной проблемой является производство аккумуляторов большой емкости. Принимая во внимание необходимость дополнительного использования инверторов (преобразователей постоянного тока в переменный), можно предположить, что срок окупаемости подобной установки будет сопоставим со сроком службы.

Дальнейшее оригинальное развитие идеи аккумулирования представляет собой **жидко-металлический аккумулятор (LMB – Liquid Metal Battery)**, разработанный Дональдом Сэдовеем [98,104,109]) и его коллегами из Массачусетского технологического института (MIT).

Принцип действия аккумулятора основан на электрохимической реакции между сурьмой и магнием (в расплавленном виде при температуре около 600°C) при пропускании электрического тока от внешнего источника (зарядка) и обратном процессе при разрядке.

Конструктивно аккумулятор (рисунок 4) представляет собой теплоизолированный тугоплавкий «стакан», днище и корпус которых

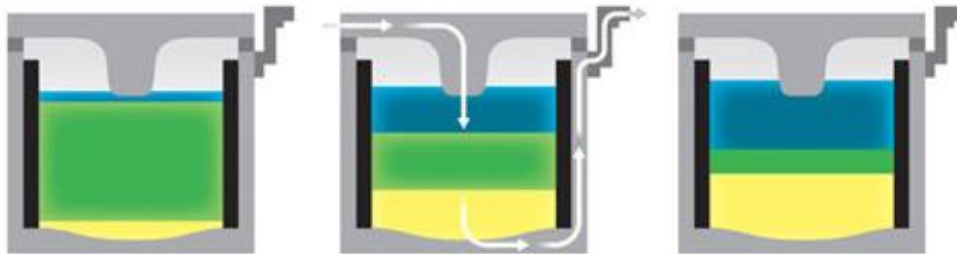


Рисунок 4 Конструкция и схема работы нового жидкого аккумулятора¹

электрически изолированы друг от друга и выполняют функцию электродов.

Стратификация жидких реагентов происходит в силу различной плотности: нижний слой составляет сурьма (первый электрод), промежуточный слой – сульфид натрия (электролит), верхний – магний (второй электрод). Электролит содержит в растворенном виде антимонид магния.

При зарядке положительные ионы магния получают электроны из электролита, превращаясь в нейтральные атомы, за счет которых увеличивается

¹ www.membrana.ru

слой верхнего электрода. Отрицательные ионы сурьмы теряют электроны, нижний электрод нарастает и прослойка электролита в процессе заряда становится тоньше.

При разрядке процессы происходят в обратном порядке.

Предложенный LMB – аккумулятор способен принимать и отдавать огромные токи и позиционируется авторами, ни много ни мало, как решение проблемы накопления энергии в промышленных масштабах (в масштабах энергосистемы) и решение проблемы нестабильности возобновляемых источников энергии (солнце, ветер и т.д.).

1.2.2.3 Технико-экономическое сравнение характеристик систем крупномасштабного аккумулирования энергии

Технико-экономические показатели некоторых систем аккумулирования энергии показаны в таблице 3 (данные на 2013 - 2016 г.).

Таблица 3 Технико-экономические показатели некоторых систем аккумулирования энергии [8,14,18,27,39,42,98,104,109].

Технология аккумулирования	Диапазон прироста пиковой мощности, МВт	Энергоемкость, МВт·ч	Срок службы, лет	Удельные капитальные затраты, \$/кВт	КПД, %
LiION – АКБ (ООО Лиотех»)	10 -100	30-400 ($t_{\text{разр}} = 4$ ч)	10-25	670 - 930	80-90
Аккумулятор сжатого воздуха (MADA Energie)	30-300	1560 ($t_{\text{разр}} = 16$ ч)	20	2460	65
ГАЭС (2-я очередь Загорской ГАЭС)	840	4000 ($t_{\text{разр}} - \text{любое}$)	50	2778	73
ВЭК в составе энергоблока ВВЭР-1000	90	450 ($t_{\text{разр}} = 5$ ч)	30	900	38,9 – 43,6
Подземные водяные ГА	100	400 ($t_{\text{разр}} = 4$ ч)	30-45	1900 ²	70-80

² Оценки получены по данным [27] и реального предела форсирования ПТУ – 10%.

Технология аккумулярования	Диапазон прироста пиковой мощности, МВт	Энергоемкость, МВт·ч	Срок службы, лет	Удельные капитальные затраты, \$/кВт	КПД, %
Энергокомплекс ГТУ + АФП на АЭС	10-261	90-2350 ($t_{\text{разр}} = 9$ ч)	50	2500 ³	36-41,2
Накопитель kokam kess basic	20	1,86 $t_{\text{разр}}=0,186$ ч	10	3700	95
Сжиженный воздух (Highview Power Storage)	5	15	15	670	50-70
LMB (D. Sadoway)	1	1	от 15	130 – 150 ⁴	70-90
САТЭ	65 - 205	260 – 821,6 ($t_{\text{разр}} = 4,4$ ч)	50	130 - 250	80

Видно, что наиболее дешевая альтернатива ГАЭС при неплохих технических характеристиках – это САТЭ.

1.2.3 САТЭ как способ маневрирования АЭС

Ранее было показано (таблица 3), что наиболее конкурентоспособным по стоимости, экономически эффективным и перспективным способом организации маневренного режима АЭС в настоящее время являются САТЭ на основе ВТТ.

1.2.3.1 Технические характеристики и принципиальная тепловая схема САТЭ в составе энергоблока ВВЭР-1200

Технические характеристики энергоблока АЭС с ВВЭР-1200

В данной работе рассматривается использование САТЭ в составе энергоблока ВВЭР – 1200. Основные параметры РУ приведены в таблице 4.

³ По данным [42] эти затраты включают стоимость АЭС, но по мнению автора эти оценки занижены, т.к. только ГТУ стоит 1200 \$/кВт, и здесь цена из [42] приводятся как без учета стоимости АЭС.

⁴ Без учета стоимости технологического присоединения.

Таблица 4 Технические характеристики энергоблока АЭС с ВВЭР – 1200[82]

Параметр	Значение
Технические характеристики: номинальная тепловая мощность реактора, МВт	3200
Кол-во циркуляционных петель, шт	4
Давление в 1 контуре, МПа	16,2
Давление во 2 контуре, МПа	7,00
Температура теплоносителя в реакторе, °С:	
- на входе	298,6
- на выходе	329,7
Расход теплоносителя через реактор, м ³ /ч	85 600
Количество ТВС в активной зоне, шт.	163
Количество органов регулирования СУЗ, шт.	121
Максимальная линейная нагрузка на твэл, Вт/см	420
Максимальная глубина выгорания топлива, средняя по ТВС, МВт сут/кг U	до 70
Паропроизводительность, т/ч	4 x 1654
Гарантийная электрическая мощность	1198,8 МВт (э)
Максимальная теплофикационная мощность	300 МВт (т)
Годовая выработка электроэнергии	9,1 млрд. кВт·ч
Располагаемый КИУМ	не менее 90%
Проектный срок службы основного оборудования	60 лет

Энергоблок ВВЭР-1200 согласно [82] должен обеспечить возможность работы:

- в базовом режиме до 8100 ч на номинальной мощности в год, с точностью ее поддержания $\pm 2\% N_{\text{ном}}$;

- в режимах следования за нагрузкой энергосистемы в течение всего срока эксплуатации:

- в диапазоне 100-50 % $N_{\text{НОМ}}$ со скоростями изменения мощности не более 5 % $N_{\text{НОМ}}$ /мин с количеством циклов не более 200 в год (но не более 2-х циклов в сутки);

- в диапазоне 100-20 % $N_{\text{НОМ}}$ в соответствии с суточным графиком с количеством циклов не более 100 в год.

Принципиальная тепловая схема ПТУ с САТЭ

В часы покрытия минимума электропотребления неостребованная тепловая мощность РУ аккумулируется в АТ-20, тем самым снижая электрическую мощность энергоблока, выдаваемую в сеть (рисунок 5).

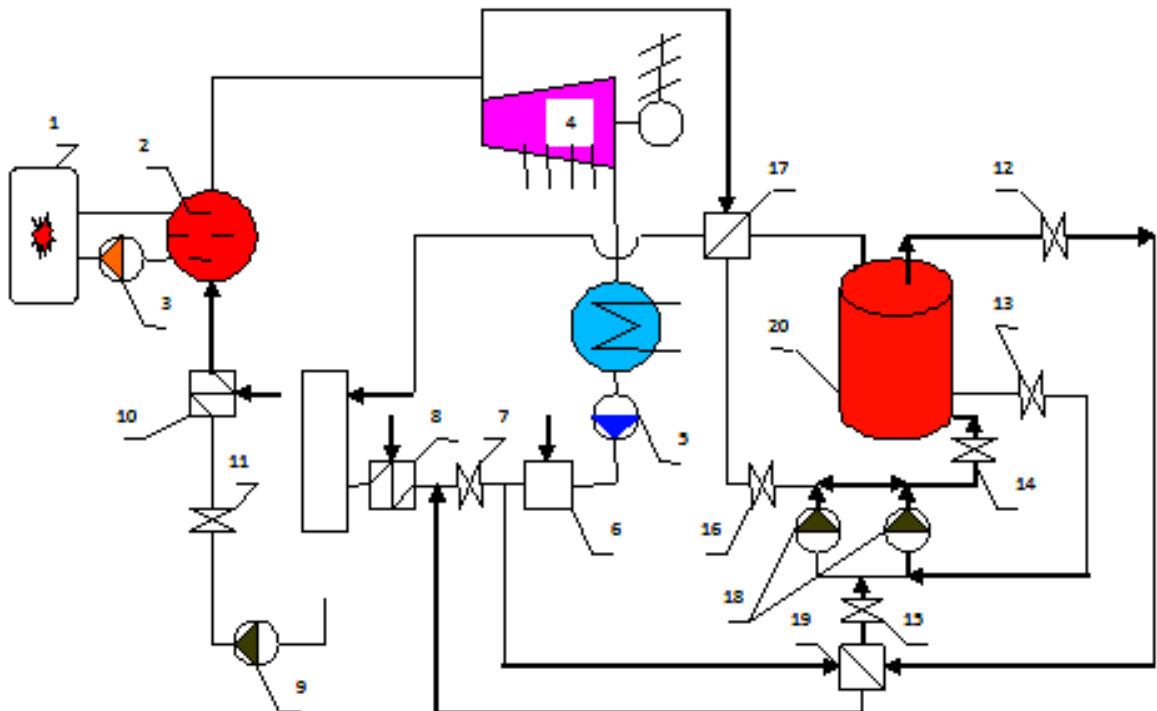


Рисунок 5 Принципиальная тепловая схема ПТУ с САТЭ [16]

1- реактор; 2- парогенератор; 3- циркуляционный насос 1-го контура; 4- турбоустановка; 5- конденсатный насос; 6- первая группа ПНД; 7- отключающая задвижка (ОЗ) на тракте основного конденсата; 8- вторая группа ПНД; 9- питательный насос; 10- группа ПВД; 11- задвижка на тракте питательной воды; 12,13,14,15,16, – регулировочные задвижки с электроприводом (РЗЭ); 17- теплообменник для нагрева теплоносителя в режиме зарядки аккумулятора теплоты (АТ); 18- циркуляционные насосы на тракте высокотемпературного теплоносителя теплоаккумулирующей системы; 19- теплообменник для нагрева основного конденсата в режиме разрядки АТ; 20- технологический бак АТ.

Избыточный пар из отбора турбины 4 поступает в теплообменник 17, где отдает свое тепло высокотемпературному теплоносителю (ВТТ). Горячий ВТТ возвращается в АТ (причем в верхнюю его часть), а конденсат греющего острого пара - деаэратор. Описанный процесс - процесс зарядки АТ – происходит преимущественно ночью. Задвижки 13 и 16 при зарядке открыты, а задвижки 12, 14 и 15 закрыты. Отключающая задвижка 7 в режиме работы АЭС с САТЭ остается закрытой.

В режиме разрядки (часы пикового потребления) задвижки 13 и 16 закрываются, а задвижки 12, 14 и 15 открываются. В теплообменнике 19 происходит теплообмен между горячим ВТТ из верхней части АТ и конденсатом после группы ПНД-6. Далее холодный ВТТ возвращается в АТ (причем в нижнюю часть), а нагретый конденсат поступает в группу ПНД-8, на которую приостановлена подача пара из отбора. В результате расход пара через проточную часть турбины увеличивается и электрическая мощность, выдаваемая энергоблоком сеть, растет.

Изменение пиковой нагрузки АЭС+САТЭ осуществляется посредством регулирования расхода ВТТ через циркуляционные насосы 18.

Включение САТЭ во второй контур АЭС по описанной схеме позволяет избежать АЭС работу в режимах с резкими остановами, сбросами и наборами нагрузки.

Достоинством рассматриваемой схемы является также простота управления маневренным режимом для оператора. В его функционал добавится контроль своевременного открытия задвижек 13, 16 и закрытия 12, 14 и 15 в режиме зарядки и наоборот, в режиме разрядки. Подобные действия необходимо производить один раз перед длительным ночным провалом электрической нагрузки и один раз после окончания зарядки АТ.

Суточный график нагрузки энергоблока с САТЭ

Примерный суточный график нагрузки энергоблока с САТЭ представлен на рисунке 6 [16]. Он иллюстрирует режим работы АЭС с САТЭ, позволяющий за

счет аккумуляции энергии ночью и выдачи ее в пиковые часы участвовать энергоблоку АЭС в регулировании нагрузки энергосистемы при сохранении базового режима работы РУ.

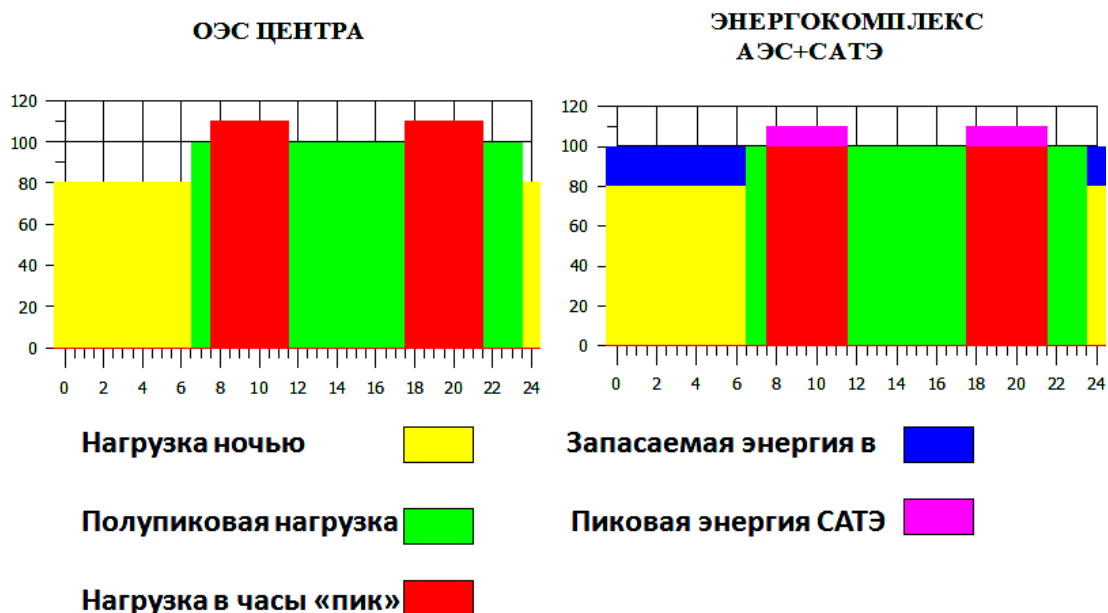


Рисунок 6 Суточный график нагрузки для энергоблока с САТЭ

1.2.3.2 О результатах новейших исследований в области САТЭ+АЭС

Перечень основных направлений исследований АЭС с САТЭ

В настоящее время САТЭ в качестве опции включена в проект АЭС-2006 (совместная разработка ОАО «ВНИИАЭС» и ОАО «Атомэнергопроект») и в проекты АО «Концерн Росэнергоатом» по энергоблоку с ВВЭР-ТОИ (совместная разработка ОАО «ВНИИАЭС», ОАО «Атомэнергопроект», ОАО «Атомтехэнерго», ОАО «ГКБ Гидропресс», НИЦ «Курчатовский институт», ОАО «ВНИИАМ», ОАО «НПО ЦКТИ им. И.И. Ползунова», НИУ МЭИ и др.) [11-13,44, 61,81,82].

Основные исследования в рамках этих проектов ведутся в следующих направлениях:

- Выбор и обоснование схемы включения САТЭ, параметров оборудования САТЭ и теплоаккумулирующего теплоносителя. Обоснование параметров совместной работы паротурбинной установки со встроенной САТЭ во второй контур.
- Определение и обоснование наиболее целесообразного высокотемпературного теплоносителя (ВТТ) для теплоаккумулирующей системы (ТАС) по совокупности параметров: термическая стабильность, высокая теплоаккумулирующая способность и высокая пожарная безопасность.
- Разработка теплообменного оборудования с ВТТ и определение технико-экономических показателей ТАС с проведением сопоставительного анализа с показателями традиционных маневренных энергоустановок (ГТУ, ГАЭС, ПГУ).
- Обоснование режимных требований к ТАС в составе АЭС-2006 с учетом региональных системных условий на примере ОЭС Центра (для НВАЭС-2).
- Разработка методики расчета технико-экономических показателей ТАС с учетом дифференцированных по зонам суток тарифов и обоснование показателей энергоблока АЭС с ТАС в сравнении с другими маневренными установками.
- Разработка схемно-компоновочных решений размещения ТАС и обоснование противопожарной безопасности. Объемно-планировочные решения привязки ТАС для условий площадки АЭС.
- Разработка и согласование технических условий совмещения системы управления энергоблоком в маневренных режимах при неизменяемой тепловой мощности РУ.
- Разработка и оптимизация баков-аккумуляторов теплоты атмосферного типа емкостью от 15000 до 40000 м³ и выбор способа размещения емкости (наземный или котлованный).
- Обоснование и выбор насосов для перекачки высокотемпературного теплоносителя (ТЛВ-330 и Даутерм-Т) при температурах до 100°С.
- Разработка технических условий и требований по обслуживанию и эксплуатации оборудования контура САТЭ при использовании высокотемпературного теплоносителя ТЛВ-330 и Даутерм-Т.

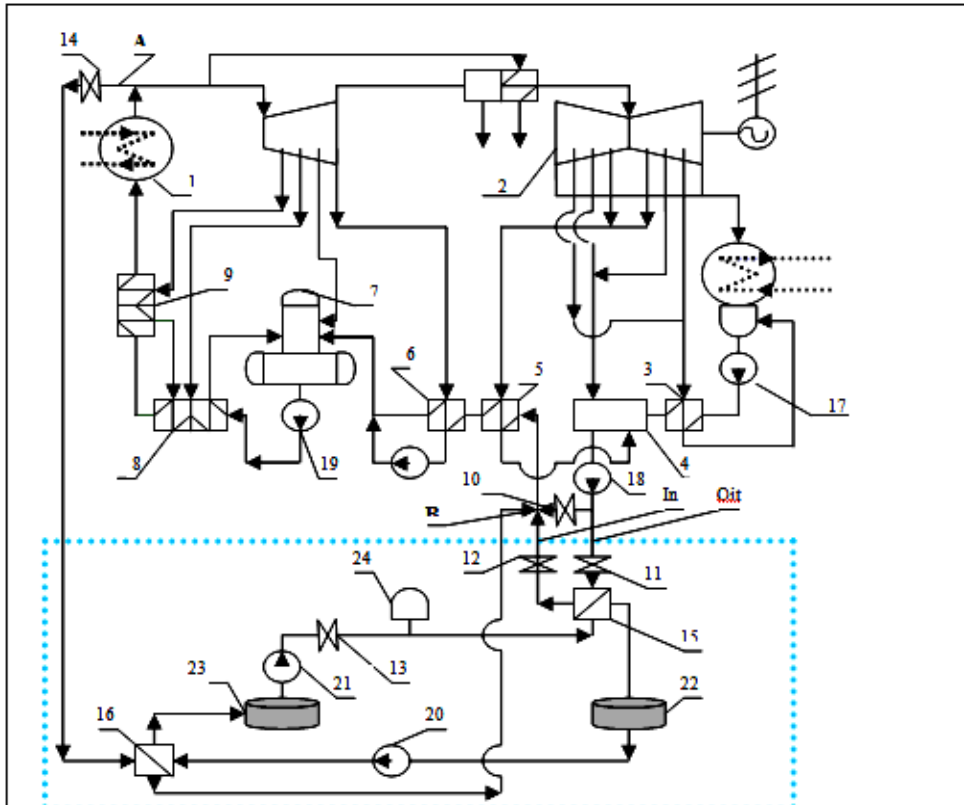
- Разработка и обоснование противопожарных мероприятий и средств по недопущению возгорания теплоносителей типа ТЛВ-330 и Даутерм-Т.
- Разработка технического проекта АЭС-2006 с САТЭ.
- Разработка и обоснование использования системы аккумулирования тепловой энергии («остров» САТЭ) в концепт-проекте ВВЭР-ТОИ.

Схемы привязки САТЭ к тракту второго контура АЭС

По результатам исследования схем привязки САТЭ к тракту второго контура АЭС в рамках проекта АЭС-2006 (использовалась тепловая схема турбоустановки К-1200/3000-70 (ОАО «ЛМЗ» г. Санкт-Петербург)) рекомендованы следующие варианты подключения САТЭ ко второму контуру тепловой схемы [81].

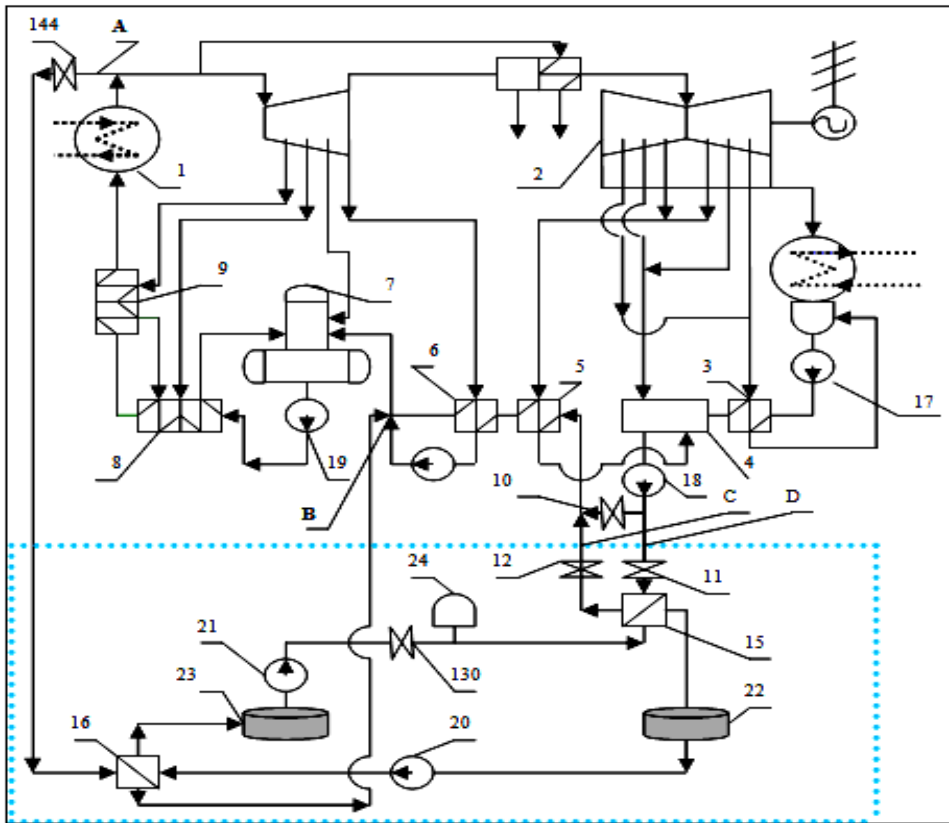
В режиме зарядки отбор острого пара осуществляется на зарядные теплообменники из основного паропровода (врезка трубопровода между парогенератором и ЦВД по аналогии с подачей острого пара на вторую ступень пароперегревателя ПП-2). При этом конденсат острого пара после теплообменников зарядки АТ сбрасывается в следующие возможные точки возврата в тракт основного конденсата: в деаэратор; между ПНД-4 и ПНД-3; за ПВД-6.

На рисунке 7 представлена принципиальная схема включения САТЭ во второй контур АЭС-2006 с замещением отборов пара на ПНД-3+ПНД-4. Возврат конденсата острого пара из теплообменников зарядки-16 производится в тракт питательной воды перед ПНД-3, а на рисунке 8 - схема со сбросом конденсата острого пара из теплообменников зарядки-16 перед деаэратором. На рисунке 9 представлена принципиальная схема встраивания САТЭ во второй контур АЭС для случаев использования ВТТ с наполнителем.



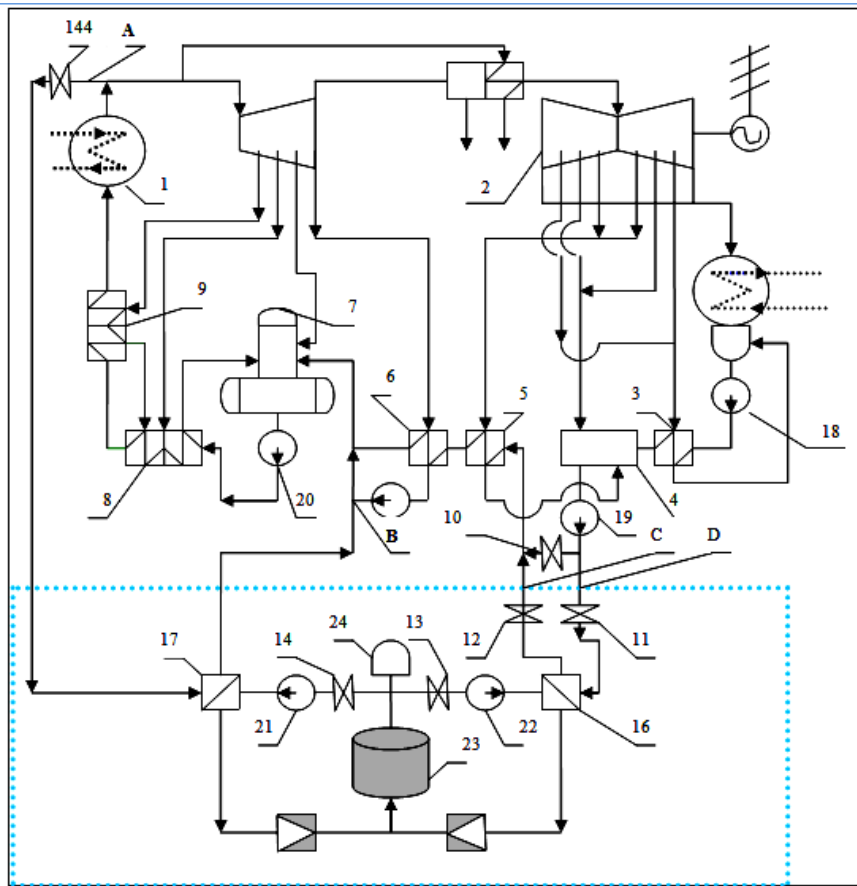
1-парогенератор; 2-паровая турбина; 3- ПНД-1; 4-ПНД-2 смешивающего типа; 5-ПНД-3; 6- ПНД-4; 7- деаэратор; 8-ПВД-5; 9-ПВД-6; 10-запорно-регулирующая задвижка (ЗРП) с электроприводом (ЭП) за конденсатным насосом -18 второго подъема (находится в закрытом состоянии); 11 и 12 – ЗРП с ЭП на трактах основного конденсата (находятся в открытом состоянии); 13 - ЗРП с ЭП на тракте разрядки аккумулятора теплоты (АТ) находятся в открытом состоянии; 14 - ЗРП с ЭП на тракте острого пара (открыта для зарядки АТ); 15- теплообменники-разрядки АТ, замещающие отборы пара на ПНД-3, 4 и деаэратор; 16- теплообменники зарядки АТ; 17- конденсатный насос 1-го подъема; 18- конденсатный насос 2-го подъема; 19- питательный насос; 20- насос тракта теплоносителя, работающий в режиме зарядки АТ; 21- насос тракта теплоносителя, работающий в режиме разрядки АТ; 22- емкость холодного теплоносителя; 23- емкость горячего теплоносителя; 24- емкость расширительного объема, заполненная азотом. А и В - соответственно отбор острого пара и возврат его конденсата в режиме зарядки АТ; In-возврат основного конденсата перед ПНД-3 после его нагрева в теплообменнике-15 в режиме разрядки АТ; Out- вывод основного конденсата после ПНД-2 для его нагрева в теплообменнике-15 в режиме разрядки АТ.

Рисунок 7 Принципиальная схема включения САТЭ во второй контур АЭС-2006 с замещением регенеративных отборов пара на ПНД-3+ПНД-4 [81]



1-парогенератор; 2-паровая турбина ; 3- ПНД-1; 4-ПНД-2 смешивающего типа; 5-ПНД-3; 6- ПНД-4; 7- деаэратор; 8-ПВД-5; 9-ПВД-6; 10-запорно-регулирующая задвижка (ЗРП) с электроприводом (ЭП) за конденсатным насосом -18 второго подъема (находится в закрытом состоянии); 11 и 12 – ЗРП с ЭП на трактах основного конденсата (находятся в открытом состоянии); 13 - ЗРП с ЭП на тракте разрядки теплоаккумулятора (ТА) находятся в открытом состоянии; 14 - ЗРП с ЭП на тракте острого пара (открыта для зарядки ТА); 15- теплообменники-разрядки ТА, замещающие отборы пара на ПНД-3, 4 и деаэратор; 16- теплообменники зарядки ТА; 17- конденсатный насос 1-го подъема; 18- конденсатный насос 2-го подъема; 19- питательный насос; 20- насос тракта теплоносителя, работающий в режиме зарядки ТА; 21- насос тракта теплоносителя, работающий в режиме разрядки ТА; 22- емкость холодного теплоносителя; 23- емкость горячего теплоносителя; 24- емкость расширительного объема, заполненная азотом. А и В - соответственно отбор острого пара и возврат его конденсата в режиме зарядки ТА; С-возврат основного конденсата перед ПНД-3 после его нагрева в теплообменнике-15 в режиме разрядки ТА; D- вывод основного конденсата после ПНД-2 для его нагрева в теплообменнике-15 в режиме разрядки ТА.

Рисунок 8 Принципиальная схема включения САТЭ во второй контур АЭС-2006 с замещением РОП на ПНД-3+ПНД-4+деаэратор [81]



1-парогенератор; 2-паровая турбина; 3- ПНД-1; 4-ПНД-2 смешивающего типа; 5-ПНД-3; 6- ПНД-4; 7- деаэратор; 8-ПВД-5; 9-ПВД-6; 10-запорно-регулирующая задвижка (ЗРП) с электроприводом (ЭП) за конденсатным насосом -18 второго подъема (закрыта); 11 и 12 – ЗРП с ЭП на трактах основного конденсата в режиме разрядки ТА (открыты); 13- ЗРП с ЭП на тракте разрядки теплоаккумулятора (ТА); 14- ЗРП с ЭП на тракте зарядки ТА; 15 - ЗРП с ЭП на тракте острого пара (открыта для зарядки ТА); 16- теплообменники-разрядки ТА, замещающие отборы пара на ПНД-3, 4 и деаэратор; 17- теплообменник зарядки ТА; 18 - конденсатный насос 1-го подъема; 19 - конденсатный насос 2-го подъема; 20 - питательный насос; 21- насос тракта теплоносителя, работающий в режиме зарядки ТА; 22- насос тракта теплоносителя, работающий в режиме разрядки ТА; 23- емкость ТА с наполнителем; 24- емкость расширительного объема, заполненная азотом. А и В - соответственно отбор острого пара и возврат его конденсата в режиме зарядки ТА; С-возврат основного конденсата перед ПНД-3 после его нагрева в теплообменнике-16 в режиме разрядки ТА; D- вывод основного конденсата после ПНД-2 для его нагрева в теплообменнике-16 в режиме разрядки ТА.

Рисунок 9 Принципиальная схема включения САТЭ с наполнителем во второй контур АЭС-2006 [81]

В соответствии с результатами расчетов для режимов зарядки и разрядки были выполнены предварительные разработки эскизов теплообменных аппаратов при участии ФГУП ВНИИАМ и ФГУП ОКБМ (Н-Н), ООО «ФАСТинжиниринг» и ОАО «ЗиО» (г. Подольск) [81]. На основе эскизных проработок были определены удельные показатели теплообменников с рабочим теплоносителем ТЛВ-330М, а также и их стоимость. Получены рабочие температурные интервалы для ВТТ.

Каждая из рекомендованных тепловых схем включения САТЭ во второй контур турбоустановки может решать задачу маневренности с наибольшей эффективностью в зависимости от параметров замещаемых регенеративных отборов пара. Например, тепловые схемы на рисунках 7,8 позволяют обеспечить более высокий КПД контура САТЭ и максимальный прирост мощности на турбоустановке. При дорогом ВТТ следует ориентироваться на схему 9.

Обоснование и выбор ВТТ

На основе первичного анализа показателей и характеристик ВТТ, производимых за рубежом и в России, ОАО «ВНИИАЭС» были рассмотрены в качестве кандидатов на ВТТ при разработке САТЭ синтетические органические и силиконовые теплоносители [81]. Из синтетических органических: ТЛВ-330 (ООО «Бийскоргсинтез»); Dowtherm Q, Dowtherm A, Dowtherm T, Dowtherm G, Dowtherm J, Dowtherm HT, Dowtherm MX, Dowtherm RP («Dow Chemical Company»). Из силиконовых: Syltherm-800, Syltherm XLT, Syltherm HF (США).

Определяющими критериями при выборе ВТТ были: максимальная рабочая температура, термическая стабильность, срок службы, эффективность теплообмена, стоимость, степень загрязнения продуктами термического разложения, прокачиваемость при низких температурах, пожароопасность, возможность сочетания высокой температуры теплоносителя с низким давлением его паров, потребность в ежегодной доливке теплоносителя в контур при эксплуатации, простота эксплуатации.

Всем из рассмотренных теплоносителей DOWTHERM и SYLTHERM присущи превосходная термическая стабильность в пределах рекомендуемого

диапазона рабочих температур, минимальное загрязнение продуктами термического разложения (силиконовые ВТТ) и, в зависимости от условий эксплуатации, срок службы в течение 10 лет и более. Наилучшие характеристики низкотемпературной прокачиваемости показали силиконовые теплоносители, хотя не потребуются дорогостоящего отключения и заморозки системы и с синтетическим органическим теплоносителем. Исходная стоимость силиконовых теплоносителей выше, чем у синтетических органических теплоносителей, однако, эксплуатация последних в некоторых случаях дешевле (доливка и замена).

Свойства теплоносителя ТЛВ-330 позволяют хранить его на открытой площадке неограниченное время, т.е. вопрос прокачиваемости в случае отключения системы в условиях низких температур вообще не стоит. Теплоносители DOWTHERM и силиконовые SYLTHERM имеют физико-химические свойства ниже, чем у ТЛВ-330: теплоноситель ТЛВ-330 имеет очень высокую термическую стабильность в пределах диапазона рабочих температур, что позволяет его эксплуатацию длительное время, а также более широкий рабочий интервал температур. Стоимость теплоносителей фирмы Dow Chemical Company выше стоимости теплоносителя ТЛВ-330. Срок службы ТЛВ-330 около 30 лет.

По результатам исследований наиболее перспективными ВТТ были признаны российский ТЛВ-330 и зарубежный аналог Dowtherm Q и T. В проектах АЭС-2006 и ВВЭР-ТОИ в качестве ВТТ выбран именно ТЛВ-330.

***Проектные решения по компоновке машзала энергоблока АЭС
в проекте ВВЭР-ТОИ***

Сравнение и оценка вариантов машинного зала с целью определения его оптимальной конфигурации проводились по техническому, коммерческому и экономическому направлениям.

Основными критериями сравнения и оценки вариантов машинного зала по техническому направлению были выбраны: возможность работы турбины с

САТЭ, мощность турбоустановки, КПД (брутто), удельный расход тепла на отпуск электроэнергии (брутто), референтность турбоустановки, срок службы основного оборудования машинного зала, длительность межремонтного цикла, весогабаритные характеристики турбоустановки и машинного зала, участие в первичном и вторичном регулировании сети, участие в импульсной разгрузке по командам противоаварийной автоматики, маневренные характеристики турбоустановки, коэффициент готовности, возможность использования питательных турбонасосных агрегатов и БОУ малой производительности и т.д.

За критерии сравнения и оценки вариантов машинного зала по коммерческому направлению принимались: стоимость поставляемого оборудования, состав поставляемого оборудования, сроки поставки с момента оформления договорных отношений, коммерческие риски.

Основными критериями сравнения и оценки вариантов машинного зала по экономическому направлению были выбраны: капитальные затраты и их структура, распределение капитальных затрат по годам, среднегодовая величина эксплуатационных затрат и их структура, среднегодовой объем отпуска электроэнергии, выручка от реализации электроэнергии по годам (без учета предполагаемого коэффициента роста тарифов), реализованной на ФОРЭМ⁵, чистый дисконтированный доход.

В соответствии с требованиями ГК «Росатом»⁶ разработки по машзалу велись только для тихоходных турбин, поэтому для проекта ВВЭР-ТОИ были исследованы следующие варианты [44]:

- паровая турбина К-1200-6.8/25 ОАО «Силовые машины»;
- паровая турбина К-1200-6.8/25 ОАО «Турбоатом»;
- две турбины Arabelle-1200 ООО «Альстом Атомэнергомаш» с длиной лопатки последней ступени ЦНД 1431 мм и 1730 мм соответственно;
- SST5-9000 Siemens AG.

⁵ ФОРЭМ – старое название ОРЭМ.

⁶ Документ: «Технико-экономические требования к типовому проекту энергоблока ВВЭР ТОИ», утвержденным Заместителем генерального директора – директором Дирекции по ядерному энергетическому комплексу Госкорпорации «Росатом» А.М. Локшиным.

В таблице 5 приведены результаты сравнения вариантов машинного зала для тепловой мощности реакторной установки 3215 МВт.

Выбор наилучшего варианта машинного зала с той или иной турбоустановкой осуществлялся посредством ранжирования мест по каждому критерию и подсчета суммы мест.

Таблица 5 Результаты сравнения вариантов машинного зала для тепловой мощности реакторной установки 3215 МВт [44]

Наименование критерия	Поставщик оборудования машинного зала			
	ОАО «Турбоатом»	ОАО «Силовые машины»	ООО «Альстом Атомэнергомаш»	Siemens AG
Электрическая мощность на зажимах генератора, МВт	4	3	1	2
Межремонтный период, лет	3	2	1	1
Срок службы, лет	1	2	1	3
Референтность турбоустановки	1	2	1	1
Участие в первичном и вторичном регулировании частоты (маневренный режим)	2	1	1	3
Участие в импульсной разгрузке по командам противоаварийной автоматики	1	2	1	2

Наименование критерия	Поставщик оборудования машинного зала			
	ОАО «Турбоатом»	ОАО «Силовые машины»	ООО «Альстом Атомэнергомаш»	Siemens AG
Диапазон изменения расхода охлаждающей воды, т/ч	3	4	1	2
Нормативная база исполнения турбоустановки	2	2	1	3
Автоматизация технологических процессов турбоустановок	1	1	1	1
Стоимость турбинной установки	1	2	4	3
Состав поставляемого оборудования	3	2	1	1
Стоимость основного оборудования машинного зала	1	2	3	4
Стоимость строительства машинного зала	1	2	3	4
Затраты на эксплуатацию	1	1	1	1
Чистый дисконтированный доход	2	1	3	4
Итого сумма мест	27	29	24	35

Выигрышным вариантом считается тот, у которого сумма мест по всем критериям сравнения минимальная.

Оптимальным вариантом машинного зала является машинный зал с турбоустановкой Arabelle-1200 ООО «Альстом Атомэнергомаш» с длиной лопатки последней ступени 1730 мм.

В настоящее время ведутся исследования по определению оптимального режима работы данной турбоустановки с САТЭ для ВВРЭР-ТОИ.

Соответствие режимным требованиям

САТЭ допускает любой диапазон изменения электрической нагрузки на энергоблоке АЭС-2006 (практически до 100% при несении энергоблоком минимальной электрической нагрузки на уровне 20% и прироста мощности сверх номинального значения до 20%) при сохранении базовой нагрузки РУ в маневренных режимах. При этом диапазон регулирования мощности будет определяться величиной запасаемой энергии при зарядке и числом замещаемых регенеративных отборов пара в режиме разрядки.

1.2.3.3 Достоинства и недостатки САТЭ

Параллельно с техническими разработками ведущими научными организациями были сделаны экономические оценки себестоимости пиковой электроэнергии АЭС с САТЭ [35] и стоимости элементов самой САТЭ, в том числе:

- различных ВТТ;
- компоновок машзала и «острова САТЭ»;
- различных схем включения САТЭ в тракт второго контура ПТУ.

Дополнительно в рамках разработанной методики применения дифференцированных тарифов для маневренного энергоблока с САТЭ показана необходимость использования двуставочного тарифа для пиковой мощности, получаемой от использования САТЭ в виде платы за пиковую мощность и

электроэнергию из расчета размера прироста мощности сверх номинальной мощности энергоблока от применения САТЭ на АЭС-2006 [22].

По итогам выполненного обзора можно отметить следующее.

К основным достоинствам САТЭ как способу маневрирования относится:

- участие АЭС в суточном регулировании графика нагрузки с сохранением базового режима работы РУ;
- относительно низкая стоимость в сравнении с другими технологиями маневрирования;
- высокий КПД (порядка 80%).

Однако, как самой САТЭ в упомянутых проектах, так и ее технико-экономическому обоснованию присущ ряд недостатков.

Во-первых, прирост пиковой мощности во всех расчетах был ограничен форсировочными возможностями штатной паротурбинной установки номинальной мощностью 1200 МВт (5-7% сверх номинальной мощности).

Во-вторых, технико-экономическое обоснование работы энергоблока АЭС с САТЭ, выполненное без учета меняющихся рыночных условий, привело к занижению величины срока окупаемости установки в 6-8 раз [16].

1.3 Выбор и обоснование режима работы АЭС+САТЭ в энергосистеме

Ввод в эксплуатацию АЭС+САТЭ должен отвечать требованиям безопасной работы энергосистемы и учитывать интересы других участников рынка электроэнергетики. В этом разделе подробно рассмотрен режим работы ЕЭС РФ за 2010-2015 г. и даны рекомендации по режиму работы АЭС+САТЭ.

1.3.1 Моделирование неравномерности графика суточной нагрузки

Участники ОРЭМ уведомляют СО ЕЭС о предполагаемом режиме работы с указанием диапазона почасовой нагрузки (минимальное и максимальное значение мощности) генерирующего оборудования. На основе этих данных СО

осуществляет диспетчерское управление режимом работы энергосистемы и формирует для каждого участника торговый график.

Суточная неравномерность графика электрической нагрузки в энергосистеме характеризуется коэффициентом неравномерности ($K_{\text{нер}}$), равным отношению минимума (P_{min}) и максимума (P_{max}) нагрузки.

$$K_{\text{нер}} = P_{\text{min}}/P_{\text{max}}, (1)$$

Этот коэффициент зависит от сезонных колебаний, дней недели (выходные и праздничные дни, начало недели, будние дни), графиков ремонтов ЛЭП и т.п.

АЭС покрывают базовую часть графика электрической нагрузки, поэтому диапазон их почасовой нагрузки ($P_{\text{max}} - P_{\text{min}}$) значительно меньше, чем, например, у ТЭС или ГЭС. По рисунку 2 из введения видно, что величина коэффициента неравномерности для АЭС, ГЭС и ТЭС соответственно равна 0,98, 0,52 и 0,87.

САТЭ может быть использована на крупных АЭС с ВВЭР: Нововоронежской АЭС, Калининской АЭС, Балаковской АЭС и Ростовской АЭС, расположенных в ОЭС Центр, ОЭС Средняя Волга и ОЭС Юг соответственно. На рисунках 10-12 представлены графики коэффициента неравномерности суточной нагрузки за 2010-2015 г. по соответствующим ОЭС.

Видно, что значение коэффициента неравномерности лежит в диапазоне 0,6 – 0,96 в течение последних 5 лет, при средних значениях 0,75, - 0,80.

Кроме того, ввод в эксплуатацию энергоблока №4 Калининской АЭС в 2010 г. и энергоблока №3 Ростовской АЭС в 2015 г. увеличили значение коэффициента неравномерности в ОЭС Центр и ОЭС Юг.

Следовательно, с ростом доли неманевренных АЭС в покрытии графика электрической нагрузки, увеличится дефицит маневренных мощностей. И, покрывая только базовую часть графика электрической нагрузки, новые АЭС сильнее ограничат объем выработки других электростанций.

Таким образом, с точки зрения устойчивой и безопасной работы энергосистемы желателен маневренный режим работы АЭС.

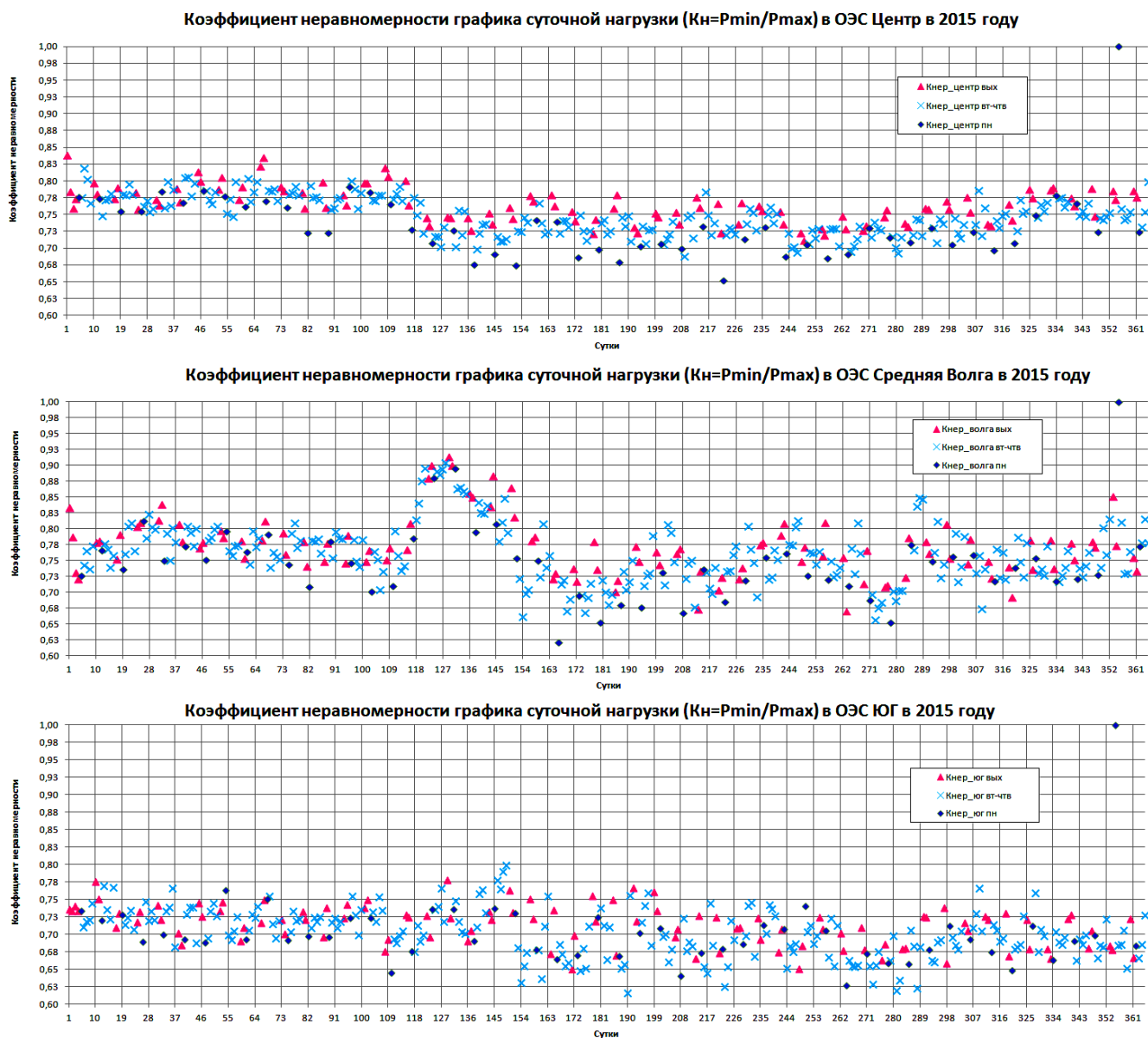


Рисунок 10 Коэффициент неравномерности суточной нагрузки в ОЭС Центр,
ОЭС Средняя Волга и ОЭС Юг в 2015 г. [69]

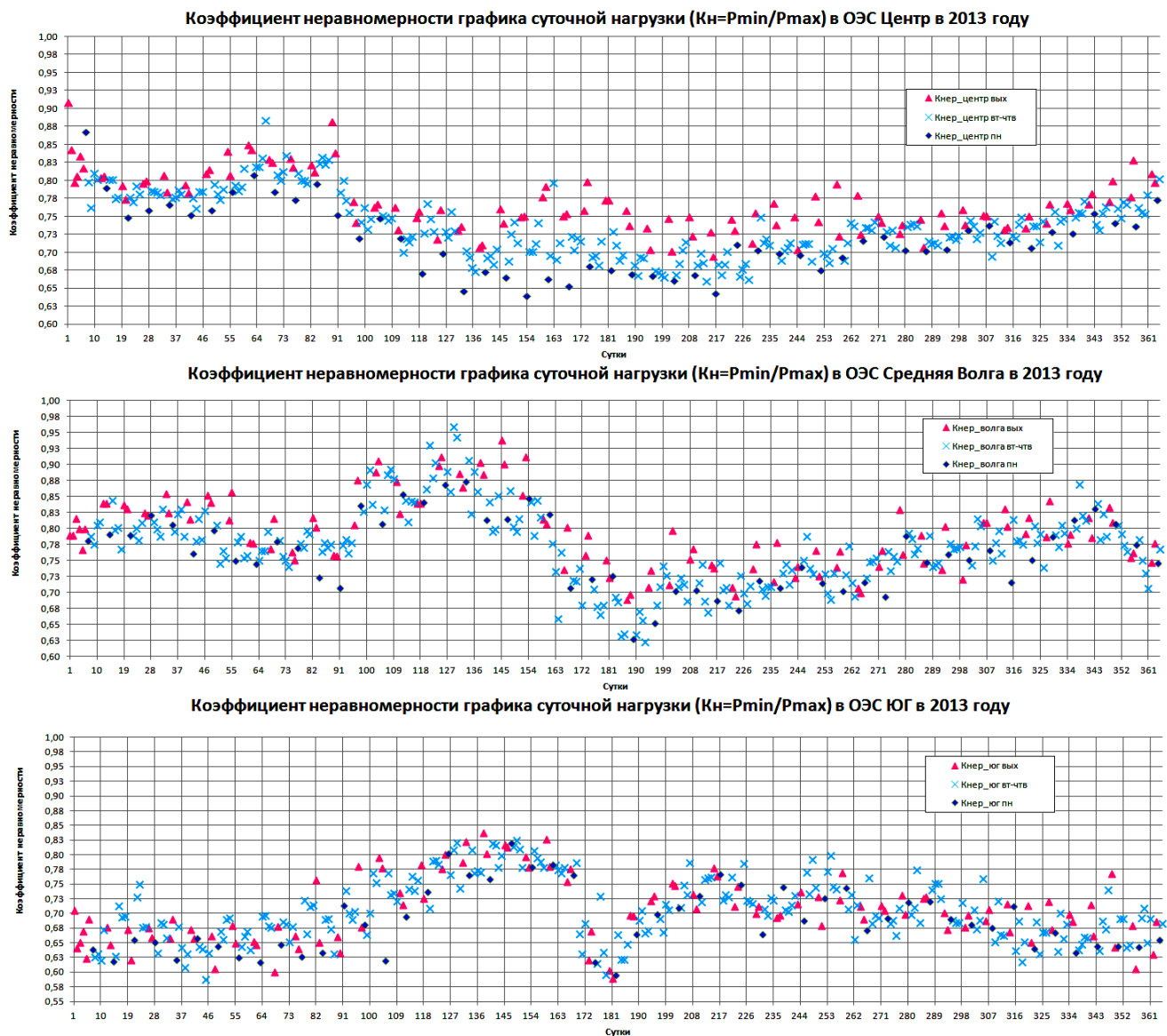


Рисунок 11 Коэффициент неравномерности суточной нагрузки в ОЭС Центр, ОЭС Средняя Волга и ОЭС Юг в 2013 г. [69]

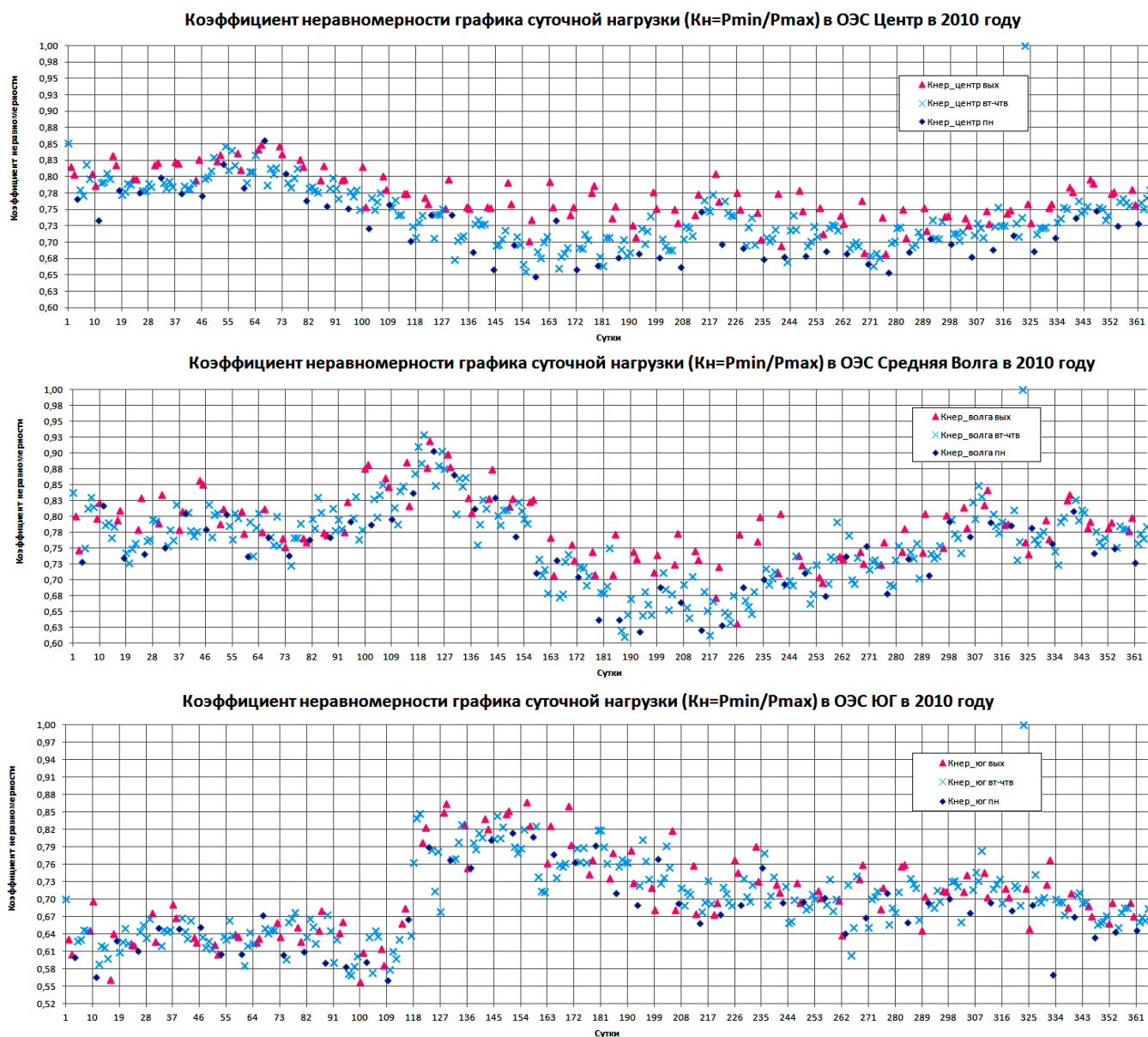


Рисунок 12 Коэффициент неравномерности суточной нагрузки в ОЭС Центр, ОЭС Средняя Волга и ОЭС Юг в 2010 г. [69]

1.3.2 Определение диапазона маневрирования АЭС+САТЭ

Для моделирования АЭС+САТЭ необходимо определить пределы ночной разгрузки и пиковой дозагрузки энергоблока, а также скорости изменения его нагрузки.

В качестве исходных данных на основе информации от СО ЕЭС [69] использованы графики электрической нагрузки ОЭС, в которых расположены АЭС с ВВЭР-1000. Для удобства анализа графики построены для характерных периодов: самых жарких и самых холодных суток, дней отопительного и

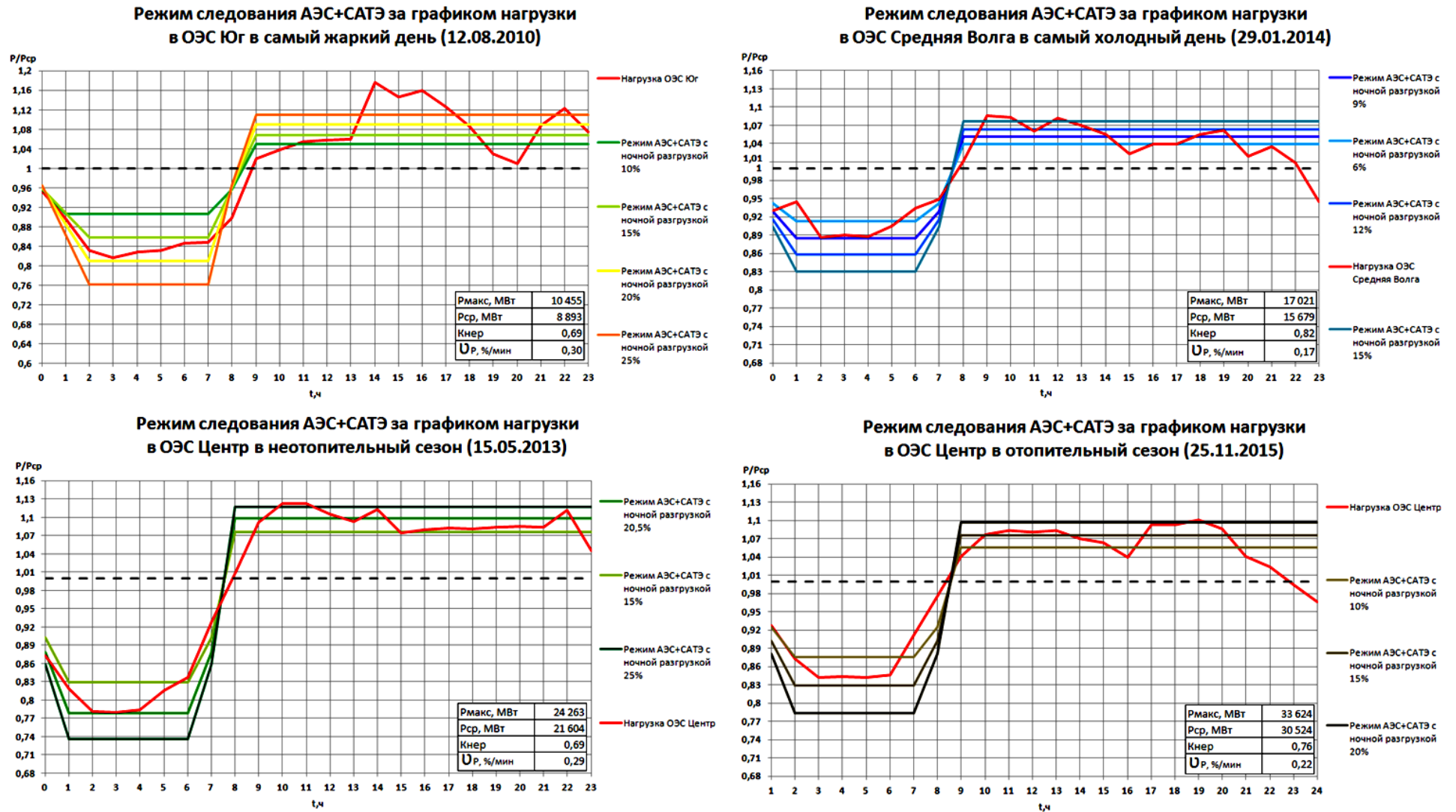


Рисунок 13 Режимы следования АЭС+САТЭ за графиком нагрузки для ОЭС Центр, ОЭС Юг, ОЭС Средняя Волга для самого жаркого дня, самого холодного дня, суток отопительного и неотапительного сезонов за 2010-2015 г.

неотопительного сезонов за период 2010 – 2015 гг. – и приведены к безразмерному виду (рисунок 13).

Переход к безразмерным величинам осуществлялся по следующему алгоритму:

$$P = \frac{P_i}{\frac{1}{24} \cdot \int_0^{23} P dt} \quad (2)$$

где P_i – мощность генерации в текущий час, МВт, t – временной интервал, ч.

Безразмерные графики электрической нагрузки ОЭС аппроксимированы ступенчатым графиком нагрузки АЭС+САТЭ по формуле

$$\int_{t_{\text{ночь}_0}}^{t_{\text{ночь}_K}} \Delta P_{\text{АЭС}} dt = \eta_{\text{САТЭ}} \cdot \int_{24-t_{\text{ночь}_0}}^{24-t_{\text{ночь}_K}} \Delta P_{\text{АЭС}} dt \quad (3)$$

отражающей тот факт, что дополнительный пиковый объем энергии равен объему запасаемой энергии в часы ночного провала графика нагрузки с учетом КПД САТЭ.

Видно, что режим следования нагрузки маневренной АЭС за графиком нагрузки энергосистемы в различных ситуациях предполагает регулировочный диапазон мощности от -25% до +20%.

Такой режим работы АЭС+САТЭ даст возможность СО меньше разгружать ТЭС и ГЭС при прохождении ночного минимума нагрузки и больший диапазон маневрирования в пиковые часы.

Следует отметить что, ввод в эксплуатацию новых атомных энергоблоков не должен нарушать мощностной баланс энергосистемы, т. е. необходимо обеспечить либо рост потребления, либо вывод из эксплуатации старых энергоблоков на величину вводимой мощности. В противном случае СО вынужден будет разгружать другие виды генерации, что вызовет негативную реакцию со стороны участников ОРЭМ. С учетом этого факта диапазон маневрирования АЭС+САТЭ может сузиться.

Скорость изменения нагрузки энергоблока АЭС+САТЭ (v_p) определяется по формуле

$$v_p = \frac{(P_{\max} - P_{\min}) \cdot 24 \cdot 100\%}{P_{\text{сум}} \cdot t \cdot 60\text{мин}} \quad (4)$$

где $P_{\text{сум}}$ – суммарная мощность генерации за сутки, МВт; t – временной интервал набора нагрузки от P_{\min} до P_{\max} , ч.

Скорость изменения нагрузки лежит в диапазоне от 0,17%/мин до 0,3%/мин. Рекомендуемая величина скорости изменения нагрузки не более 0,3%/мин.

1.3.3 Диспетчерские ограничения энергоблоков АЭС с ВВЭР - 1000

Наличие диспетчерских ограничений (ДО) увеличивает потребность ввода АЭС+САТЭ. Описание объема и характера ДО за последние 5 лет представлены ниже.

Согласно таблице 6 [69, 45] недовыработка из-за ДО для АЭС с ВВЭР -1000 за период 2010 г.-2013 г. лежит в диапазоне от 0,05% до 0,88%.

Таблица 6 Недовыработка из-за диспетчерских ограничений для АЭС с ВВЭР - 1000 за 2010 -2013 г.

Год	Наименование АЭС	Недовыработка АЭС из-за ДО,%
2010/2011	Балаковская АЭС	0,05
	Калининская АЭС	0,88
	Ростовская АЭС	0,57
2012/2013	Балаковская АЭС	0,29
	Калининская АЭС	0,22
	Ростовская АЭС	0,47
Итого		0,05-0,88

Максимальный годовой объем ДО для АЭС с ВВЭР за последние 3 года (таблица 7 [69,45]) не превысил 231тыс.МВт·ч/год, т.е. 0,12% от годового объема выработки всех АЭС.

Таблица 7. Годовой объем ДО для АЭС с ВВЭР за 2013 г. – 2015 г.

Наименование АЭС	ДО по годам, МВт·ч		
	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Балаковская АЭС	84 426,26	3 792,00	111 794,94
Калининская АЭС	57 472,84	90 079,78	84 841,61
Нововоронежская АЭС	22 085,47	1 181,00	5 566,00
Ростовская АЭС	63 214,00	116 260,77	28 277,00
Общий итог	227 198,56	211 313,55	230 479,55

На рисунке 14 представлены графики ДО различных АЭС с ВВЭР за период с

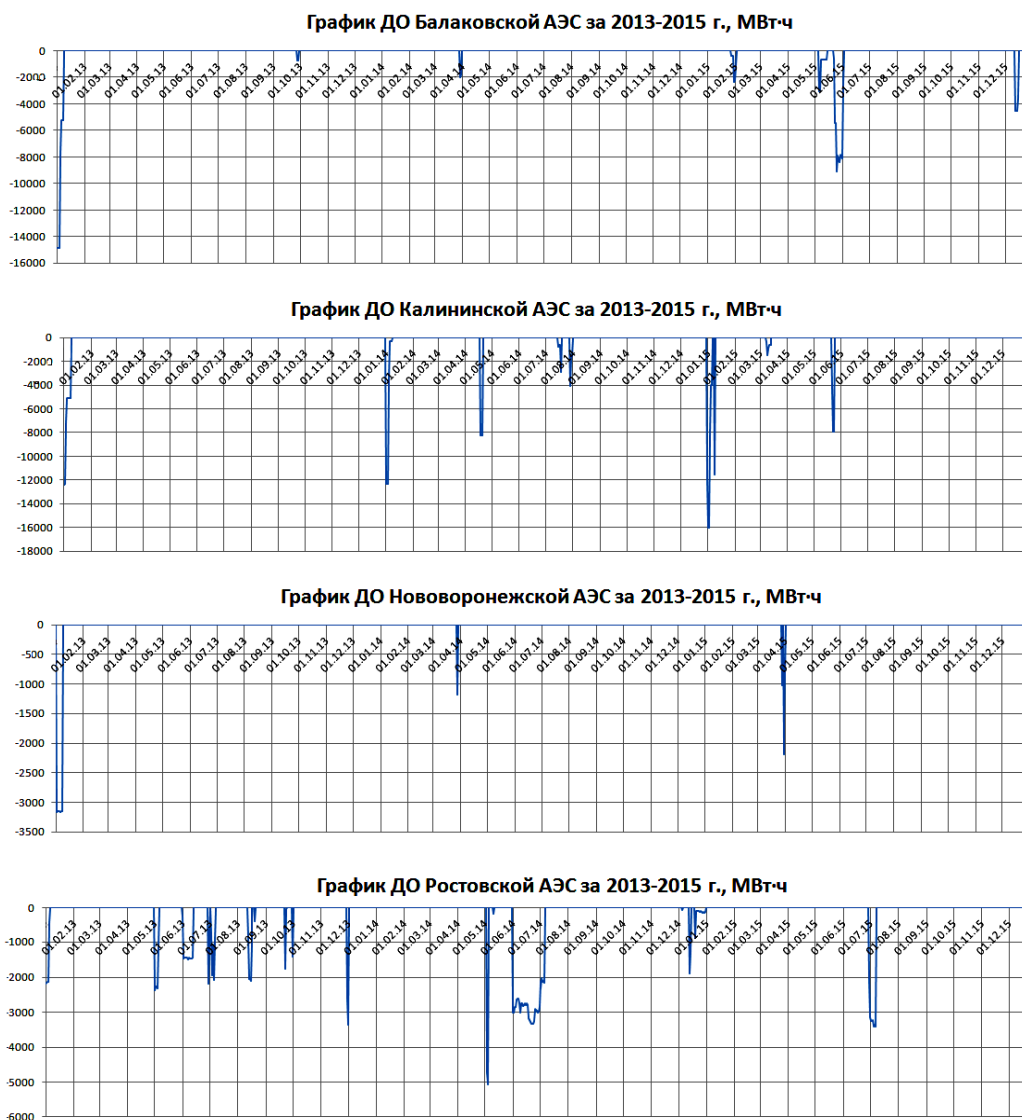


Рисунок 14 Графики диспетчерских ограничений для АЭС с ВВЭР 2013 г.- 2015г.

2013 г. по 2015 г. включительно. Видно, что ДО носят сезонный характер: паводки, праздничные дни, снижение потребления в дни с аномально высокой температурой воздуха в отопительный сезон и т.д. Да и эти ДО незначительны, т.к. в подобные периоды энергоблоки АЭС, как правило, выводятся в ремонт.

Представленные на рисунке 14 графики призваны иллюстрировать следующую мысль: на сегодня АЭС испытывает минимум диспетчерских ограничений и создание САТЭ для таких условий экономически заведомо невыгодно, поэтому все рассуждения на тему внедрения САТЭ носят прогнозный или гипотетический характер.

1.4 Актуальность, цель и задачи исследования

Анализ литературы позволяет сделать вывод, что одним из наиболее перспективных вариантов организации маневренного режима АЭС с сохранением базового режима эксплуатации РУ является использование САТЭ с ВТТ.

Однако рассмотренные варианты САТЭ обеспечивают небольшую пиковую перегрузку (5-7 % от номинальной мощности ПТУ), а их технико-экономические обоснования «грешат» излишним оптимизмом, используя в качестве исходных данных не текущую ситуацию на ОРЭМ, а некие гипотетические варианты. Более того, выполнение этих технико-экономических обоснований потребовало трудоемких технических проработок вариантов исполнения САТЭ.

Таким образом, представляется целесообразным рассмотреть более широкий спектр вариантов реализации САТЭ в составе энергоблока АЭС и разработку для этой цели удобного инструментария (математической модели и ее программной реализации), позволяющего выполнять многовариантные расчеты без трудоемких проектно-конструкторских проработок.

Как способ повышения пиковой мощности энергокомплекса АЭС+САТЭ может быть рассмотрен вариант использования в составе энергоблока АЭС ПТУ с мощностью выше номинальной мощности энергоблока.

С учетом вышеизложенного цель работы – расчетное исследование вариантов исполнения, режимов работы и способов модернизации

энергокомплекса АЭС+САТЭ в режиме суточного регулирования на примере энергоблока ВВЭР-1200 с системой теплового аккумулирования на площадке НВАЭС с учетом его воздействия на ОРЭМ.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- создание и верификация комплексной математической модели, позволяющей определить оптимальные степень форсирования оборудования и режимы работы АЭС с САТЭ с учетом:

 - технических и ценовых характеристик оборудования АЭС и САТЭ;
 - затрат на модернизацию основного оборудования АЭС и дополнительного оборудования САТЭ;
 - рыночных условий;

- выполнение многовариантных расчетов с целью определения оптимальных технических и режимных параметров энергокомплекса АЭС+САТЭ;
- оценка влияние вывода на ОРЭМ АЭС+САТЭ;
- выполнение расчетов с целью обоснования вариантов модернизации энергокомплекса для повышения его удельных характеристик;
- сравнение конкурентоспособности САТЭ с перспективными системами аккумулирования.

Полная формулировка модели приведена в главе 2.

1.5 Выводы к главе 1

В данной главе выполнен обзор литературы по теме работы.

- 1) Раскрыта актуальность темы АЭС в маневренном режиме. Рассмотрены различные варианты и проблемы организации такого режима как «прямыми методами» (маневрирование мощностью РУ и ПТУ), так и с использованием методов прямого и косвенного аккумулирования. Проведен патентный поиск по способам маневрирования АЭС.
- 2) Проведено сравнение основных технико-экономических показателей различных вариантов аккумулирования. Показано, что одним из наиболее перспективных методов организации маневренного режима АЭС с

сохранением базового режима эксплуатации РУ является использование САТЭ с ВТТ, удельные капитальные затраты на которую составляют 130-250 \$/кВт против 670 – 3700 \$/кВт для других технологий аккумулирования.

- 3) Выполнен анализ достоинств и недостатков САТЭ, рассмотрены некоторые варианты улучшения ее характеристик. Проведен патентный поиск по способам теплового аккумулирования.
- 4) Выполнен анализ неравномерности графиков электрической нагрузки ЕЭС РФ за последние 5 лет на примере ОЭС Центр, ОЭС Юг, ОЭС Средняя Волга, в которых расположены АЭС с ВВЭР-1000. Показано, что значение коэффициента неравномерности в этих ОЭС лежит в диапазоне 0,6 - 0,96 при среднем значении 0,75 – 0,8.
- 5) Аппроксимация характерных суточных графиков электрической нагрузки энергосистемы ступенчатым графиком нагрузки АЭС с САТЭ показала, что потенциальный диапазон маневрирования лежит в диапазоне от -25% до +20%.
- 6) Показано, что на сегодня АЭС с ВВЭР-1000 испытывают минимум диспетчерских ограничений (за период с 2013 г. по 2015 г. диапазон ДО суммарно составляет от 227 198,56 МВт·ч в год до 230 479,55 МВт·ч в год). В этих условиях (при близких значениях цен электроэнергии в ночные и пиковые часы графика электрической нагрузки) внедрение САТЭ носит прогнозный или гипотетический характер.
- 7) По результатам анализа обоснована актуальность темы исследования и сформулированы его цель и задачи.

Глава 2 Модель оптимизации энергокомплекса АЭС+САТЭ

Термины и определения

Для однозначного понимания формулировки задачи оптимизации и ее дальнейшего решения, необходимо предварительно пояснить смысл используемых терминов, т.к. подходы к определению и наименованию некоторых параметров с технической (классические инженерные подходы) и экономической (ОРЭМ) точек зрения несколько различаются.

Технические термины

Базисный режим электростанции (далее базовый) – режим работы электростанции с заданной, практически постоянной, мощностью в течение установленного интервала времени [96].

Установленная мощность электроустановки – наибольшая активная электрическая мощность, с которой электроустановка может длительно работать без перегрузки в соответствии с техническими условиями или паспортом на оборудование [96].

Номинальная мощность энергоблока или турбоагрегата – та мощность энергоблока или турбоагрегата, на которой этот энергоблок или турбоагрегат может работать длительное время при соблюдении условий нормальной и безопасной эксплуатации без снижения надежности [33].

Ограничение мощности агрегата (электростанции) – значение вынужденного недоиспользования установленной мощности генерирующего агрегата (электростанции) [96].

Располагаемая мощность агрегата (электростанции) - установленная мощность генерирующего агрегата (электростанции), за вычетом ограничений его мощности [96].

Максимальная мощность установки – наибольшая мощность, на которой может работать установка в течение заданного расчетного периода времени (сутки, год, месяц и т.д.) [33].

Пиковая мощность ПТУ – максимальная мощность в пиковые часы графика электрической нагрузки.

Относительный прирост мощности ПТУ – относительное превышение пиковой мощности новой ПТУ номинальной мощности штатной ПТУ. В модели рассматриваемый диапазон относительного прироста мощности составляет от 0 до 25%.

Предел форсирования ПТУ – максимально возможная степень форсирования ПТУ.

Величина ночной разгрузки энергоблока – величина, равная снижению мощности в ночной период по сравнению с номинальной.

Дополнительные капитальные затраты – величина, равная разнице между затратами на энергоблок с ВВЭР с САТЭ и без САТЭ.

Дополнительная выручка - величина, равная разнице между выручкой от реализации электроэнергии и мощности в вариантах энергоблока с САТЭ и без нее.

Коэффициент готовности – величина, равная отношению фактического времени работы энергоблока (блок не в ремонте) за год в часах к числу часов в году.

Длительность пиковой нагрузки днём – период времени, в течение которого мощность энергоблока (ПТУ) превышает номинальную.

Длительность разгрузки энергоблока – период времени, в течение которого мощность энергоблока (ПТУ) ниже номинальной.

Длительность зарядки САТЭ – время в период ночного провала, за которое происходит полная зарядка САТЭ.

КДО – коэффициент диспетчерских ограничений – количественный параметр, определяемый разностью единицы и диспетчерских ограничений энергоблока, равных отношению мощности энергоблока, необходимой для работы в сети, (требуемой диспетчером энергосистемы), к номинальной мощности. Например, когда требуемая диспетчером разгрузка равна 50% от номинальной мощности, тогда $KDO=0,5$.

Термины ОРЭМ

Предельная мощность энергоблока ($N_{\text{пред}}$) – мощность энергоблока, зафиксированная по результатам технических испытаний энергоблока, отличная от установленной мощности энергоблока [54].

Мощность энергоблока, заявляемая на КОМ ($N_{\text{КОМ}}$), определяется как разность установленной мощности энергоблока и отклонений (например, сезонных) [55].

Невыполнение требований по готовности (НВ) энергоблока – отклонения мощности энергоблока от мощности, заявленной в КОМ или в ДПМ.

Потребление мощности на собственные нужды обозначим – $СН_{\text{М}}$.

Фактический объем поставки мощности ($N_{\text{факт}}$) – количество мощности, поставленной на ОРЭМ, определяемый по формуле на схеме рисунка 15 в зависимости от способа оплаты мощности [53].

Располагаемая мощность энергоблока – установленная мощность энергоблока за вычетом отклонений (например, сезонных) и ремонтных снижений мощности [96].

Потребление электроэнергии на собственные нужды обозначим – $СН_{\text{Э}}$.

Фактический объем поставки электроэнергии ($N_{\text{факт}}$) – количество электроэнергии, поставленной на ОРЭМ, определяемый по формуле на схеме рисунка 16 [53].

Режим работы АЭС с САТЭ и без САТЭ описан через составляющие: $N_{\text{баз}}$, $N_{\text{пик}}$, $N_{\text{ночь}}$ - базовая, пиковая и ночная нагрузка энергоблока АЭС соответственно.

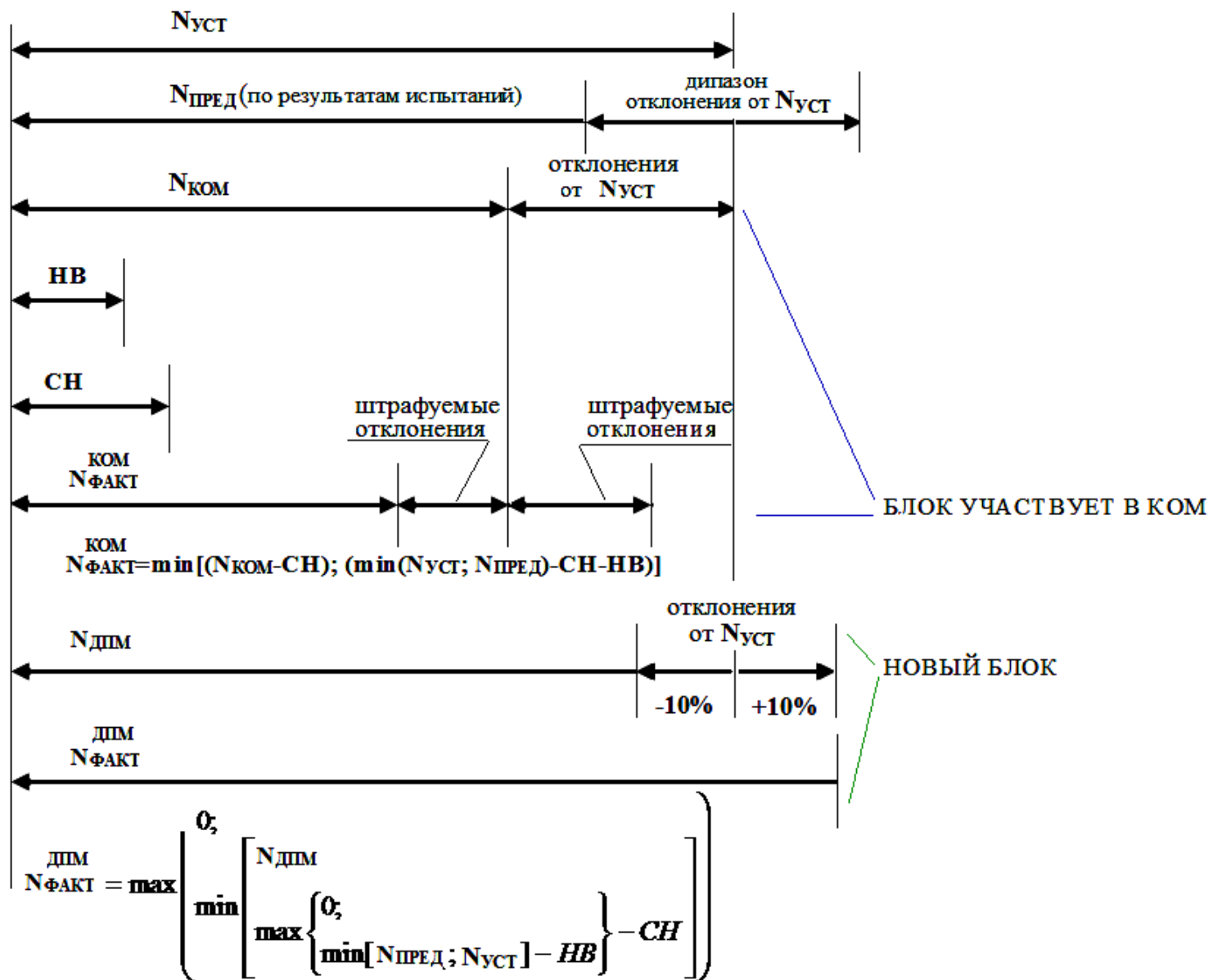


Рисунок 15 Краткая схема расчета фактического объема поставки мощности АЭС

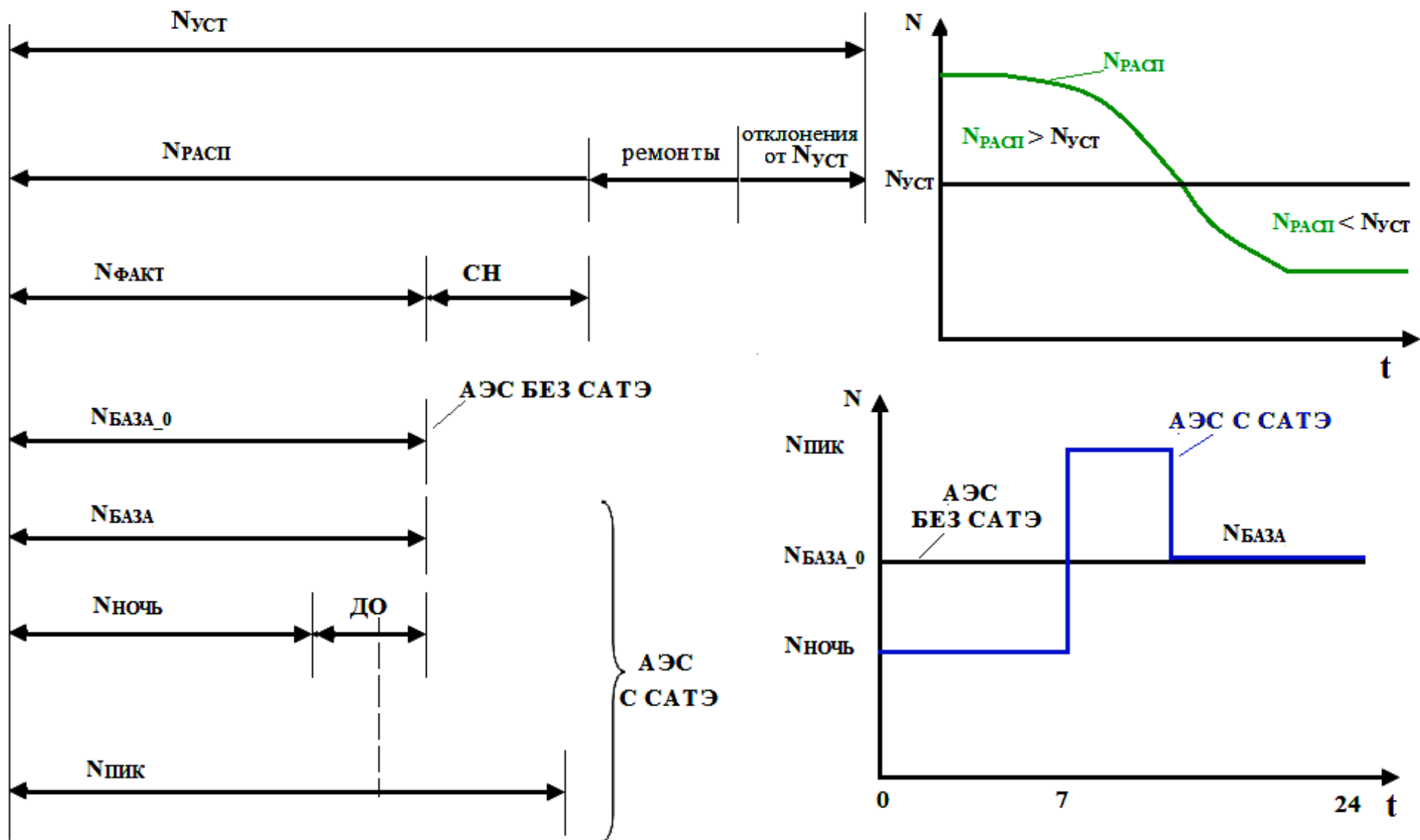


Рисунок 16 Краткая схема расчета фактического объема поставки электроэнергии АЭС

2.1 Постановка задачи оптимизации

Для заданного набора характерных суточных графиков электрической нагрузки энергосистемы, графиков диспетчерских ограничений для АЭС, затрат на модернизацию основного оборудования (ПТУ) и на оборудование САТЭ (теплообменники, ВТТ, насосы и т.д.), допустимого предела форсирования ПТУ и ценовых характеристик ОРЭМ определить следующие оптимальные параметры АЭС+САТЭ:

- величину ночной разгрузки
- длительность ночной разгрузки
- величину пиковой перегрузки
- длительность пиковой перегрузки
- температурные напоры в схеме
- состав ТАК

Оценки выполнить решением оптимизационной задачи по *критерию минимума срока окупаемости*. В качестве последнего в целях разумного упрощения модели (исключение из рассмотрения налогового окружения) использовать отношение дополнительных затрат на ПТУ с САТЭ (ΔK) к дополнительной выручке (ΔB):

$$T_{ок} = \min \left(\frac{\Delta K}{\Delta B} \right) \quad (5)$$

В качестве *базового варианта принять энергоблок ВВЭР-1200*. Как альтернативный вариант – тот же энергоблок, имеющий в составе оборудования САТЭ.

Рассмотреть *два варианта* получения дополнительной мощности: первый – путем форсирования штатной ПТУ до заданного предельного значения, сопровождаемый дополнительными затратами только на оборудование САТЭ, второй – за счет использования ПТУ исходно большей номинальной мощности, что приводит к дополнительным затратам и на оборудование САТЭ и на более дорогую ПТУ. Как и в 1-ом сценарии, предположить возможность ее

форсирования. Принять, что пределы форсирования в процентном выражении от номинальной мощности одинаковы.

Дополнительно оценить влияние АЭС с САТЭ на ОРЭМ.

В качестве *основных допущений* описываемой модели принять:

- КПД ПТУ не изменяется и равен таковому в номинальном режиме работы;
- увеличение мощности ПТУ не приводит к росту затрат на: строительство машзала, схемы выдачи мощности, пуско-наладку, ремонтное обслуживание, эксплуатацию, новый ЭГ и т.д.;
- длительность зарядки САТЭ равна длительности разгрузки энергоблока ночью.

Результаты оптимизации представить в виде сравнения технико-экономических параметров систем аккумулирования электроэнергии на основе САТЭ с альтернативными системами аккумулирования.

2.2 Математическая формулировка задачи оптимизации

2.2.1 Общий вид задачи оптимизации

Математически формулировку задачи оптимизации, используя [32], запишем в общем виде:

$$T_{окi}^{\Gamma} = \min \left(\frac{\Delta K}{\Delta B} \right)_i^{\Gamma} = \min \left[\frac{f(B, \Gamma, X, Y)}{g(B, \Gamma, X, Y)} \right]_i^{\Gamma} \quad i = 0 \dots n \quad (6)$$

$$X_{min} \leq X \leq X_{max} \quad \text{и} \quad B_{min} \leq B \leq B_{max}$$

где B – внешние параметры, не зависящие от характеристик оптимизируемого объекта; Γ – структурные управляемые параметры, X – числовые управляемые параметры, Y – решение системы уравнений, совокупность рассчитываемых параметров, i – номер варианта исполнения САТЭ (по составу ТАК, по варианту тепловой схемы и типу ПТУ). С перечислением всех переменных математическая формулировка задачи оптимизации в общем виде примет вид (7).

$$\min \left[\frac{f(N_0, \delta, t_{\text{сут}}, t_{\text{разр}}, t_{\text{пик}_{\text{нов}}}, t_{\text{пик}_0}, t_{\text{ночь}_0}, t_{\text{разгр}_0}, t_{\text{разгр}_{\text{нов}}}, \delta_{\text{пред}}, \delta_{\text{САТЭ}}, \eta, \eta_{\text{нов}}, \eta_{\text{САТЭ}_0}, \eta_{\text{САТЭ}}, k_{\text{САТЭ}}, k_{\text{ПТУ}}, K_{\text{т.о.зар}_0}, K_{\text{т.о.разр}_0}, K_{\text{ВТТ}_0}, K_{\text{ПТУ}_0}, \delta t, t_{\text{ВТТ}_{\text{max}}})}{g(N_0, \delta, \text{КДО}, K_{\text{ГОТ}}, t_{\text{сут}}, t_{\text{баз}_0}, t_{\text{пик}}, t_{\text{пик}_0}, t_{\text{ночь}_0}, t_{\text{разгр}_0}, t_{\text{пик}_{\text{нов}}}, t_{\text{баз}_{\text{нов}}}, \tau_{\text{пик}}, \tau_{\text{баз}}, \tau_{\text{ночь}}, \tau_{\text{мощ}}, \tau_{\text{мощ}_{\text{пик}}}, n, \eta_{\text{САТЭ}_0})} \right]_i^{\Gamma} \quad (7)$$

$$i = 0 \dots n$$

$$5\% \leq \delta_{\text{пред}} \leq 10\%$$

$$0\% \leq \delta \leq 25\%$$

$$0,5 \leq \text{КДО} \leq 0,9$$

$$1 \leq t_{\text{пик}_i} \leq 6 \text{ (ч)}$$

$$0 \leq t_{\text{ночь (разгр)}_i} \leq 7 \text{ (ч)}$$

$$0 \leq \tau_{\text{мощ_пик}} \leq \tau_{\text{мощ_пик_ЗГАЭС}}$$

$$\tau_{\text{min_пик}} \leq \tau_{\text{пик}} \leq \tau_{\text{max_пик}}$$

$$\tau_{\text{min_баз}} \leq \tau_{\text{баз}} \leq \tau_{\text{max_баз}}$$

$$\tau_{\text{min_ночь}} \leq \tau_{\text{ночь}} \leq \tau_{\text{max_ночь}}$$

$$t_{\text{п.в.}} \leq t_{\text{ВТТ}_{\text{max}}} \leq t_{\text{к}}$$

Где $\tau_{\text{мощ_пик_ЗГАЭС}}$ - ставка за пиковую мощность для Загорской ГЭАС; $\tau_{\text{min_пик}}$, $\tau_{\text{min_баз}}$, $\tau_{\text{min_ночь}}$ – минимальные значения цены электроэнергии по зонам суток; $\tau_{\text{max_пик}}$, $\tau_{\text{max_баз}}$, $\tau_{\text{max_ночь}}$ – максимальные значения цены электроэнергии по зонам суток; $t_{\text{п.в.}}$ - температура питательной воды; $t_{\text{к}}$ – температура конденсации пара.

К *внешним* параметрами данной оптимизационной задачи относятся:

- относительный прирост мощности ПТУ, полученный из характерных суточных графиков электрической нагрузки энергосистемы (δ);
- установленная мощность штатной ПТУ (N_0);
- цены электроэнергии ($\tau_{\text{пик}}, \tau_{\text{баз}}, \tau_{\text{ночь}}$) и мощности ($\tau_{\text{мощ}}, \tau_{\text{мощпик}}$) по зонам суток;
- диспетчерские ограничения (КДО);
- коэффициент готовности ($K_{\text{гот}}$);
- длительности пиковой нагрузки ($t_{\text{пик}}$), ночного провала ($t_{\text{ночь}_0}$) и базовой нагрузки ($t_{\text{баз}_0}$) для АЭС без САТЭ;
- число суток в году ($t_{\text{сут}}$);
- число месяцев в году (n).

В качестве *структурных* управляемых параметров выбраны:

- тип ПТУ;
- вариант тепловой схемы ПТУ+САТЭ (по способу замены РП);
- состав ТАК (ВТТ и ВТТ + засыпка).

Числовыми управляемыми параметрами:

- температурные напоры в схеме (δt);
- максимальная температура нагрева ВТТ (t_E);
- предел форсирования ПТУ ($\delta_{\text{пред}}$);
- КПД ПТУ без САТЭ (η) и с САТЭ ($\eta_{\text{нов}}$);
- КПД САТЭ с штатной ПТУ ($\eta_{\text{САТЭ}_0}$) и ПТУ большей мощности ($\eta_{\text{САТЭ}_\text{нов}}$);
- начальные затраты на оборудование САТЭ:
 - теплообменники зарядки ($K_{\text{т.о.зар}_0}$) и разрядки ($K_{\text{т.о.разр}_0}$),
 - ВТТ ($K_{\text{ВТТ}_0}$),
 - ПТУ ($K_{\text{ПТУ}_0}$);
- показатель степени, изменяющийся в зависимости от типа и характеристик оборудования ($k_{\text{САТЭ}}, k_{\text{ПТУ}}$);

- длительности зарядки САТЭ (разгрузки блока) и разрядки САТЭ ($t_{\text{пик}_0}$) с штатной ПТУ ($t_{\text{разгр}_0}$);
- длительности разрядки ($t_{\text{пик}_{\text{нов}}}$), зарядки ($t_{\text{ночь}_{\text{нов}}}$) и базовой нагрузки ($t_{\text{баз}_{\text{нов}}}$) для АЭС с САТЭ и модернизированной ПТУ.

2.2.2 Исходные данные

Исходные данные, полученные в рабочем порядке, приведены в таблице 8.

Таблица 8 Исходные данные для варианта форсирования ПТУ К – 1200 – 6,8/50 и ночной разгрузки на 62,1 МВт (э), масса ВТТ 21 600 т, млн.руб. [16].

Величина	Значение
Капитальные затраты на ПТУ мощностью 1200 МВт	12 000
Капитальные затраты на теплообменник зарядки САТЭ	232.6
Капитальные затраты на теплообменник разрядки САТЭ	234.4
Капитальные затраты на высокотемпературный теплоноситель (ВТТ)	603.36

2.2.3 Режимы работы АЭС с САТЭ и их влияние на себестоимость электроэнергии

Для того определения целесообразной величины и длительности разгрузки энергоблока в ночное время и перегрузки в дневное необходимо рассмотреть несколько параметров.

Заложенный в модель режим работы САТЭ в графике суточного регулирования электрической нагрузки энергосистемы представлен на рисунке 17.

Величина разгрузки энергоблока в период ночного провала графика электрической нагрузки энергосистемы зависит от КДО.

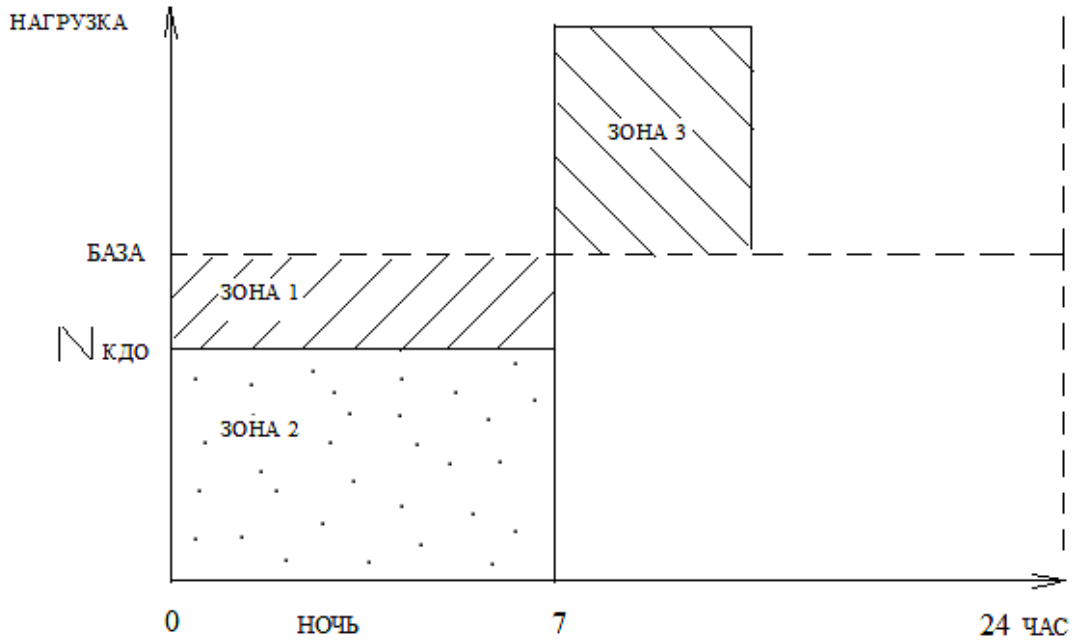


Рисунок 17 Режим работы САТЭ в графике суточного регулирования

Если мощность энергоблока ночью превышает требуемое ограничение (Зона 1), то блок разгружается до мощности, равной $N_{\text{КДО}} = \text{КДО} \cdot N$. Следствием этой разгрузки является снижение выручки от продажи электроэнергии в ночное время. Если энергоблок работает без САТЭ, то он несет убытки из-за ДО, причем, чем больше ДО, тем больше убыток. Если на энергоблоке предусмотрено аккумулирование, то эти убытки можно возместить за счет продажи электроэнергии и мощности в зоне пиковой нагрузки (Зона 3) по пиковым тарифам. Если энергоблок с САТЭ работает ночью на мощности из Зоны 2, то КДО не влияет на величину этой мощности.

На рисунке 18 приведена ЭЭХ исходного энергоблока ВВЭР-1200 и блока, оснащенного САТЭ, для различных режимов по КДО. Алгоритм ее построения представлен в приложении 3. График наглядно иллюстрирует классическое положение экономической теории: снижение отпуска электроэнергии в случае существенных ДО (т.е. снижении КИУМ) ведет к росту ее себестоимости.

Однако, в случае наличия САТЭ в составе энергоблока при тех же значениях КДО и КИУМ, чем меньше значение КДО, тем ниже себестоимость

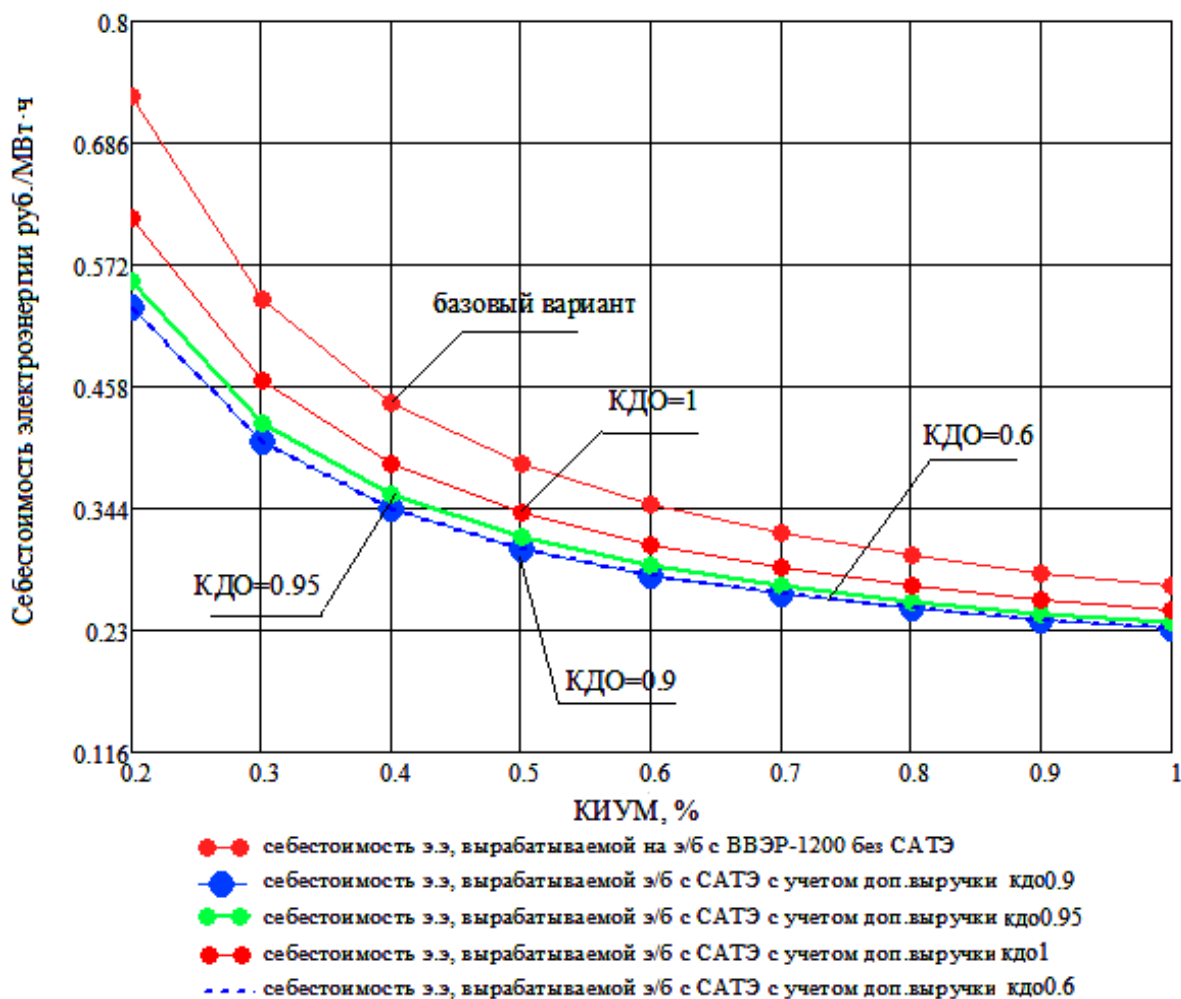


Рисунок 18 Зависимость себестоимости электроэнергии от КИУМ при различных КДО для энергоблока АЭС с САТЭ и без САТЭ

электроэнергии. Например, при значении КИУМ 0.9 и КДО=1;0.95;0.9;0.6 себестоимость электроэнергии снижается соответственно на 2 коп./МВт·ч, 3 коп./МВт·ч и 4 коп./МВт·ч. В таблице 9 приведено соответствие себестоимости электроэнергии при режимах с различными КДО и КИУМ =0.9 с режимом при КДО=0.9. Видно, что себестоимость электроэнергии при КДО=1 и КИУМ=0.9 равна себестоимости электроэнергии при КДО=0.9 (и ниже) и КИУМ=0.7.

Таким образом, САТЭ экономически целесообразна при существенных ДО, т.е. при более низких КДО.

Таблица 9. Сравнение себестоимости электроэнергии АЭС с САТЭ для режимов, различных по КДО, с режимом при КДО=0.9.

КИУМ	КДО	Себестоимость, коп/МВт·ч	Эквивалентный КИУМ по величине себестоимости
0.9	1	0.26	0.7
	0.95	0.25	0.8

Прирост мощности в пиковой зоне при прочих равных прямо пропорционален величине разгрузки энергоблока в ночной зоне, т.е. увеличение прироста мощности в дневной период сопровождается ростом величины разгрузки в ночное время, но при этом нужно учитывать влияние КДО и изменение выручки.

2.2.4 Определение ценовых параметров модели

2.2.4.1 Основные положения функционирования ОРЭМ

Для понимания описываемых ниже математической модели и используемых допущений важно понимать основные правила функционирования ОРЭМ.

В настоящее время на территории Российской Федерации действует двухуровневый (оптовый и розничный) рынок электроэнергии и мощности. Крупные поставщики электроэнергии и мощности преимущественно работают на оптовом рынке, поэтому далее розничный рынок не рассматривается.

Согласно [88] «ОРЭМ — сфера обращения особых товаров — электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии и мощности, а также иных лиц, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с Федеральным законом «Об электроэнергетике» Правительством Российской Федерации».

Оптовый рынок разделён на две ценовые зоны: первая – Европейская часть России и Урал, вторая – Сибирь. Территории РФ, на которых по тем или иным причинам функционирование конкурентного рынка невозможно, отнесены к неценовым зонам. Торговля электроэнергией в неценовых зонах осуществляется только по регулируемым ценам. Есть перечень территорий РФ, на которых оптовый рынок отсутствует, так называемые изолированные территории. На данных территориях энергетические компании не разделены по видам бизнеса и организованы в АО. АЭС (кроме Билибинской АЭС) расположены в первой ценовой зоне.

Субъектами ОРЭМ являются: поставщики, потребители инфраструктурные предприятия.

2.2.4.2 Правила и практика работы новых энергоблоков на ОРЭМ

Поставщик электроэнергии и мощности (далее – поставщик), имеющий статус «участник ОРЭМ»⁷, согласно правилам ОРЭМ [49], может продавать два товара: мощность и электроэнергию.

Рынок электроэнергии

Купля-продажа электроэнергии новых энергоблоков осуществляется на РСВ (за сутки до предполагаемых торгов [51]), на балансирующем рынке (БР) (в сутки торгов [52]) или по свободным двусторонним договорам продажи электроэнергии (СДЭ) (в часы, фиксируемые договором). Основной объем купли-продажи электроэнергии новый участник ОРЭМ, как правило, реализует на РСВ, а остальное (в т.ч. и т.н. «торговлю отклонениями») – на БР. Реже заключаются СДЭ. При любом способе реализации (кроме СДЭ, где расчет осуществляется по фиксированной в договоре цене) поставщик получает плату за электроэнергию по цене, формирующейся на каждый час, на соответствующем сегменте ОРЭМ.

⁷Участник ОРЭМ – поставщики и покупатели электрической энергии и мощности, получившие статус субъектов ОРЭМ, заключившие обязательные для участников ОРЭМ договоры и совершившие иные необходимые для осуществления торговли электрической энергией и мощностью на ОРЭМ действия в соответствии с договором о присоединении к торговой системе ОРЭМ (ПП РФ от 27.12.2010 №1172)

Управление технологическими режимами работы на ОРЭМ (в т.ч. выбор состава генерирующего оборудования, конкурентный отбор мощности, формирование резерва и т.д.) осуществляет системный оператор (СО) через объединенные диспетчерские и региональные диспетчерские управления (ОДУ и РДУ). Иными словами, энергоблок АЭС должен работать в режиме, строго согласованном с СО.

Как и всякое изменение объема генерации (потребления) по собственной инициативе, включение дополнительного пикового объема электроэнергии, вырабатываемого энергоблоком за счет САТЭ, в торговый график АЭС согласовывается с СО. Если этот объем востребован, то он реализуется на РСВ по цене электроэнергии на РСВ в соответствующей ГТП генерации (группе точек поставки генерации), в противном случае оплата этого пикового объема электроэнергии не производится.

Возможны и ситуации, в которых изменение объема генерации продиктовано внешними условиями. Например, снижение нагрузки или аварийное отключение энергоблоков, незапланированное увеличение объема потребления и т.п. Тогда АЭС+САТЭ может изменить пиковую нагрузку по требованию СО (или по согласованию с ним). Этот дополнительный пиковый объем электроэнергии будет квалифицирован как отклонение по внешней инициативе (ИБ+) и продан в торговые сутки на БР по цене равной индексу БР [52,73].

Статистика соотношения почасовых уровней цен на РСВ и на БР за 2014 год [45] показала, что 43,8% времени (3847 часов) цена электроэнергии на БР выше, чем на РСВ (таблица 10). На практике средние суточные колебания цен в пределах зоны суток (ночь, пик, полупик) на РСВ, исключая резкие скачки в связи с нестандартным режимом работы энергосистемы, лежат в пределах 200 руб./МВт·ч. То есть к существенным (более 200 руб./МВт·ч) превышениям цены электроэнергии на БР над ценой электроэнергии на РСВ в течение 2014 года, согласно таблице 10, относятся лишь 3,4% случаев (298 часов).

Таблица №10. Количество и доля часов в 2014 году, в которых цена на БР превышала цену на РСВ в различных пределах.

Диапазон отклонения цены на БР от цены на РСВ, руб./МВт·ч	Статистика по часам в 2014 году для различных диапазонов отклонений цены БР от цены на РСВ	
	Количество часов	Доля часов, %
до 200	8463	96,6
от 200 до 500	221	2,5
от 500 до 1000	50	0,6
более 1000	27	0,3

Однако попытки получения выигрыша даже от существенной разницы цен на РСВ и на БР сопровождаются определенными рисками. Проблема в следующем.

Участники ОРЭМ, зафиксировав рост цен на БР и желая «подзаработать», начинают массово подавать оперативно-ценовые заявки (ОЦЗ), принятие которых к торгам приводит к резкому увеличению объема поставки электроэнергии в некоторые часы и цена на БР может упасть до нескольких копеек (далее условно назовем это нулевой ценой).

Нулевые цены могут формироваться и на РСВ. Это своего рода дополнительная ниша (в пределах 2% часов в году) для повышения окупаемости САТЭ. Динамика часов в году с нулевыми ценами для АЭС с ВВЭР-1000 представлена на рисунке 19.

Анализ данных по продаже электроэнергии по нулевым ценам показал наличие существенных объемов такой электроэнергии и наличие тенденции к росту этого объема для новых энергоблоков.

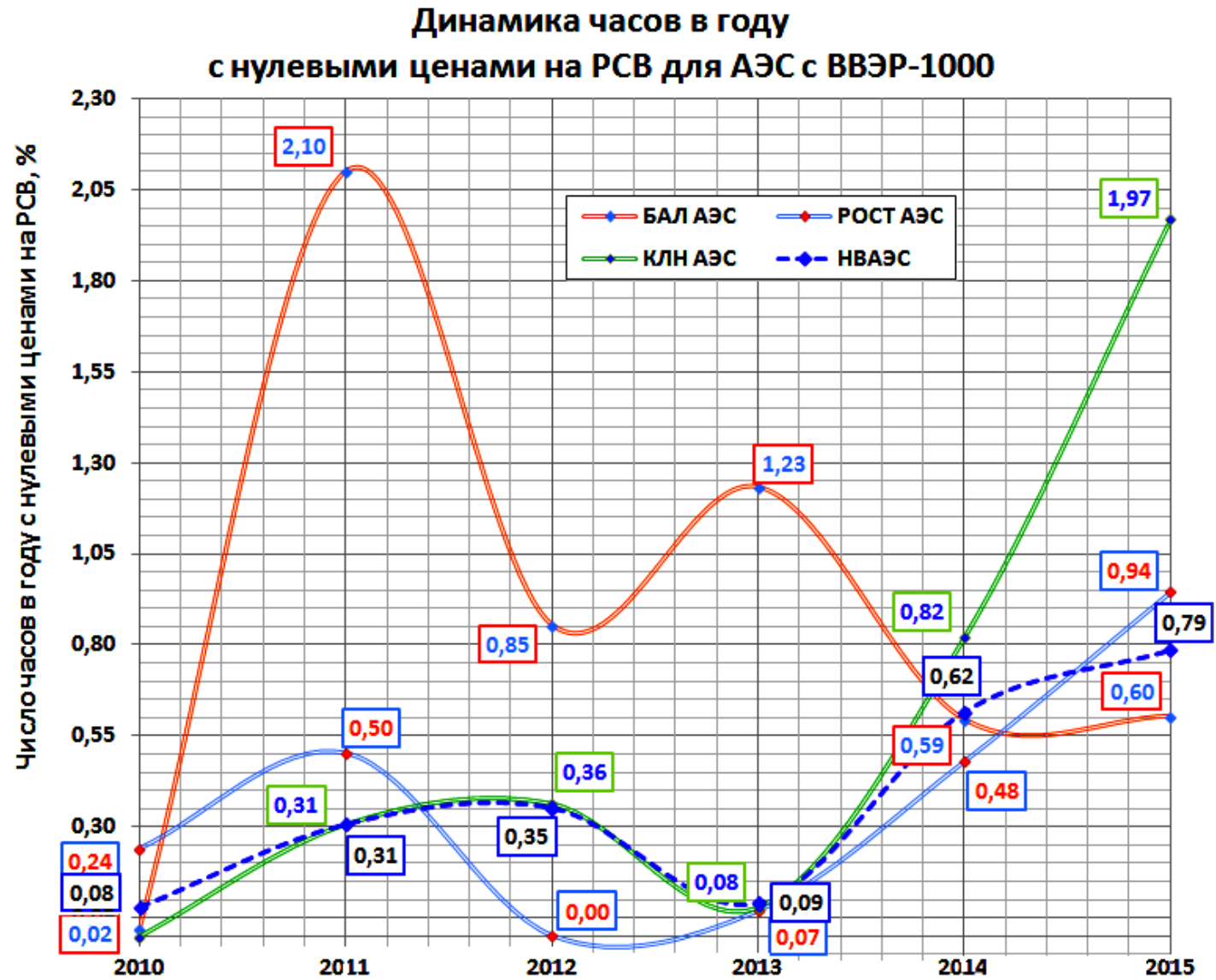


Рисунок 19 Динамика часов в году с нулевыми ценами на РСВ для АЭС с ВВЭР-1000 [45]

Потенциальный объем для аккумуляции
посредством САТЭ для АЭС с ВВЭР-1000 (МВт)



Рисунок 20 Потенциальный объем аккумуляции посредством САТЭ для АЭС с ВВЭР-1000 (средняя мощность) [45]

Экономическая целесообразность аккумулирования этой энергии посредством САТЭ и последующей перепродажи в пиковые часы несомненна (рисунок 20).

Таким образом, основной объем выручки в случае вывода АЭС+САТЭ на ОРЭМ придется на РСВ, только в редких случаях будет возможность получить дополнительную выручку на БР или сэкономить на продажах электроэнергии в часы с нулевыми ценами на РСВ.

Это означает, что в первом приближении стоит учитывать изменение цен не только на РСВ.

Рынок мощности

В настоящее время на ОРЭМ не существует специальных правил оплаты мощности новых маневренных энергоблоков.

На усмотрение участника ОРЭМ мощность новых энергоблоков может быть оплачена или по Договору купли-продажи (поставки) мощности новых АЭС (ДПМ), или по цене конкурентного отбора мощности (КОМ), в случае отказа от заключения ДПМ.

Согласно типовой форме ДПМ, плата за мощность нового энергоблока устанавливается на величину установленной мощности, заявленной в договоре [75]. Оплату мощности участник ОРЭМ получает при условии, что средний фактический объем поставки мощности в течение месяца равен величине установленной мощности. В противном случае участник ОРЭМ штрафуются.

ДПМ может быть заключен до завершения строительства энергоблока. В связи с этим допустимо отклонение фактической установленной мощности вводимого в эксплуатацию энергоблока от установленной мощности, заявленной ранее в ДПМ, в пределах $\pm 10\%$. Причем, такое отклонение не штрафуются только при условии перемаркировки⁸ оборудования энергоблока. При этом плата за мощность (сумма платежа в месяц) по ДПМ не изменится.

⁸Перемаркировка – совокупность процедур, направленных на разрешение работы энергоблока на мощности, отличающейся от установленной мощности штатной ПТУ.

В случае отказа от заключения ДПМ и успешного прохождения КОМ оплата мощности нового энергоблока осуществляется по цене КОМ при условии, что средний фактический объем поставки мощности равен величине заявленной в КОМ установленной мощности. При наличии отклонений предусмотрены штрафы. Перемаркировка оборудования энергоблока в случае его участия в КОМ допустима, но оплата мощности по цене КОМ будет зависеть от уровня новой установленной мощности.

Использование САТЭ предполагает наличие многократных существенных (более 10%) отклонений от величины установленной мощности энергоблока в течение суток, причем, больший диапазон маневрирования приведет к большему снижению среднего фактического объема поставки мощности и потенциально большим штрафным санкциям.

Таким образом, при существующих «правилах игры» эксплуатация АЭС+САТЭ «по определению» ведет к подпаданию поставщика под штрафные санкции, а использование САТЭ – экономически абсурдно. Анализ необходимых изменений в правилах рынка (например, величины т.н. перемаркировки оборудования) далеко выходит за рамки данной работы.

2.2.4.3 Основные допущения в ценовой части модели

Основные допущения, принятые далее в модели, следующие:

- отсутствуют штрафные санкции за отклонения средней фактической мощности энергоблока от заявленной установленной мощности;
- допускается использование в составе энергоблока ПТУ с мощностью, превышающей номинальную мощность энергоблока, без перемаркировки оборудования;
- плата за мощность (сумма платежа в месяц) для маневренного энергоблока с САТЭ сохраняется на уровне платы за мощность для неманевренного энергоблока с ВВЭР-1200.

2.2.4.4 Выбор ценовых параметров модели с учетом допущений

В модели использованы данные ОАО АТС на 2013 год [45]. Цена электроэнергии в базовой зоне графика нагрузки равна 950 руб./МВт·ч, в зоне ночного провала – 850 руб./МВт·ч; в пиковые часы – 1050 руб./МВт·ч. Ставка за мощность равна 247 891,86 руб./МВт·мес. и не зависит от времени суток.

В модели цена электроэнергии варьируется по зонам суток, а цена мощности приобретает переменную составляющую – цену пиковую мощности, которая может принимать различные значения в зависимости от правил ОРЭМ. В модели рассмотрены три варианта, в которых цена пиковой мощности равна:

- 1) нулю, т.е. пиковая мощность не оплачивается;
- 2) цене мощности в исходном, базовом варианте (пиковая мощность оплачивается по той же ставке);
- 3) оплачивается по отдельной ставке для пиковых установок (в расчетной модели эта величина соответствует цене пиковой мощности для ЗГАЭС и равна 84 264,65 руб./МВт·мес) или может иметь иное значение, определяемое рынком и/или регулирующими актами.

2.3 Методы моделирования

2.3.1 Метод решения оптимизационной задачи

Ввиду большого числа исследуемых параметров задача оптимизации разбита на локальные подзадачи, каждая из которых решается отдельно:

- 1 – определение оптимальной степени форсирования ПТУ, критерий оптимизации – минимум срока окупаемости (по формуле 7);
- 2 – оценка влияния АЭС с САТЭ на ОРЭМ для оптимальной мощности ПТУ;
- 3 – определение оптимальных температурных напоров по критерию минимума затрат на САТЭ (теплообменники зарядки и разрядки, ВТТ) при различном составе ТАК.

Алгоритм решения задачи оптимизации рассмотрим на примере решения части подзадачи 1. Например, варьируя относительный прирост мощности ПТУ, коэффициент диспетчерских ограничений и фиксируя остальные параметры модели (предел форсирования ПТУ, длительности зон суточного графика нагрузки, цены электроэнергии и мощности, КПД и т.д.) определяем новые значения дополнительных капитальных затрат и дополнительной выручки, по которым, найдя минимум срока окупаемости, определяем оптимальный прирост пиковой мощности. На следующем шаге фиксированные параметры принимают другие значения из заданного условием диапазона и расчет повторяется, и т.д. После чего выбирается другой набор варьируемых и фиксированных параметров, для которых повторно выполняется тот же расчет. По результатам расчета получается серия кривых срока окупаемости при различных варьируемых параметрах.

2.3.2 Метод моделирования стоимости оборудования ПТУ и САТЭ

Для оценки дополнительных затрат на комплекс ПТУ+САТЭ использовались подходы т.н. оценки стоимости (Cost Estimating), позволяющие получить некоторые (хотя достаточно грубые) оценки затрат, отталкиваясь от данных имеющегося проекта или проектных проработок в зависимости от относительного изменения мощностных и других определяющих характеристик установок, их узлов и агрегатов.

Данный подход, достаточно подробно изложенный в документе «Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems. Revision 4.2. September 26, 2007» [102], позволяет получать стоимостные оценки, не прибегая к большому объему проектно-конструкторских проработок и последующим расчетам стоимости оборудования.

Cost Estimating можно рассматривать как часть общей задачи управления стоимостью. Стоит отметить, что эти области в значительной мере пересекаются, а сами термины используются как синонимы.

Основные положения стоимостного инжиниринга и краткая историческая справка изложены ниже.

2.3.2.1 Стоимостной инжиниринг как область деятельности

Cost Estimating берет свое начало из задач прогноза стоимости крупных строительных и инженерных проектов и управления ею.

Согласно [62] «стоимостной инжиниринг - это сфера (область) деятельности по производству стоимостных расчетов (обоснований) на всех этапах осуществления инвестиционно-строительного проекта, определяющая экономические отношения среди его участников». Стоимостной инжиниринг как область деятельности базируется на правовых, нормативных и методических документах, разработанных в результате научно-исследовательских работ, деятельности профессиональных союзов и ассоциаций, с учетом трансфера знаний стран рыночной экономики».

Стоимостной инжиниринг в инженерной практике начал свое существование в 50-х годах. В 1956 г. была создана Международная ассоциация по стоимостному инжинирингу – AACE International [62], а в 1976 г. был создан Международный Конгресс по стоимостному инжинирингу (ICES) как Всемирная конфедерация стоимостного инжиниринга, для изучения управления инженерными проектами. За годы существования подобных организаций был разработан ряд методик в этой области.

AACE International – самое крупное в мире сообщество профессионалов в области стоимостного инжиниринга: объединяет более 8 700 членов из 84 стран и более 80 локальных отделений со всего мира.

В России отделение AACE International - Международная ассоциация развития стоимостного инжиниринга МАРСИ – открылось в 2007 г. по инициативе Группы компаний ПМСОФТ и находится в Москве [68].

2.3.2.2 Основы методологии Cost Estimating

Методология Cost Estimating в большей степени нацелена на прогноз стоимости инженерных, нежели строительных проектов, в которых основное значение имеет учет изменения параметров оборудования, а не строительных объемов и/или прогноз изменения цен во времени.

В данной работе математическая модель по стоимостной части построена на основе методики **Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems**. Revision. 4.2. September 26, 2007 [102].

Этот метод моделирования был разработан в Аргентине (Grinblat et al., 2002 г.), Канаде (Duffey, 2003 г.) и во Франции (Nisan et al., 2003). Подобные виды оценки были также предложены в США для концепции реакторов (Yoder et al., 2002 г.) и используются DOE для других передовых энергетических систем (Williams, 1984, и Delene et al., 1988).

Суть этой методики состоит в следующем. При разработке какой-либо новой типовой инженерной установки до ее изготовления и внедрении в промышленность необходимо, помимо всех технических исследований, оценить ее стоимостные характеристики. Для этого поэтапно выполняются следующие действия.

1) Имеющиеся статистические данные по ценам оборудования определенных типов (насосы, теплообменники, клапаны) и различных параметров (мощность, диаметры сечений и проч.), собранные в единую базу данных, аппроксимируются простыми зависимостями, как показано в примере на рисунке 21.

Зависимости могут быть получены для оборудования практически любого типа, в т.ч. достаточно крупного (например ПТУ).

2) Производится декомпозиция исследуемого объекта на изменяемые и неизменяемые элементы.

3) Проводится пересчет стоимости объектов с использованием упомянутых зависимостей по следующему принципу.

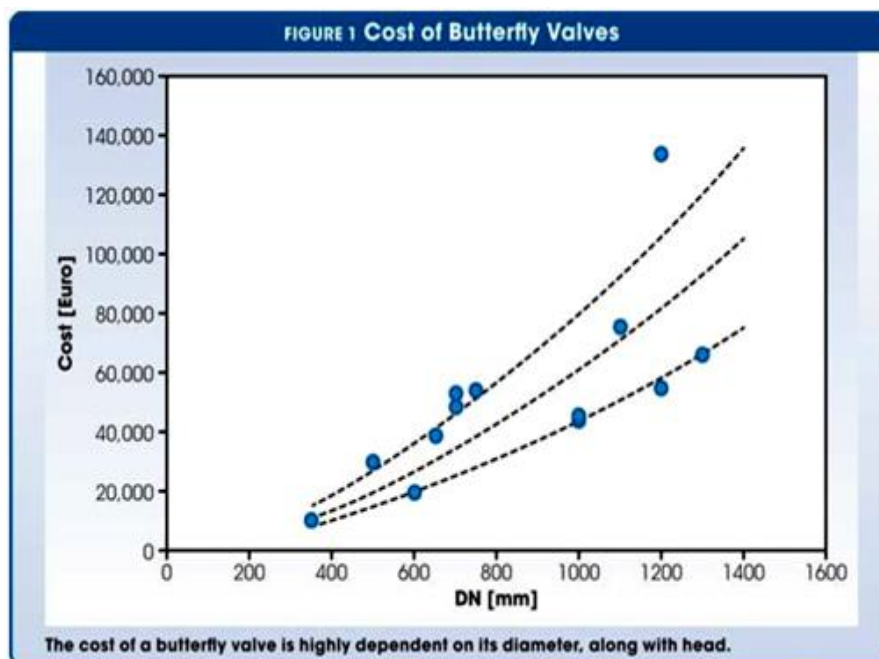


Рисунок 21 Пример аппроксимации стоимости клапана (butterfly valve) при изменении размеров проходного сечения [111]

Стоимости нового технологического оборудования и комплексных технологических систем связаны со стоимостью типовых вариантов с помощью корректировки затрат по изменению размеров оборудования, мощности установки, ремонтов и др. аспектов степенной зависимостью:

$$C = A + (B \cdot P^n) \quad (8)$$

где C - стоимость объекта,

A - фиксированная составляющая стоимости компонента исходной установки,

B - переменная составляющая стоимости установки,

P - отношение параметра новой установки, определяющее переменную составляющую стоимости, к параметру исходной установки,

n - показатель степени, который отражает характер влияния величины параметра новой установки.

2.3.2.3 Применимость методики Cost Estimating и примеры ее использования


Следует отметить, что данная концепция имеет ограничения следующего характера:

- а) применима для оборудования близких конструктивных схем;

- б) применима при сопоставимых параметрах (например, мощности теплообменников отличаются в разы, но не на порядок);
- в) имеет существенные ограничения по точности (рисунок 21), определяемые самим способом получения зависимостей.

Последние ограничения на практике могут быть в значительной степени нивелированы выполнением серии расчетов с использованием вариации цен, что сделано ниже.

Несмотря на недостатки методология Cost Estimating достаточно широко применяется для анализа затрат различных типов ЯЭУ и АЭС практически всеми странами, развивающими атомную энергетику (рисунок.22).

 **Generation IV system development in the period through 2013**











Generation IV Systems	 Canada	 China	 France	 Japan	 Korea	 Russia	 South Africa	 Switzerland	 USA	 EU
Sodium-cooled Fast Reactor (SFR)		●	●	●	●	●			●	●
Very-high Temperature Gas-cooled Reactor (VHTR)	●	●	●	●	●		●	●	●	●
Gas-cooled Fast Reactor (GFR)			●	●				●		●
Supercritical-water cooled Reactor (SCWR)	●			●		●				●
Lead-cooled Fast Reactor (LFR)				●		●				●
Molten Salt Reactor (MSR)			●			●				●

Рисунок 22 Страны, использующие методологию Cost Estimating [106]

Результаты исследований по применению методологии Cost Estimating ежегодно публикуются в годовых отчетах на официальном сайте [97], в т.ч. и тезисы выступлений представителей компании на различных международных форумах [105,106]. Приведем некоторые из них, имеющие отношение к теме

работы и иллюстрирующие применимость методологии Cost Estimating к широкому спектру задач в атомной энергетике.

На рисунке 23 представлены оценки удельных затрат на сооружение АЭС с РУ различных типов, полученные с использованием методологии Cost Estimating [107].

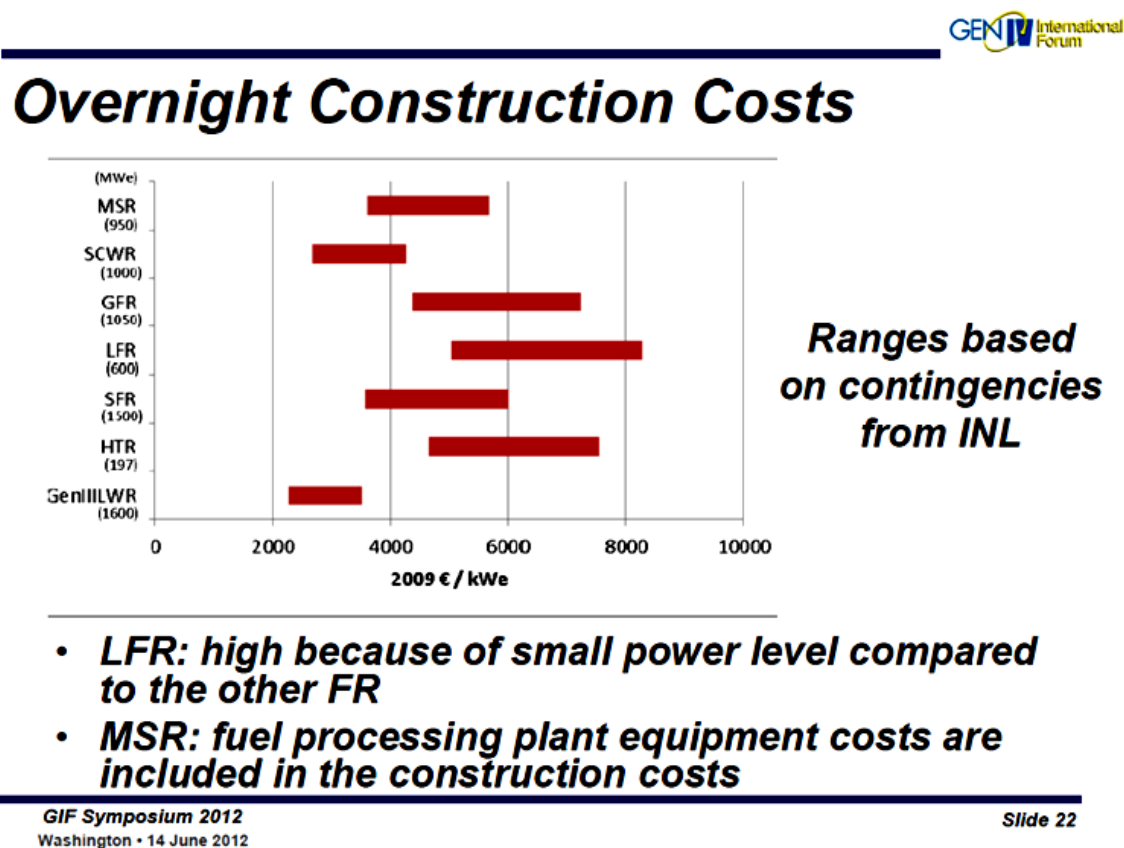


Рисунок 23 Оценки стоимости сооружения АЭС с РУ различных типов

На рисунке 24 представлены РУ различных типов, при оценке технико-экономических параметров которых в различных странах, в т.ч. и в России, применялась данная методология.

Таким образом, можно считать, что методы оценки стоимости достаточно обосновано выбраны для оценки изменения затрат на оборудование при изменении его параметров, позволяя выполнять оценки без трудоемких проектно-конструкторских проработок и калькуляций затрат. Это качество крайне удобно при решении многопараметрических оптимизационных задач, поскольку позволяет сократить требуемые вычислительные и временные ресурсы.

GEN IV International Forum Sodium Fast Reactor

■ **Integral part of the closed fuel cycle**

- Can either burn actinides or breed fissile material

■ **Designs being developed**

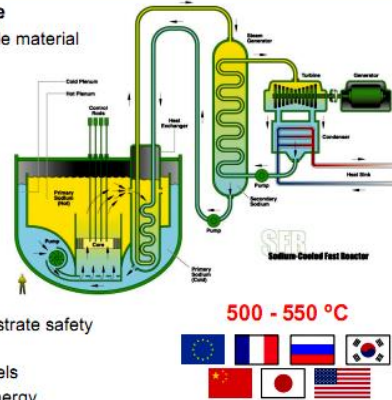
- ASTRID (France)
- JSFR (Japan)
- PGSFR (Korea)
- BN-1200 (Russia)

■ **BN-800 (Russia)**

- 2014 - Start-up expected
- 2015 - Fully operational

■ **R&D focus**

- Analyses and experiments that demonstrate safety approaches
- High burn-up minor actinide bearing fuels
- Develop advanced components and energy conversion systems



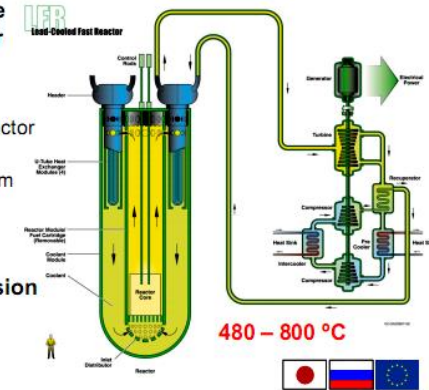
GEN IV International Forum Lead Fast Reactor

- **Lead is not chemically reactive with air or water and has lower coolant void reactivity**

■ **Three design thrusts:**

- European Lead Cooled Fast Reactor (Large, central station)
- Russian BREST-OD-300 (Medium size)
- SSTAR (Small Transportable Reactor)

- **R&D focus on materials corrosion and safety**



GEN IV International Forum Supercritical Water-Cooled Reactor

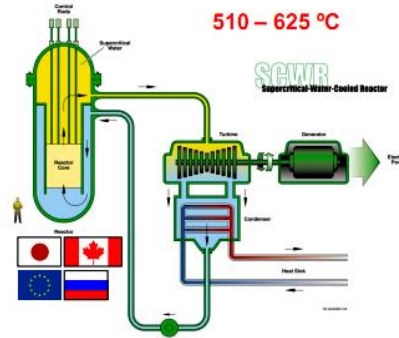
- **Merges GEN-III+ reactor technology with advanced supercritical water technology used in coal plants**

- **Operates above the thermodynamic critical point (374° C, 22.1 MPa) of water**

- **Fast and thermal spectrum options**

■ **Key technology focus:**

- Materials, water chemistry, and radiolysis
- Thermal hydraulics and safety to address gaps in SCWR heat transfer and critical flow databases
- Fuel qualification



GEN IV International Forum Molten Salt Reactor

- **High temperature system**

- High temperature enables non-electric applications

- **On-line waste management**

■ **Design Options**

- Solid fuel with molten salt coolant
- Fuel dissolved in molten salt coolant

■ **Key technical focus**

- Neutronics
- Materials and components
- Safety and safety systems
- Liquid salt chemistry and properties
- Salt processing

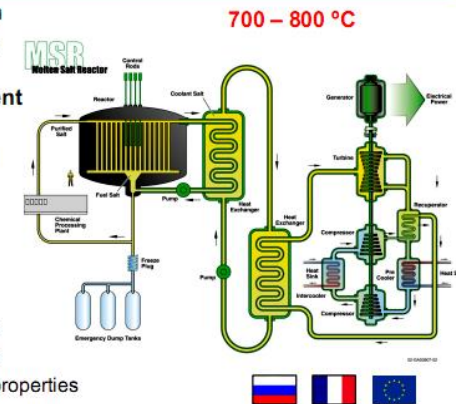


Рисунок 24 Примеры применения методологии Cost Estimating [106]

2.3.2.4 Декомпозиция комплекса АЭС+САТЭ по методу Cost Estimating

Для целей исследования достаточно выделить основные элементы: ПТУ, теплообменники зарядки/разрядки, ТАК.

На рисунке 25 приведена декомпозиция САТЭ по методологии Cost Estimating.

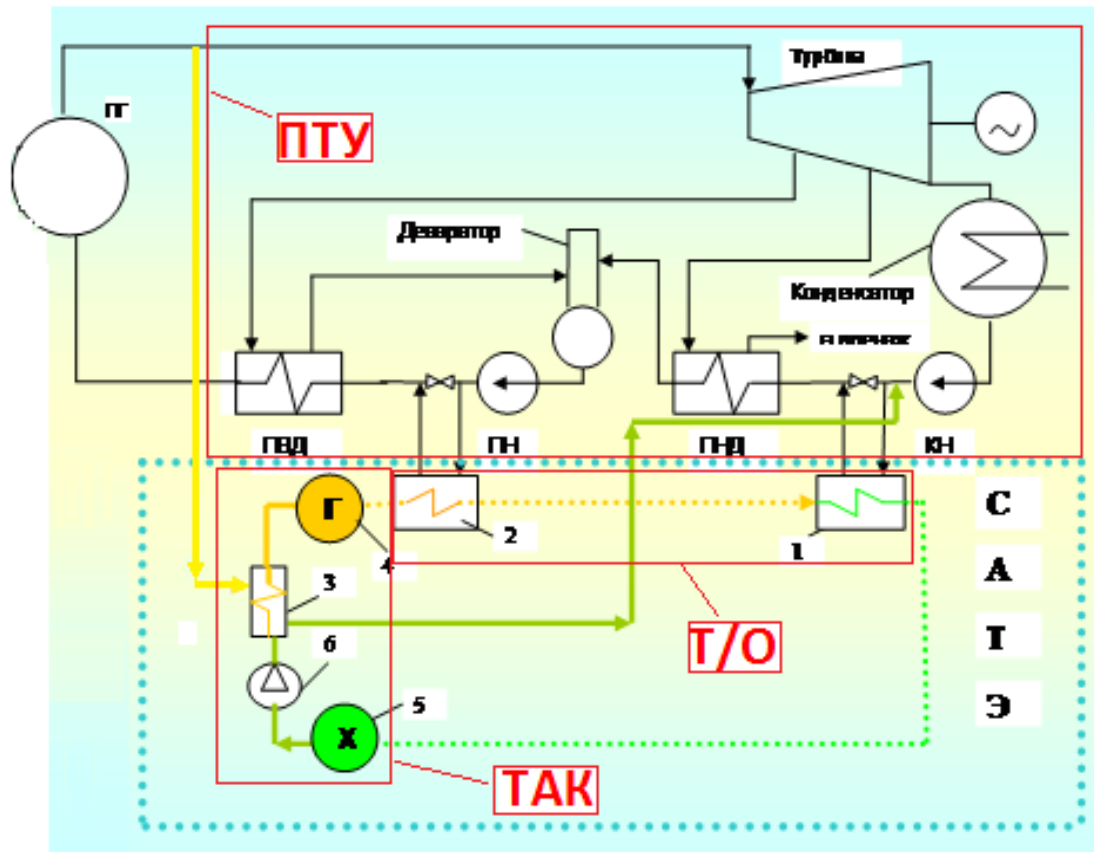


Рисунок 25 Декомпозиция САТЭ по методологии Cost Estimating

Методология Cost Estimating позволяет проводить дальнейшую декомпозицию элементов (выделить отдельно насосы, баки, цилиндры ПТУ и т.д.), однако для целей данного исследования подобная детализация представляется излишней.

В таблице 11 приведены исходные данные по техническим и степенным показателям для ПТУ и САТЭ.

Таблица 11 Значения показателей степени и технических характеристик для оборудования различных типов [102]

Тип оборудования	Параметр	Значение	Единицы измерения	Показатель степени в (8)
ПТУ	Мощность	1200	кВт(е)	0.50
Теплообменники (более 100 м ²)	Площадь поверхности	62,1	м ²	0,62
ВТТ	Масса	603,36	т	1

2.3.2.5 Алгоритм определения дополнительных капитальных затрат по методологии Cost Estimating и дополнительной выручки

Алгоритм определения дополнительных капитальных затрат

С использованием подходов Cost Estimating алгоритм определения капитальных затрат следующий.

Дополнительные затраты на комплекс АЭС+САТЭ есть сумма дополнительных затрат на ПТУ, теплообменники зарядки и разрядки САТЭ и ВТТ (здесь и далее все капитальные затраты измеряются в рублях РФ):

$$\Delta K = \Delta K_{\text{ПТУ}} + \Delta K_{\text{т.озар}} + \Delta K_{\text{т.оразр}} + \Delta K_{\text{ВТТ}} \quad (9)$$

Далее, дополнительные капитальные затраты на ПТУ:

$$\Delta K_{\text{ПТУ}} = K_{\text{ПТУ}} - K_{\text{ПТУ}_0} \quad (10)$$

где $K_{\text{ПТУ}_0}$ - стоимость исходной ПТУ, а $K_{\text{ПТУ}}$ - стоимость новой, более мощной ПТУ, определяемая зависимостью:

$$K_{\text{ПТУ}} = \begin{cases} 0, & \text{если } \delta \leq \delta_{\text{пред}} \\ K_{\text{ПТУ}_0} \cdot (1 + \delta - \delta_{\text{пред}})^n, & \text{если } \delta > \delta_{\text{пред}} \end{cases} \quad (11)$$

где δ , $\delta_{\text{пред}}$ – относительный прирост мощности и предел форсирования исходной ПТУ,

$n = 0,5$ для ПТУ - показатель степени в формуле (8).

Капитальные затраты на оборудование САТЭ состоят из затрат на теплообменники зарядки и разрядки. Стоимость оборудования зарядки

увеличивается по отношению к исходному варианту вследствие изменения абсолютной величины разгрузки, как для случая форсирования, так и для варианта с выбором новой ПТУ, и определяется величиной исходных затрат и относительным изменением величины разгрузки энергоблока ночью по степенной зависимости (8). Аналогично стоимость оборудования разрядки определяется величиной исходных затрат и относительным изменением величины перегрузки в пиковой части графика нагрузки по той же степенной зависимости. В итоге формулы для вычисления стоимости оборудования САТЭ имеют вид:

$$K_{\text{т.о.зар}} = K_{\text{т.о.зар}_0} \left(\frac{\frac{\delta \cdot t_{\text{пик}}^{\text{нов}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^{\text{нов}} \cdot t_{\text{разгр}}^{\text{нов}}}}{\frac{t_{\text{пик}}^0 \cdot \delta_{\text{САТЭ}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^0 \cdot t_{\text{разгр}}^0}} \right)^n \quad (12)$$

где $K_{\text{т.о.зар}_0}$ - стоимость теплообменника зарядки для исходного варианта;

$t_{\text{пик}}^{\text{нов}}, t_{\text{пик}}^0$ - длительность работы энергоблока на пиковой нагрузке для новой и исходной ПТУ соответственно, ч;

$\eta_{\text{САТЭ}}^{\text{нов}}, \eta_{\text{САТЭ}}^0$ - КПД САТЭ для энергоблока с новой ПТУ и исходной соответственно;

$t_{\text{разгр}}^{\text{нов}}, t_{\text{разгр}}^0$ - длительность разгрузки энергоблока в период ночного провала для новой и исходной ПТУ соответственно, ч;

n - показатель степени для теплообменников в формуле (8) равный 0,62.

$$K_{\text{т.о.разр}} = K_{\text{т.о.разр}_0} \left(\frac{\frac{\delta \cdot t_{\text{пик}}^{\text{нов}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^{\text{нов}} \cdot t_{\text{разгр}}^{\text{нов}}}}{\frac{t_{\text{пик}}^0 \cdot \delta_{\text{САТЭ}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^0 \cdot t_{\text{разгр}}^0}} \right)^n \quad (13)$$

где $K_{\text{т.о.разр}_0}$ - стоимость теплообменника разрядки для исходного варианта;

$n=0,62$ – показатель степени.

Дополнительные затраты на оборудование разрядки/зарядки, соответственно:

$$\Delta K_{\text{т.о.разр}} = K_{\text{т.о.разр}} - K_{\text{т.о.разр}_0} \quad (14)$$

$$\Delta K_{\text{т.о.зар}} = K_{\text{т.о.зар}} - K_{\text{т.о.зар}_0} \quad (15)$$

Капитальные затраты на ВТТ зависят от количества теплоносителя, которое пропорционально объему запасаемой энергии, и от различных диапазона нагрева ВТТ в разных вариантах тепловых схем:

$$K_{\text{ВТТ}} = K_{\text{ВТТ}_0} \left(\frac{T_{\text{Г}} + \delta t - T_{\text{Х}}}{T_{\text{Г}_0} + \delta t_0 - T_{\text{Х}_0}} \right) \left(\frac{\frac{\delta \cdot t_{\text{ПИК}}^{\text{НОВ}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^{\text{НОВ}} \cdot t_{\text{РАЗГР}}^{\text{НОВ}}}}{\frac{t_{\text{ПИК}}^0 \cdot \delta_{\text{САТЭ}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^0 \cdot t_{\text{РАЗГР}}^0}} \right) \quad (16)$$

где $T_{\text{Г}}, T_{\text{Г}_0}$ - температуры горячего ВТТ в новом варианте схемы и исходном соответственно, °С;

$T_{\text{Х}}, T_{\text{Х}_0}$ - температуры горячего ВТТ в новом варианте схемы и исходном соответственно, °С;

$\delta t, \delta t_0$ - температурные напоры в новом варианте схемы и исходном соответственно, °С;

$K_{\text{ВТТ}_0}$ - стоимость ВТТ для исходного варианта.

Тогда дополнительные затраты на ВТТ:

$$\Delta K_{\text{ВТТ}} = K_{\text{ВТТ}} - K_{\text{ВТТ}_0} \quad (17)$$

Таким образом, дополнительные капитальные затраты зависят от:

- прироста мощности;
- способа получения этого прироста (форсирования исходной или использования новой ПТУ, варианта схемы САТЭ);
- предела форсирования исходной ПТУ;
- величины разгрузки энергоблока ночью;
- длительности разгрузки энергоблока ночью;
- длительности пиковой нагрузки.

При этом длительность и величина разгрузки определяют объем запасаемой энергии и через КПД САТЭ – величину и длительность пиковой перегрузки.

Алгоритм определения дополнительной выручки

Алгоритм определения выручки от реализации электроэнергии мощности на ОРЭМ имеет следующий вид.

Выручка за мощность:

$$V_{\text{мощ}} = \begin{cases} V_{\text{мощ}_0} = N_0 \cdot \tau_{\text{мощ}} \cdot n, & \text{без САТЭ} \\ V_{\text{мощ}} = N_0 \cdot \tau_{\text{мощ}} \cdot n + N_0 \cdot \delta \cdot \tau_{\text{мощ_пик}} \cdot n, & \text{с САТЭ} \end{cases} \quad (18)$$

где $V_{\text{мощ}}$ - выручка за мощность, руб./год;

$V_{\text{мощ}_0}$ - выручка за мощность в исходном варианте, руб./год;

$\tau_{\text{мощ}}, \tau_{\text{мощ_пик}}$ - ставка за мощность в исходном варианте и пиковая ставка соответственно, руб./МВт·мес;

n - число месяцев в году; δ - относительный прирост мощности;

N_0 - номинальная мощность ПТУ в базовом варианте, МВт.

Дополнительная выручка за мощность (руб./год)

$$\Delta V_{\text{мощ}} = V_{\text{мощ}} - V_{\text{мощ}_0} \quad (19)$$

Выручка за электроэнергию имеет составляющие по зонам суток и определяется по формуле:

$$V_{\text{э.э.}} = V_{\text{баз}} + V_{\text{пик}} + V_{\text{ночь}} \quad (20)$$

где $V_{\text{баз}}, V_{\text{пик}}, V_{\text{ночь}}$ - выручка за электроэнергию в зонах базовой нагрузки, пиковой и ночного провала соответственно, руб./год.

$$V_{\text{баз}} = N_0 \cdot \tau_{\text{баз}} \cdot t_{\text{баз}} \cdot t_{\text{сут_г}} \cdot K_{\text{гот}} \quad (21)$$

$$V_{\text{пик}} = N_0 \cdot (1 + \delta) \cdot \tau_{\text{пик}} \cdot t_{\text{пик}} \cdot t_{\text{сут_г}} \cdot K_{\text{гот}} \quad (22)$$

$$V_{\text{ночь}} = N_{\text{ночь}} \cdot \tau_{\text{ночь}} \cdot t_{\text{ночь}} \cdot t_{\text{сут_г}} \cdot K_{\text{гот}} \quad (23)$$

где $\tau_{\text{баз}}, \tau_{\text{пик}}, \tau_{\text{ночь}}$ - ставки за электроэнергию, продаваемую в зонах базовой нагрузки, пиковой и ночного провала соответственно, руб./МВт·ч;

$t_{\text{сут_г}}$ - число суток в году, сут/год; $K_{\text{гот}}$ - коэффициент готовности, равный отношению фактического времени работы энергоблока за год к числу часов в году;

$t_{\text{баз}}, t_{\text{пик}}, t_{\text{ночь}}$ - длительность работы энергоблока в зоне базовой нагрузки, пиковой и ночного провала соответственно, час/сут;

$N_{\text{ночь}}$ - мощность, выдаваемая энергоблоком ночью, МВт.

Мощность энергоблока в период ночного провала нагрузки, устанавливаемая ОДУ:

$$N_{\text{КДО}} = N_0 \cdot \text{КДО} \quad (24)$$

Мощность энергоблока в период ночного провала нагрузки, требуемая для аккумуляции энергии в таком объеме, чтобы в пиковые часы выдать прирост мощности равный $(\delta \cdot N_0)$ МВт.

$$N_{\text{ночь}} = N_0 \left(1 - \frac{\delta \cdot t_{\text{пик}}^{\text{НОВ}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^{\text{НОВ}} \cdot t_{\text{разгр}}^{\text{НОВ}}} \right) \quad (25)$$

С учетом диспетчерских ограничений мощность энергоблока в период ночного провала нагрузки определяется по следующей зависимости:

$$N_{\text{ночь_конечная}} = \begin{cases} N_{\text{КДО}}, & \text{если } N_{\text{ночь}} \geq N_{\text{КДО}} \\ N_{\text{ночь}}, & \text{если } N_{\text{ночь}} < N_{\text{КДО}} \end{cases} \quad (26)$$

Дополнительная выручка за электроэнергию:

$$\Delta B_{\text{э.э}} = B_{\text{э.э}} - B_{\text{э.э}_0} \quad (27)$$

где $\Delta B_{\text{э.э}}$ - дополнительная выручка за электроэнергию, руб./год;

$B_{\text{э.э}_0}$ - выручка за электроэнергию в исходном варианте, $(\delta = 0)$, руб./год.

Полная дополнительная выручка будет определяться суммой дополнительных выручек за электроэнергию и мощность:

$$\Delta B = \Delta B_{\text{э.э}} + \Delta B_{\text{мощ}} \quad (28)$$

2.4 Критерий оптимизации с учетом всех граничных условий

С учетом всех граничных условий критерий оптимизации (минимум срока окупаемости, определяемый как отношение дополнительных затрат к дополнительной выручке) принимает вид (29):

$$T_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{ВТТ}_0} \cdot \left(\frac{T_r + \delta t - T_x}{T_r + \delta t - T_x} \right) \cdot \varphi + (\varphi^n - 1) \cdot (K_{\text{т.разгр}} + \Delta K_{\text{т.разгр}}) + \Delta K_{\text{ПТУ}}}{N_0 \cdot \delta \cdot n \cdot \tau_{\text{мощ}}^{\text{пик}} + N_0 \cdot \delta \cdot (\tau_{\text{пик}} + \Delta \tau_{\text{пик}}) \cdot K_{\text{гор}} \cdot t_{\text{пик}} \cdot t_{\text{сут}} + N_{\text{н.конеч}} \cdot (\tau_{\text{ночь}} + \Delta \tau_{\text{ночь}}) \cdot K_{\text{гор}} \cdot t_{\text{н}} \cdot t_{\text{сут}}} \quad \text{где}$$

φ - введенный выражением для упрощения формулы параметр, определяемый

$$\varphi = \frac{\frac{\delta * t_{\text{тик}}^{\text{нов}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^{\text{нов}} * t_{\text{разгр}}^{\text{нов}}}}{\frac{t_{\text{тик}}^0 * \delta_{\text{САТЭ}}}{\eta_{\text{САТЭ}}^0 * t_{\text{разгр}}^0}} \quad (30)$$

В первом приближении срок окупаемости пропорционален начальным затратам на ВТТ и обратно пропорционален номинальной мощности ПТУ и диапазону маневрирования с множеством параметров, придающим зависимостям довольно сложный и громоздкий вид.

2.5 Выводы к главе 2

В данной главе:

- 1) Обосновано использование в качестве критерия оптимизации минимума срока окупаемости, более адекватного в современных условиях, чем классический критерий минимума удельных приведенных затрат.
- 2) Показана применимость методологии Cost Estimating к оценке изменения затрат на оборудование САТЭ и АЭС.
- 3) Выполнена декомпозиция энергокомплекса АЭС+САТЭ, на основе которой определены стоимостные параметры исходного варианта САТЭ в составе АЭС:
 - суммарные затраты на теплообменники зарядки 232,6 млн руб.;
 - суммарные затраты на теплообменники разрядки 234,4 млн руб.;
 - суммарные затраты на ВТТ 603,35 млн руб.
- 4) Анализ правил ОРЭМ показал, что существуют нормативные ограничения, препятствующие работе АЭС+САТЭ в маневренном режиме с широким диапазоном маневрирования, что делает эксплуатацию САТЭ бессмысленной в современных условиях. Преодоление этих ограничений требует существенных изменений правил ОРЭМ (в частности отмены штрафных санкций за отклонение среднего фактического объема поставки мощности от заявленной ранее

установленной мощности). В модели предполагается, что подобные проблемы решены.

- 5) Для определения ценовых параметров модели и потенциального объема аккумулирования посредством САТЭ выполнен анализ ценовой ситуации на сегментах ОРЭМ, в т.ч.:
 - статистика количества часов в году по сегментам рынка (56,2% - продажа электроэнергии на РСВ);
 - динамика часов в году с нулевыми ценами (в пределах 2%) за последние 5 лет, которые суммарно дают потенциальный объем аккумулирования на НВАЭС от 392 МВт до 745 МВт в год (средняя мощность).
- 6) Обоснован выбор следующих базовых ценовых параметров модели:
 - цена электроэнергии в базовой зоне графика нагрузки равна 950 руб./МВт·ч, в зоне ночного провала – 850 руб./МВт·ч; в пиковые часы - 1050 руб./МВт·ч.
 - ставка за мощность равна 247 891,86 руб./МВт·мес. и не зависит от времени суток.
- 7) Приведена полная формулировка математической модели.

Глава 3 Верификация модели и результаты оптимизации

3.1 Верификация расчетной модели и сравнение результатов с данными других авторов

3.1.1 Верификация модели

Математическая модель, в основу которой заложен алгоритм из главы 2, была формализована в виде расчетной программы в среде MathCad14. Текст программы представлен в Приложении 2.

Для верификации модели оценим параметры окупаемости комплекса ПТУ+САТЭ в современных условиях ОРЭМ. В качестве исходных данных для оценки примем результаты расчета из статьи профессора Чаховского В.М. [16], представляющие собой расчет по независимо разработанной альтернативной модели. Полученные оценки графически изображены на рисунке 26 и численно представлены в таблице 12.

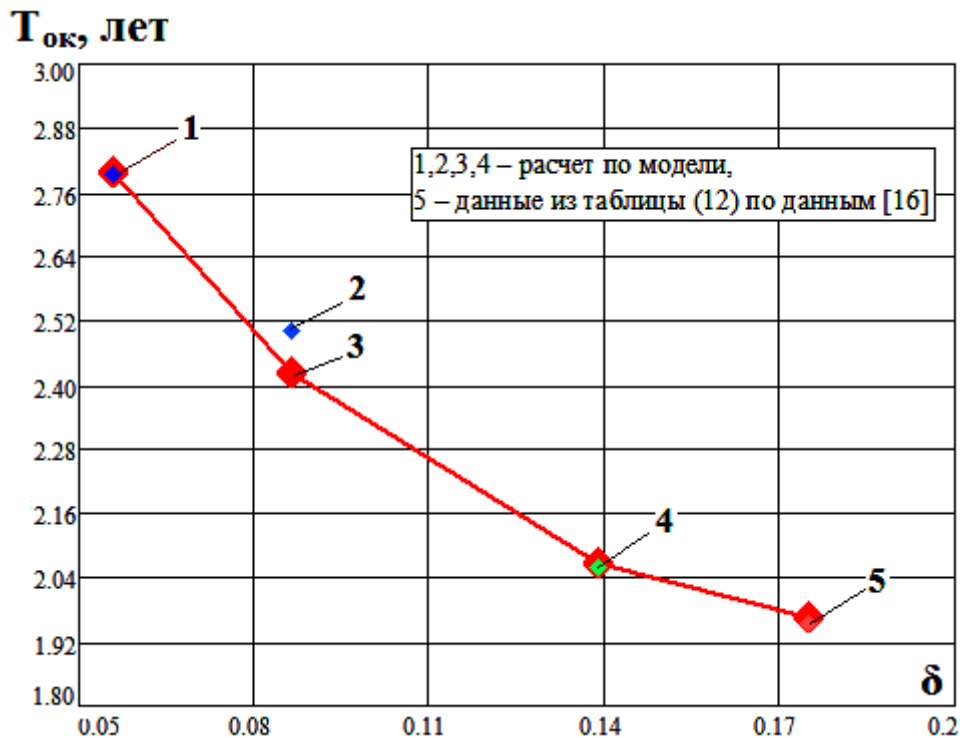


Рисунок 26 Результаты верификации модели: зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) (цена электроэнергии 165 руб./МВт·ч, цена мощности 410000 руб./МВт·мес)

Таблица 12 Результаты верификации модели

Относительный прирост мощности, %	Срок окупаемости, лет	Относительная погрешность по результатам верификации, %
5,6	2,799*/2,793**	0,214
8,65	2,424/2,501	3,177
13,9	2,065/2,06	0,242
17,5	1,964/1,954	0,509

* данные из [16];

** расчет по модели при $\tau_{\text{пик}} = 165$ руб./МВт·ч, $\tau_{\text{мощ,пик}} = 410\,000$ руб./МВт·мес

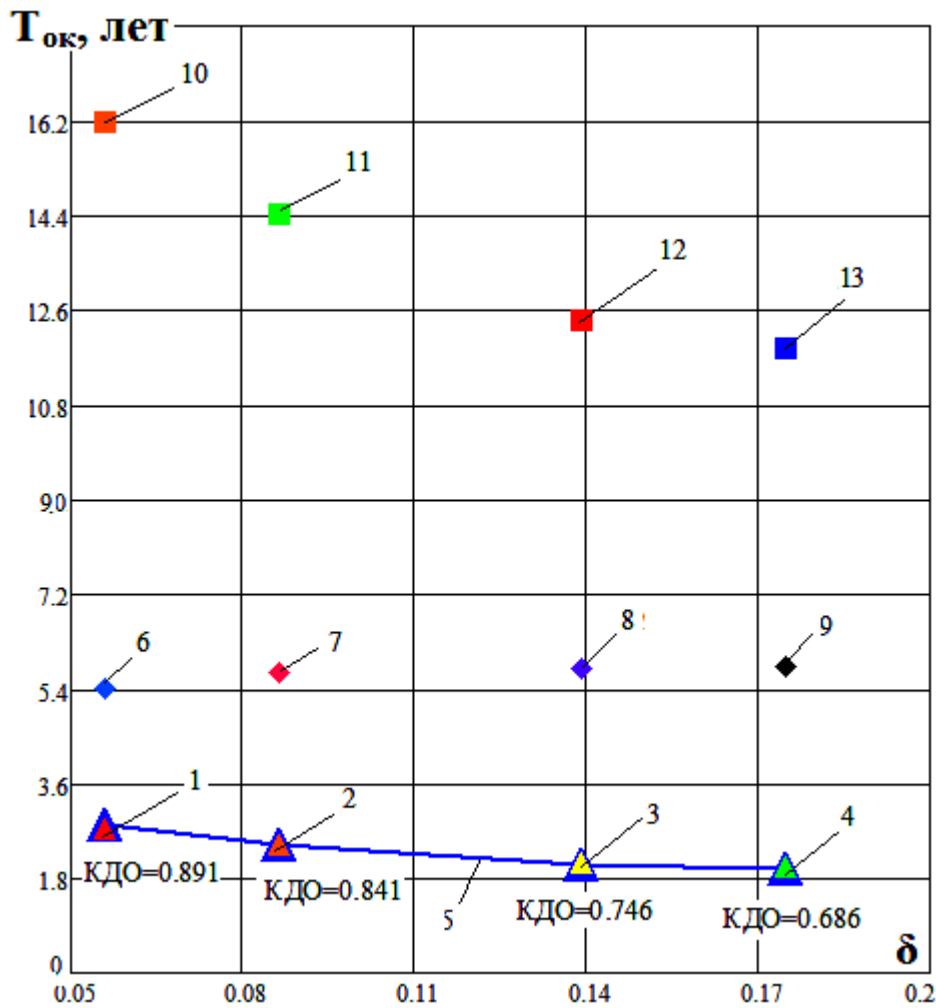
Согласно таблице 12 имеют место отклонения срока окупаемости до 3% для варианта при $\tau_{\text{пик}} = 1\,050$ руб./МВт·ч, $\tau_{\text{мощ,пик}} = 0$ руб./МВт·мес.

Таким образом, математическая модель, используемая в данной работе, может применяться для дальнейших расчетов, поскольку доказала свою состоятельность при сверке с результатами [16].

3.1.2 Оценка срока окупаемости САТЭ в реальных условиях и сравнение с данными других авторов

К недостаткам оценок технико-экономических параметров САТЭ относится использование в расчете предполагаемых (гипотетических и оптимистичных) исходных данных. В качестве иллюстрации степени оптимизма ниже (рисунок 27) приведено сравнение результатов, полученных по данным для современных условий, с результатами, полученными по данным [16].

Отклонения окупаемости для варианта с $\tau_{\text{пик}} = 1\,130$ руб./МВт·ч, $\tau_{\text{мощ,пик}} = 247\,891,86$ руб./МВт·мес достигают величины 60%, что тоже является положительным результатом (с учетом современных условий), так как срок окупаемости имеет меньшие значения, а дополнительная выручка возрастает.



- 1,2,3,4 - $\tau_{пик} = 1\ 050$ руб./($МВт \cdot час$) , $\tau_{мощ.пик} = 0$ руб./($МВт \cdot мес$)
 5 - $\tau_{пик} = 165$ руб./($МВт \cdot час$), $\tau_{мощ.пик} = 410\ 000$ руб./($МВт \cdot мес$)
 6,7,8,9 - $\tau_{пик} = 165$ руб./($МВт \cdot час$) , $\tau_{мощ.пик} = 84\ 264,65$ руб./($МВт \cdot мес$)
 10,11,12,13 - $\tau_{пик} = 165$ руб./($МВт \cdot час$), $\tau_{мощ.пик} = 0$ руб./($МВт \cdot мес$)

Рисунок 27 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) от относительного прироста мощности ПТУ (δ): сравнение результатов [16] с результатами расчета по модели с учетом современных условий

Совпадение результатов [16] для условий цен электроэнергии и мощности 165 руб./ $МВт \cdot час$ и 410 000 руб./ $МВт \cdot мес$ соответственно с результатами для 1050 руб./ $МВт \cdot час$ и 0 руб./ $МВт \cdot мес$ объясняется тем, что цена мощности снизилась в 2 раза, а цена электроэнергии выросла в 6,3 раза. Таким образом, изменения этих цен компенсировали друг друга. К тому же авторами [16] в расчетах принято, что цена пиковой мощности равна базовой, т.е. 410 000

руб./МВт·мес, поэтому результаты их расчетов весьма точно совпали с результатами, полученными по данным для современных условий.

Если изменить выбранные в [16] сценарные условия, например, провести расчет при нулевой пиковой цене мощности, то как видно на рисунке 27 (точки 10 - 13) срок окупаемости вырастает в 6 – 8 раз; при пиковой ставке равной ставке за мощность ЗАЭС срок окупаемости увеличится примерно в 2,5 раза (рисунок 27 точки 6 - 9).

Еще одной особенностью сценарных условий в работе [16] является некорректный расчет дополнительной выручки. Она рассчитывается для некоторого гипотетического и оптимистичного сценария, предполагающего существенные ДО, т.е. по отношению в выручке, получаемой в случае «ночного провала» нагрузки, а не к базовой, как предполагается в данной работе и как это реально происходит на ОРЭМ. Дополнительная выручка в [16] рассчитывается по следующей формуле:

$$ДВ = В - В_0 + \text{Потери} \quad (31)$$

$$\text{Потери} = (1 - \text{КДО} + \delta) \cdot t_{\text{ночь}} \cdot \tau_{\text{баз}} \cdot N_0 \cdot t_{\text{сут_год}} \cdot K_{\text{гот}} \quad (32)$$

где δ – относительный прирост мощности; $t_{\text{ночь}}$ – длительность «ночного провала» нагрузки, час; $\tau_{\text{баз}}$ – цена электроэнергии днем, руб./(МВт·час); N_0 – мощность исходной ПТУ, МВт; $t_{\text{сут_год}}$ – число суток в году; $K_{\text{гот}}$ – коэффициент готовности.

Дальнейшие расчеты проводились при других сценарных условиях, поэтому представленные ниже результаты будут несколько отличаться от приведенных в данном разделе.

3.2 Результаты оптимизации

Разделы 3.2.1-3.2.2 представлены для сценарных условий, предполагающих равенство пиковой цены мощности цене мощности для АЭС.

3.2.1 Оценка влияния относительного прироста мощности в пиковой зоне графика нагрузки на параметры окупаемости

Для оценки срока окупаемости необходимо понять характер изменения полных дополнительных капитальных затрат, полной дополнительной выручки и их составляющих.

3.2.1.1 Оценка изменения дополнительных капитальных затрат

На рисунках 28-29 представлены зависимости полных дополнительных капитальных затрат и их составляющих от относительного прироста мощности ПТУ. Полные дополнительные капитальные затраты растут практически линейно с ростом мощности ПТУ (рисунок 28). При этом затраты на ПТУ (рисунок 29а), теплообменники зарядки и разрядки (рисунки 29 б,г) увеличиваются по степенной зависимости, на ВТТ (рисунок 29 в) - линейно.

Результаты расчета, для которых относительный прирост мощности ПТУ изначально не превышает предела форсирования исходной ПТУ, соответствуют горизонтальному участку графика на рисунке 29а. Дальнейший рост стоимости ПТУ иллюстрирует характерный излом в точке, где относительный прирост мощности равен пределу форсирования.

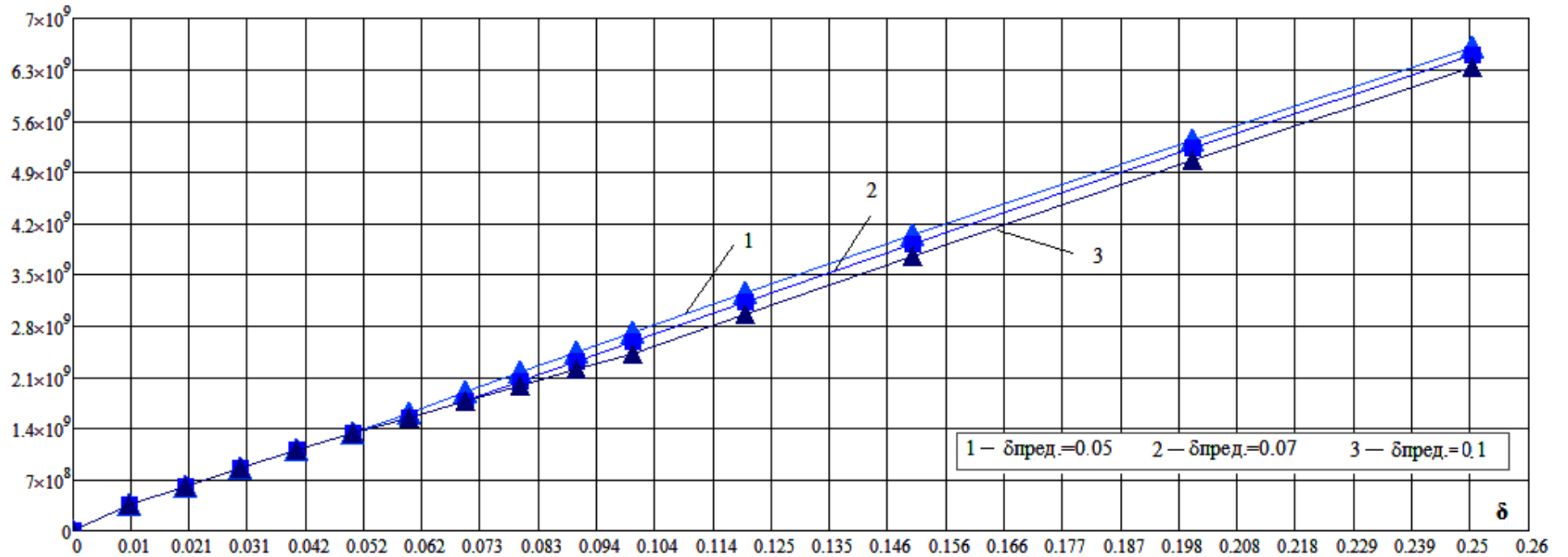
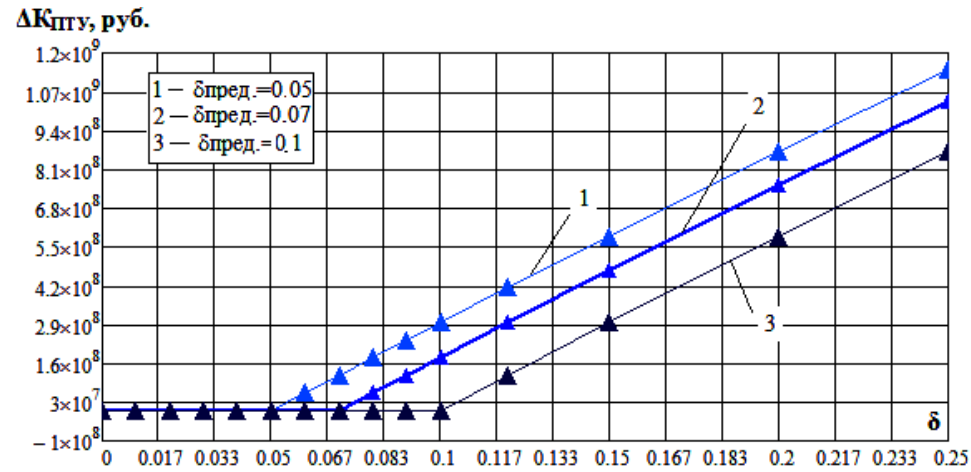
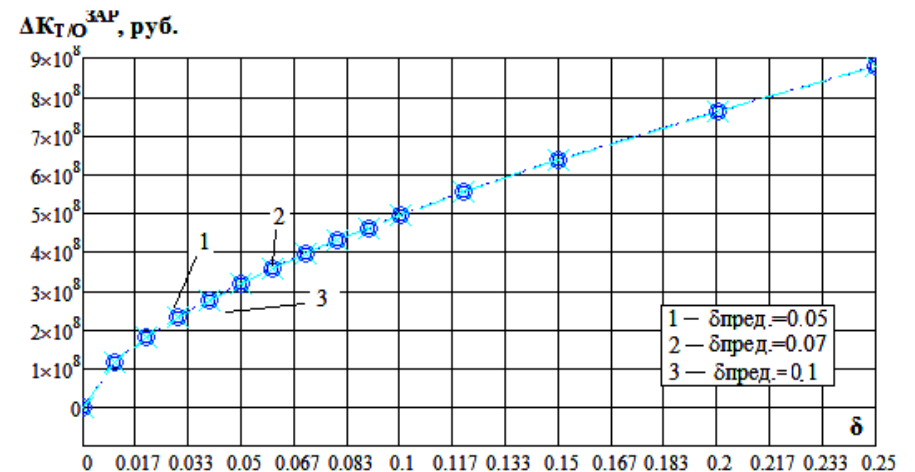
ΔK , руб.

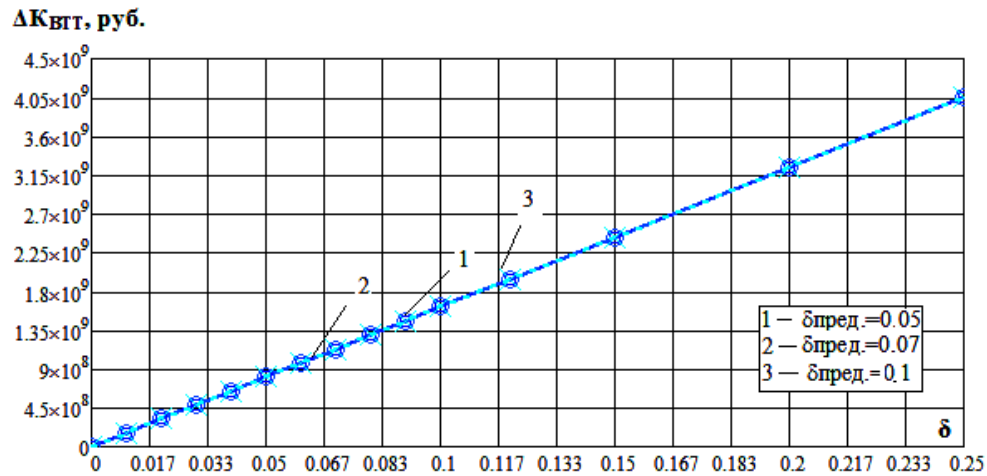
Рисунок 28 Зависимость полных дополнительных капитальных затрат (ΔK) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при различных пределах форсирования ($\delta_{\text{пред}}$)



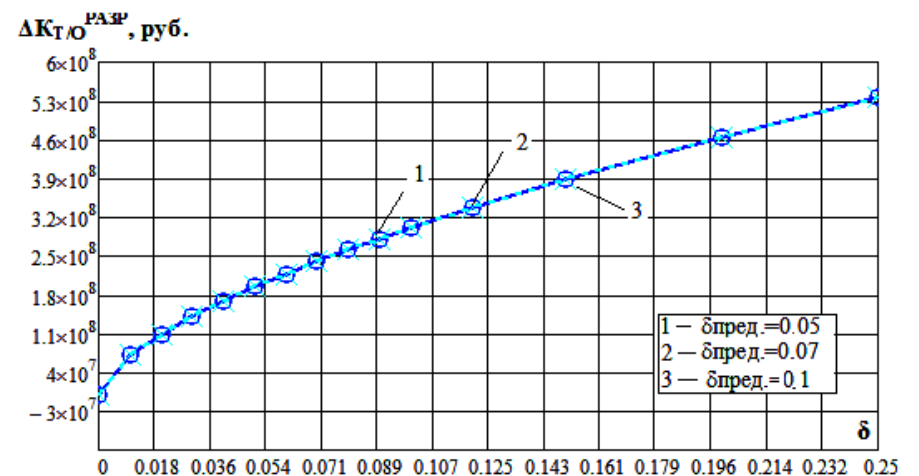
а) Дополнительные затраты на ПТУ



б) Дополнительные затраты на теплообменник зарядки



в) Дополнительные затраты на ВТТ



г) Дополнительные затраты на теплообменник разрядки

Рисунок 29 Зависимость составляющих полных дополнительных капитальных затрат (ΔK) и их составляющих от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при различных пределах форсирования ($\delta_{\text{пред.}}$)

3.2.1.2 Оценка изменения дополнительной выручки

Изменение полной дополнительной выручки за электроэнергию при варьировании степени форсирования ПТУ для различных КДО представлено на рисунках 30-31.

С увеличением прироста мощности растет выработка электроэнергии и, как следствие этого, увеличивается дополнительная выручка за электроэнергию в пиковой зоне графика нагрузки (рисунок 32); дополнительная выручка за мощность также увеличивается в случае оплаты пиковой мощности, т.к. растет ее «пиковая» составляющая выручки (рисунок 33 а). В базовой зоне нагрузки энергоблок работает на номинальной мощности и выработка не изменяется по отношению к исходному варианту, следовательно дополнительная выручка в зоне базовой нагрузки равна 0 (рисунок 33 б).

Иной характер зависимости и у дополнительной выручки в зоне ночного провала. На интервале значений прироста мощности от 0 до 12% дополнительная выручка за ночной период равна 0, а далее она отрицательна (рисунок 33 в). Это связано с влиянием ДО. Чтобы обеспечить требуемый большой прирост мощности, необходимо больше разгрузить энергоблок в ночное время суток. Если величина необходимой разгрузки превышает ту, которую устанавливает ОДУ, то выработка за период ночного провала снижается, и дополнительная выручка за это время становится отрицательной. Если требуемый прирост мощности таков, что величина разгрузки в ночной период оказывается в диапазоне разгрузки, устанавливаемом ОДУ, то выработка не меняется по отношению к исходному варианту, и дополнительная выручка за ночной период равна 0.

Вследствие того, что полная дополнительная выручка за электроэнергию есть сумма дополнительных выручек за электроэнергию по всем зонам графика нагрузки, то характер ее зависимости от прироста мощности

ДВ, руб.

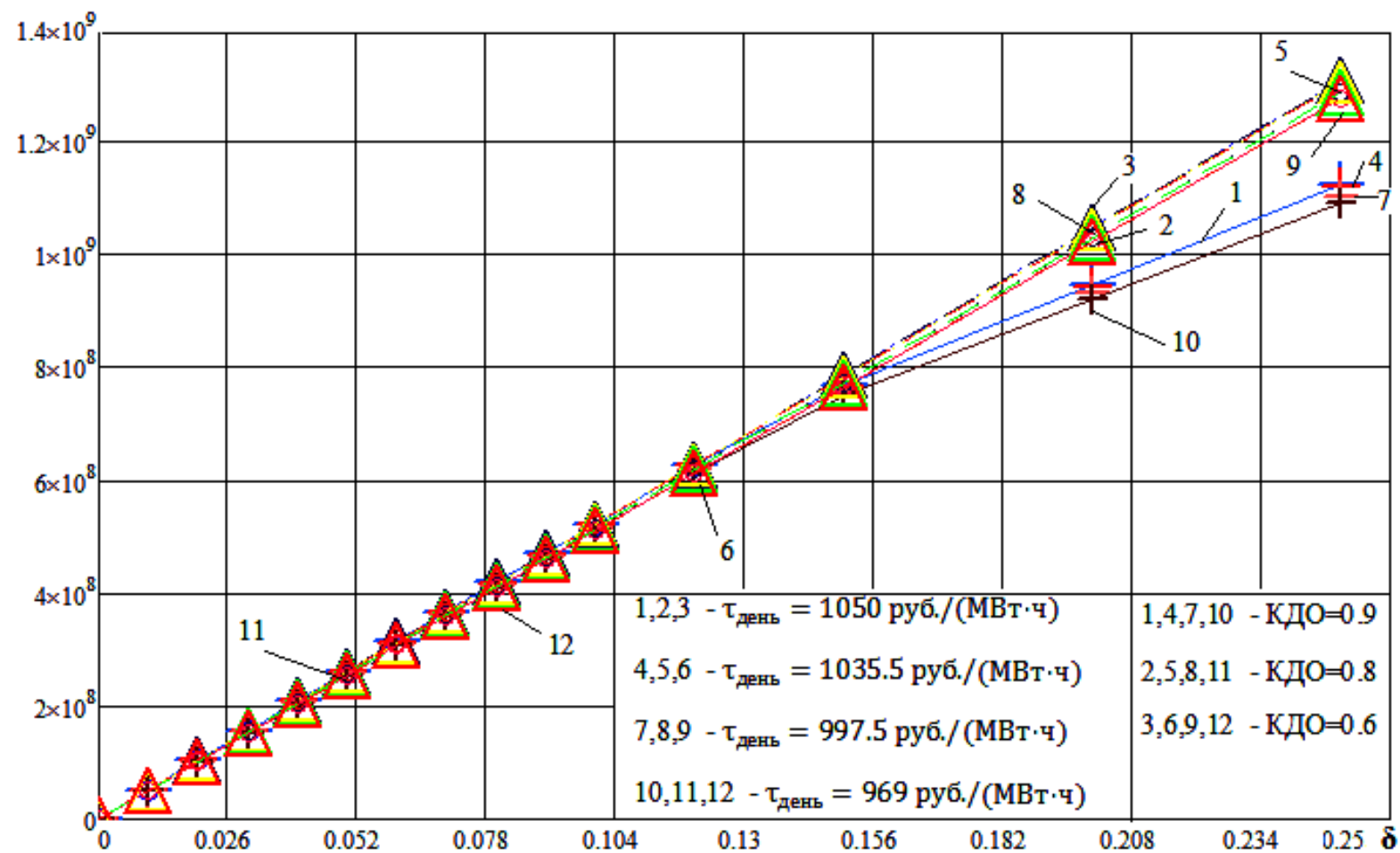


Рисунок 30 Зависимость полной дополнительной выручки (ДВ) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при различных пределах форсирования ($\delta_{\text{пред}}$), КДО и ценах электроэнергии (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность)

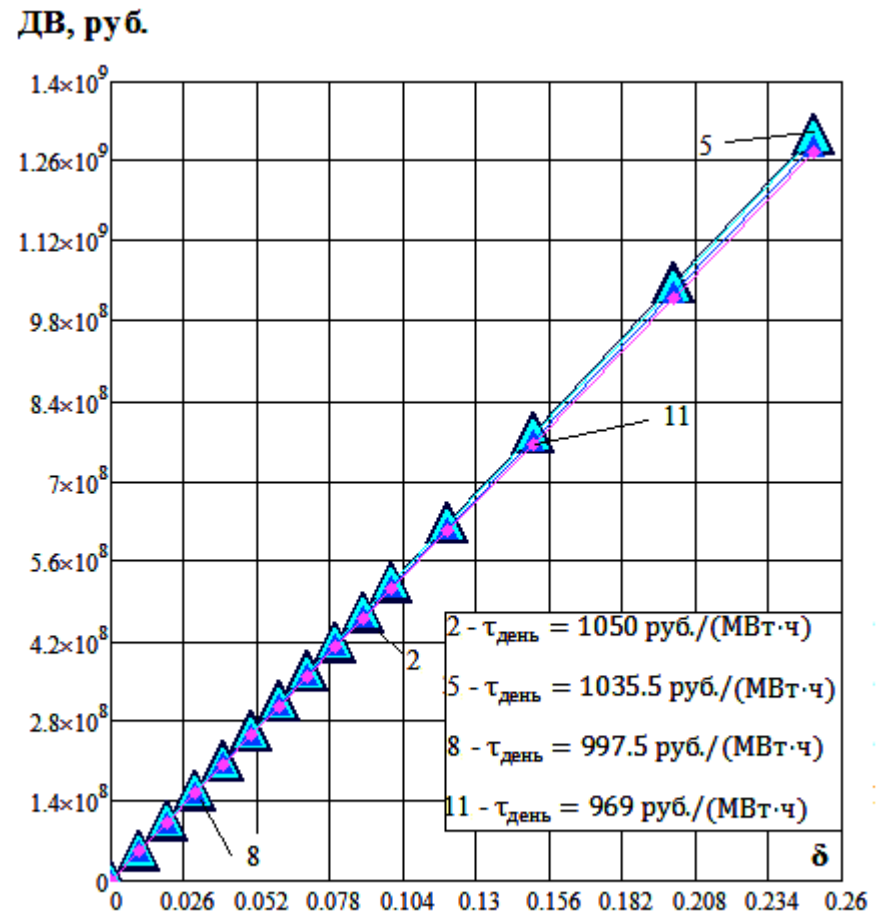
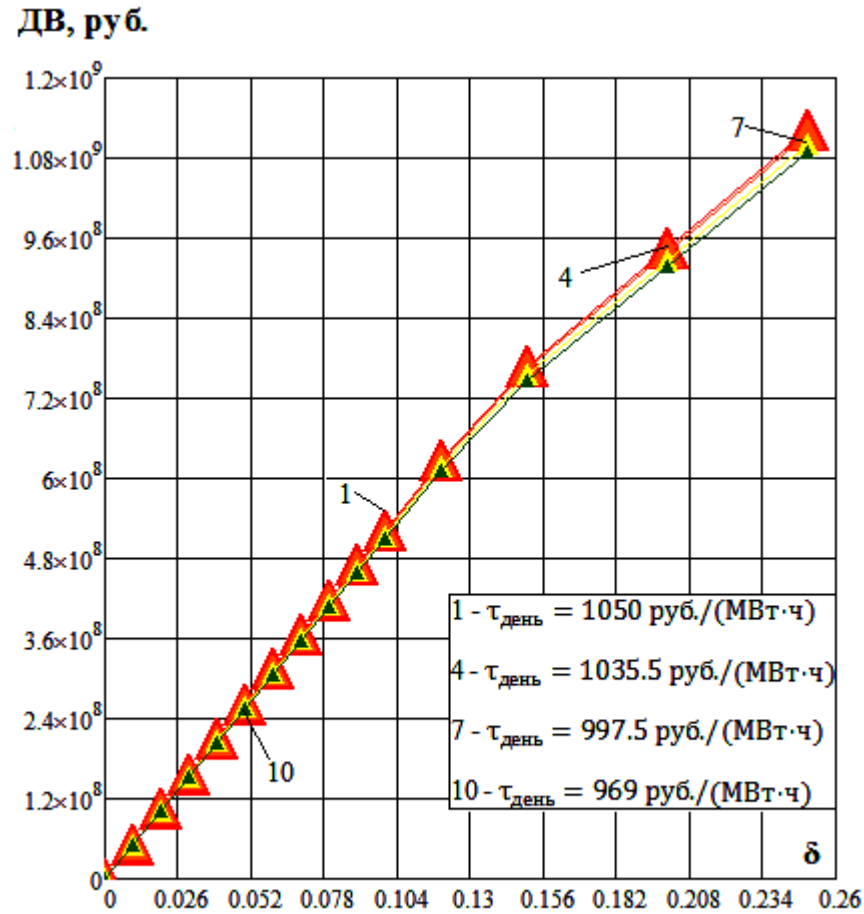


Рисунок 31 Зависимость полной дополнительной выручки (ДВ) от относительного прироста мощности ПТУ(δ) при КДО=0,9 (а), КДО=0,8(б), КДО=0,6(в), различных пределах форсирования ($\delta_{\text{пред}}$) и ценах электроэнергии (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность)

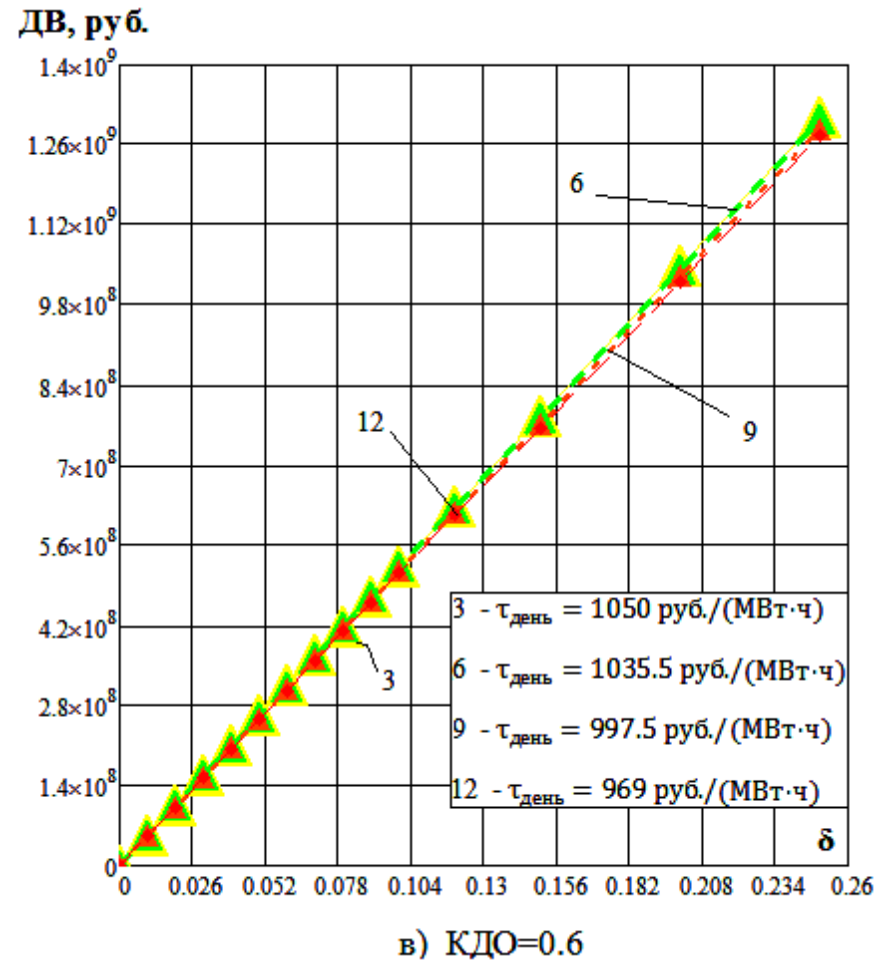


Рисунок 31 Зависимость полной дополнительной выручки от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при КДО=0,9 (а), КДО=0,8(б), КДО=0,6(в), различных пределах форсирования ($\delta_{\text{пред}}$) и ценах электроэнергии (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность)

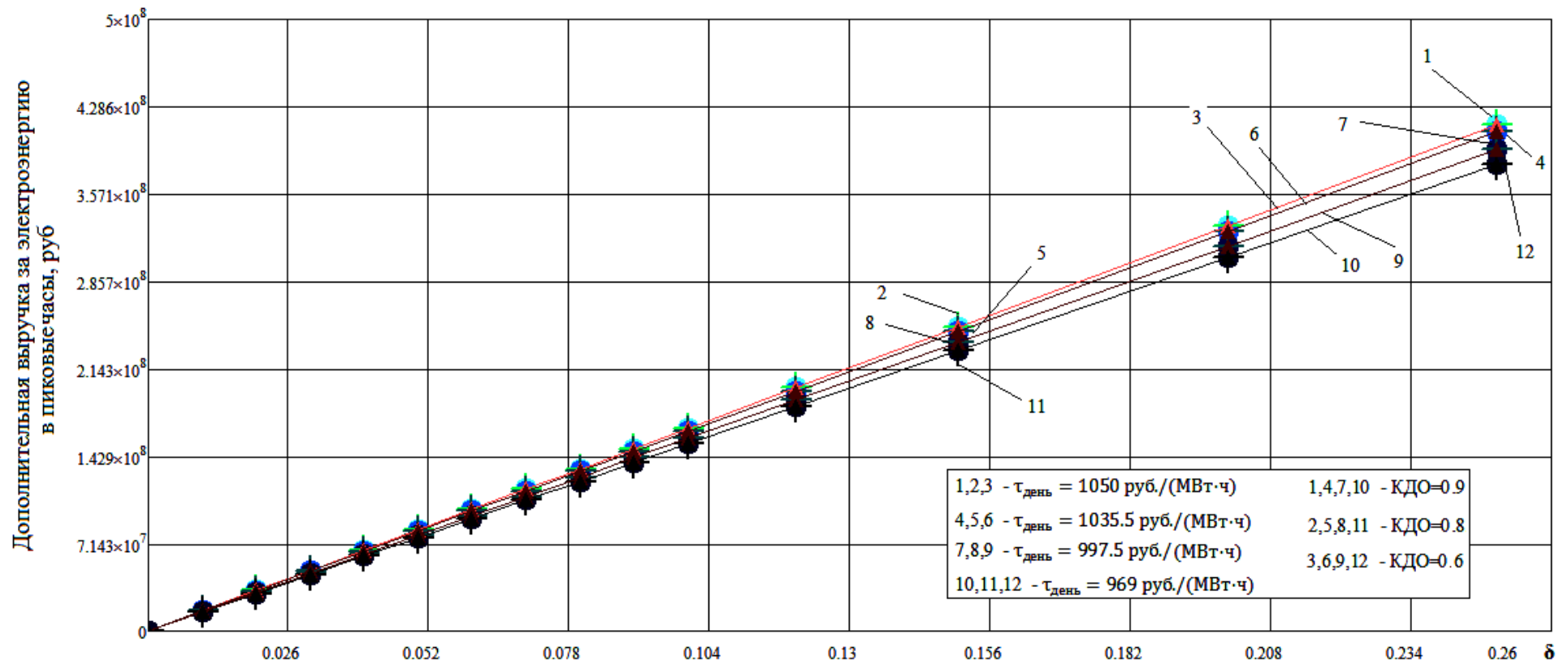


Рисунок 32 Зависимость дополнительной выручки за электроэнергию в пиковые часы графика электрической нагрузки от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при различных КДО, пределах форсирования ($\delta_{\text{пред}}$) и ценах электроэнергии (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность)

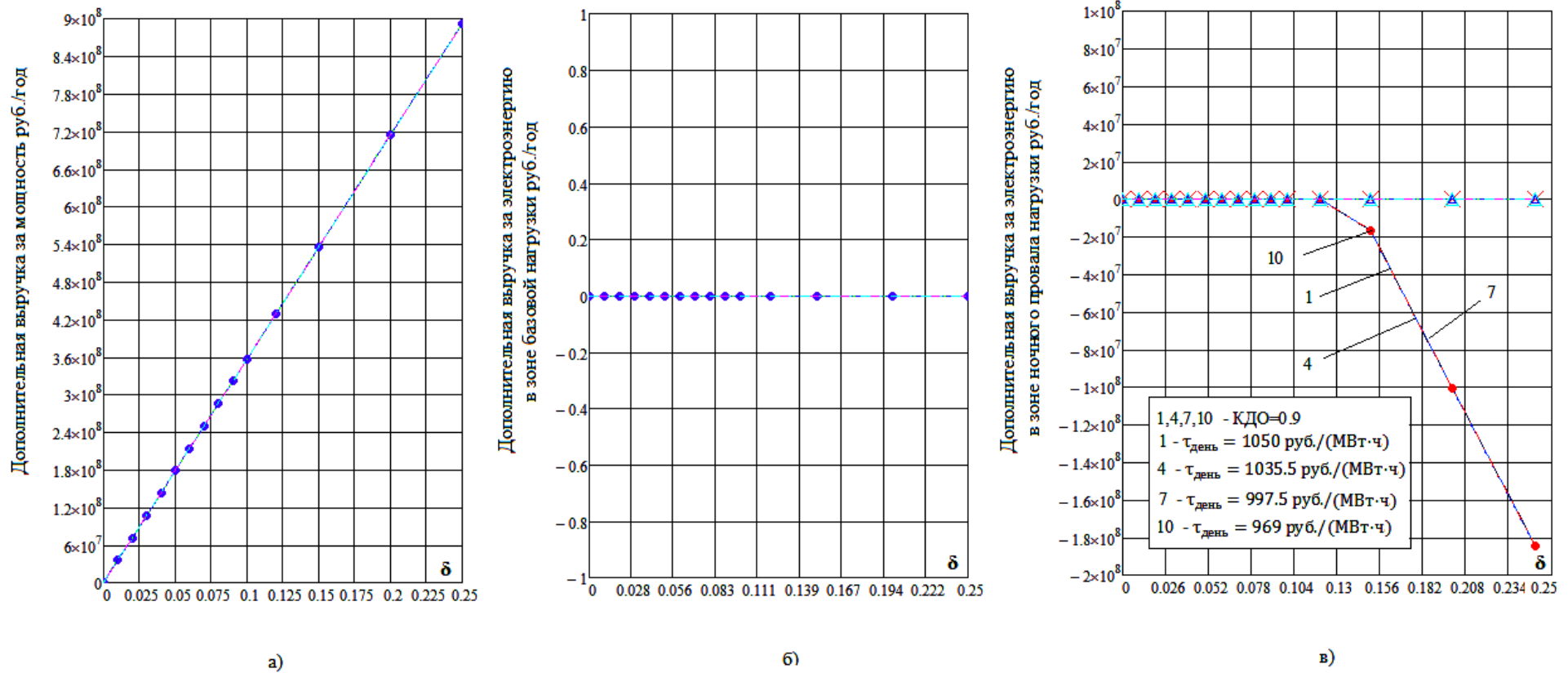


Рисунок 33 Зависимость составляющих полной дополнительной выручки от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при различных КДО, пределах форсирования ($\delta_{\text{пред}}$) и ценах электроэнергии (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность)

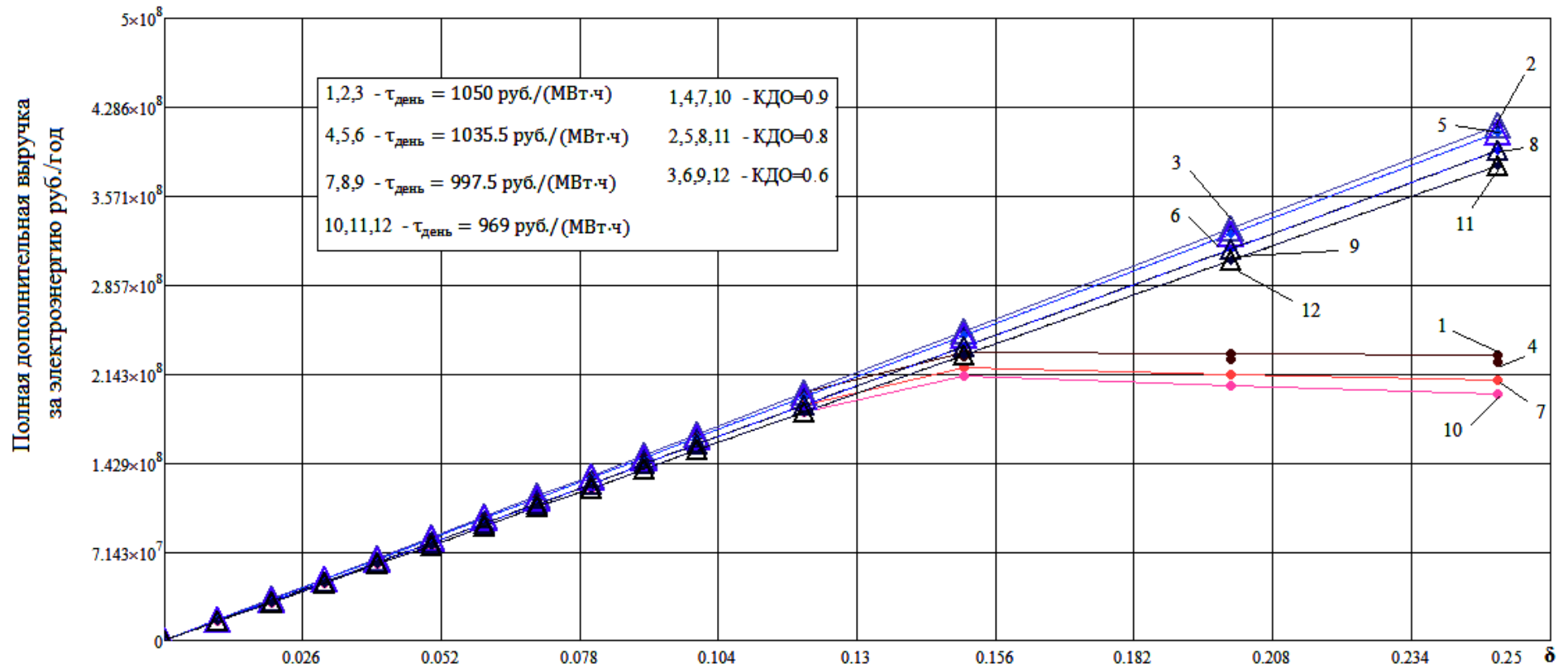


Рисунок 34 Зависимость полной дополнительной выручки за электроэнергию от относительного прироста мощности ПТУ при различных КДО, пределах форсирования ($\delta_{\text{пред}}$) и ставке за электроэнергию (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность)

определяется влиянием этих составляющих (рисунок 34)): дополнительная выручка за электроэнергию в зоне базовой нагрузки не оказывает влияния, т.к. она равна 0; соотношение абсолютных значений дополнительной выручки за электроэнергию в пиковой зоне графика нагрузки и дополнительной выручки за электроэнергию в ночной период равно 2,2 (в части, где дополнительная выручка за ночной период отлична от 0), поэтому характер зависимости полной дополнительной выручки за электроэнергию определяется поведением ее «пиковой» составляющей, но в диапазоне малых ДО (КДО от 0.9 до 1) заметно влияние и «ночной» составляющей.

Таким образом, полная дополнительная выручка за электроэнергию и мощность увеличивается с ростом величины прироста мощности, но в диапазоне КДО от 0.9 до 1 ее значение несколько уменьшается.

3.2.1.3 Оценка срока окупаемости

Оценки срока окупаемости выполнены по зависимостям из главы 2 при различных значениях КДО, пределах форсирования и ценах электроэнергии. Результаты представлены в графическом виде на рисунках 35-36.

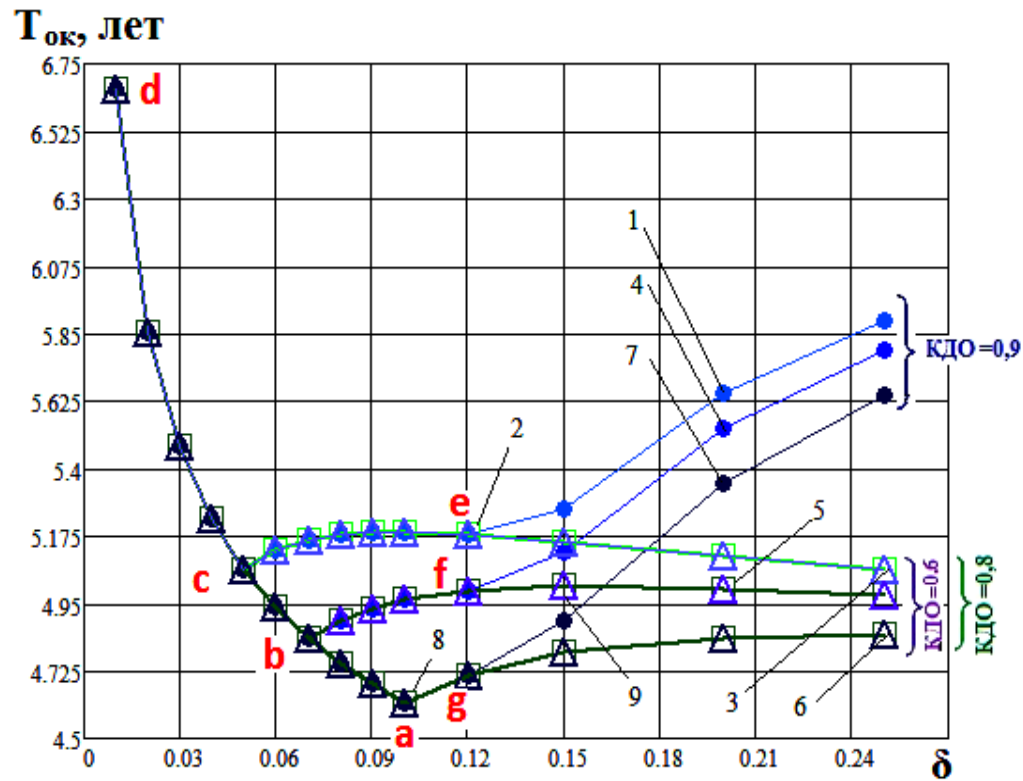
Кривые по сроку окупаемости (рисунок 35а) имеют явно выраженный оптимум (точки b , c , d), соответствующий варианту с исходной ПТУ, при котором относительный прирост мощности равен пределу форсирования. Дополнительные капитальные затраты на ПТУ в диапазоне $(0; \delta_{\text{пред}})$ равны нулю, а относительный прирост мощности в точке $\delta = \delta_{\text{пред}}$ максимален, т.е. рост дополнительной выручки опережает рост дополнительных капитальных затрат и срок окупаемости минимален. Если относительный прирост мощности меньше предела форсирования (участок $a-b-c-d$), то срок окупаемости уменьшается по экспоненте, если больше (участки $d-g$, $c-f$, $b-e$ и далее) – растет по степенной зависимости, т.к. при этом составляющая дополнительных затрат на ПТУ уже отлична от нуля и дополнительные капитальные затраты растут быстрее, чем дополнительная выручка.

Следует отметить, что при значении прироста мощности близком к нулю (вблизи точки a) срок окупаемости растет по гиперболе, так как «пиковая» составляющая выработки очень мала, а стоимость оборудования при этом увеличивается значительно.

При небольших диспетчерских ограничениях (КДО 0,9-1) использование ПТУ мощностью сверх номинальной ($\delta > \delta_{\text{пред}}$) не имеет экономического смысла - срок окупаемости (кривые 1,4,7) растет ускоренно с ростом пиковой мощности. Причина в том, что для обеспечения пикового прироста мощности более предела форсирования штатной ПТУ (10%) в течение 4 – 6 часов, необходимо разгрузить энергоблок в ночное время суток на большую величину, нежели диктуется диспетчерскими ограничениями. В результате отпуск электроэнергии в сеть в период ночного провала снижается, и дополнительная выручка за этот период становится отрицательной.

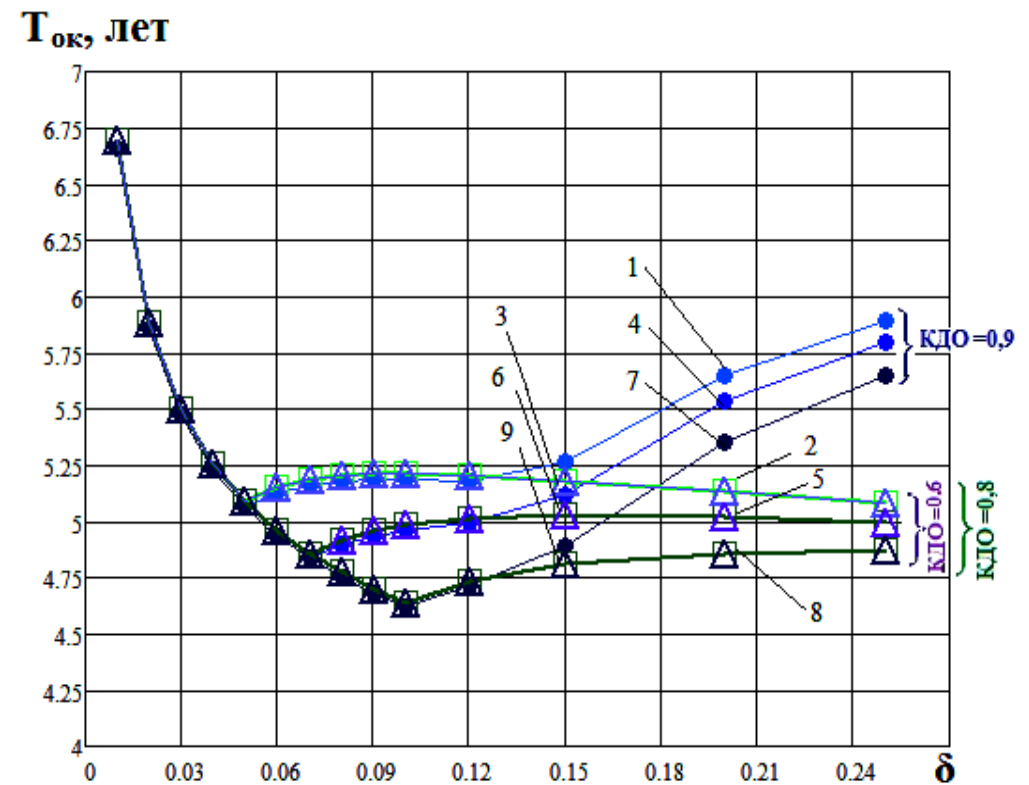
В случае более существенных диспетчерских ограничений (КДО 0,8-0,6 и менее) кривые 2,3,5,6 (участки за точками e , f , g) имеют выход на «плато». Возможно это обусловлено высокими затратами на ВТТ, которые растут линейно с ростом мощности, превышая относительно слабый рост затрат на теплообменники САТЭ и ПТУ (полный анализ причин такого поведения срока окупаемости приведен в разделе 3.3.2).

Таким образом, даже беглый анализ полученных результатов позволяет заключить, что при текущих условиях на ОРЭМ целесообразно использовать все форсировочные возможности ПТУ. Использование более мощной ПТУ не дает выигрыша по сроку окупаемости. Более того, есть основания полагать, что уточнение модели (учет КПД на неноминальных режимах, дополнительных затрат на СМР и оборудование схем выдачи мощности и т.п.) вызовет смену относительного «плато» графиков на пологий рост.



1,2,3 – предел форсирования 5%; 4,5,6 – предел форсирования 7%;
7,8,9 – предел форсирования 10%;

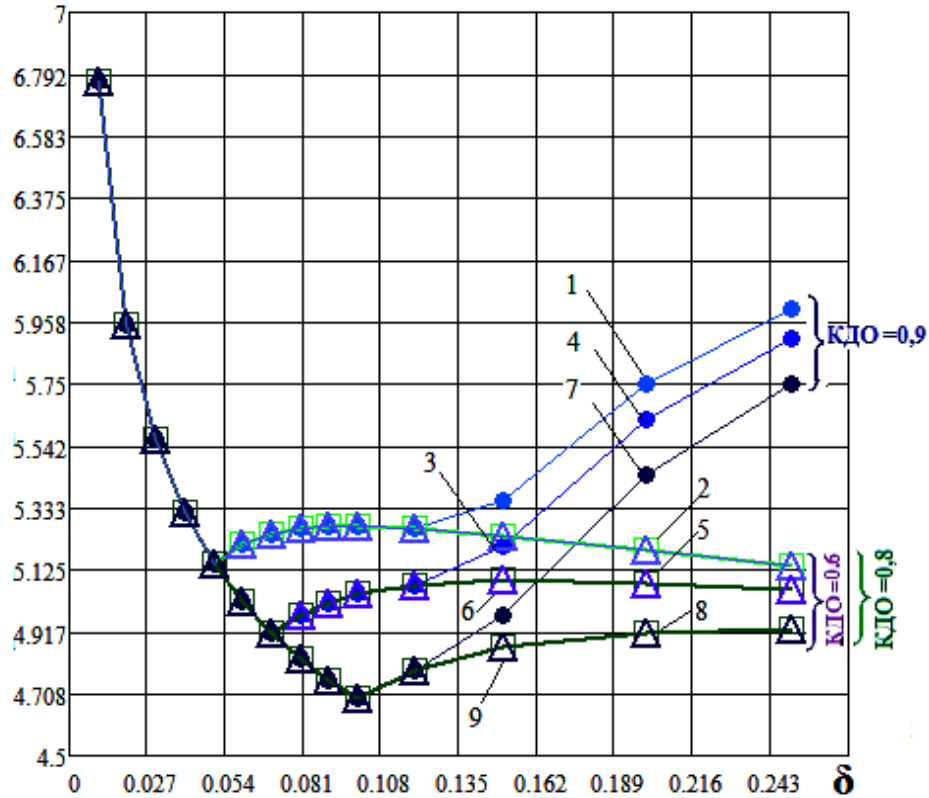
а) ставка за электроэнергию 1050 руб./МВт·ч



1,2,3 – предел форсирования 5%; 4,5,6 – предел форсирования 7%;
7,8,9 – предел форсирования 10%;

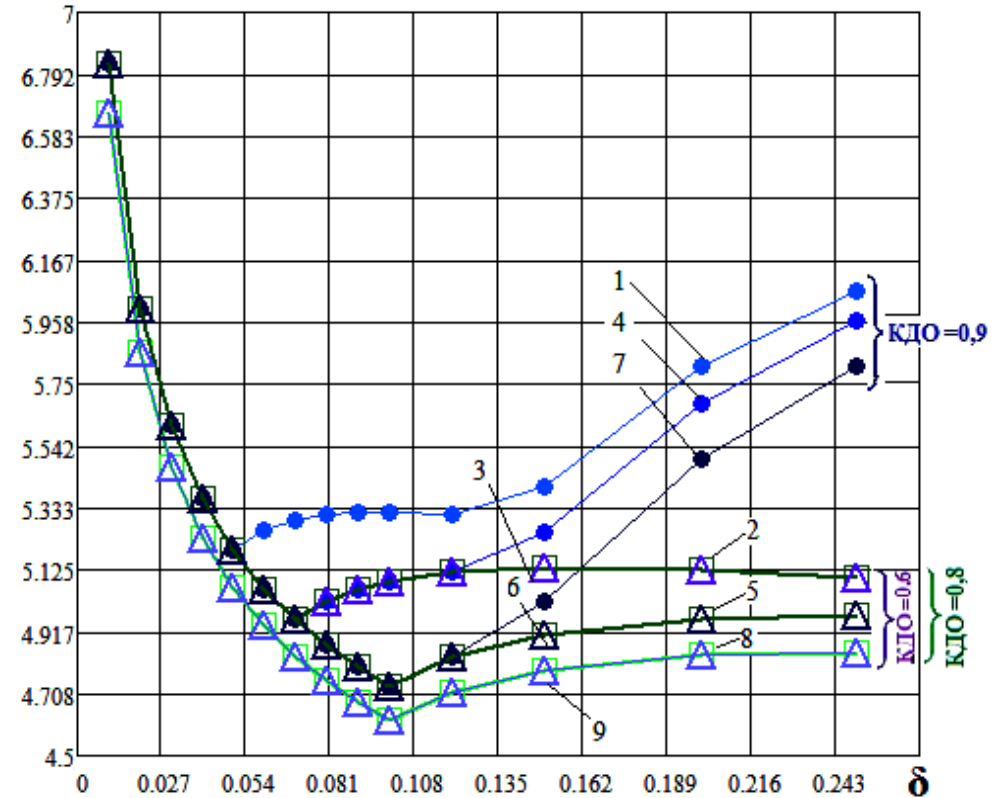
б) ставка за электроэнергию 1035.5 руб./МВт·ч

Рисунок 35 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при различных КДО, пределах форсирования и фиксированной ставке за электроэнергию (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность) [1]

$T_{ок}$, лет

1,2,3 – предел форсирования 5%; 4,5,6 – предел форсирования 7%;
7,8,9 – предел форсирования 10%;

в) ставка за электроэнергию 997,5 руб./МВт·ч

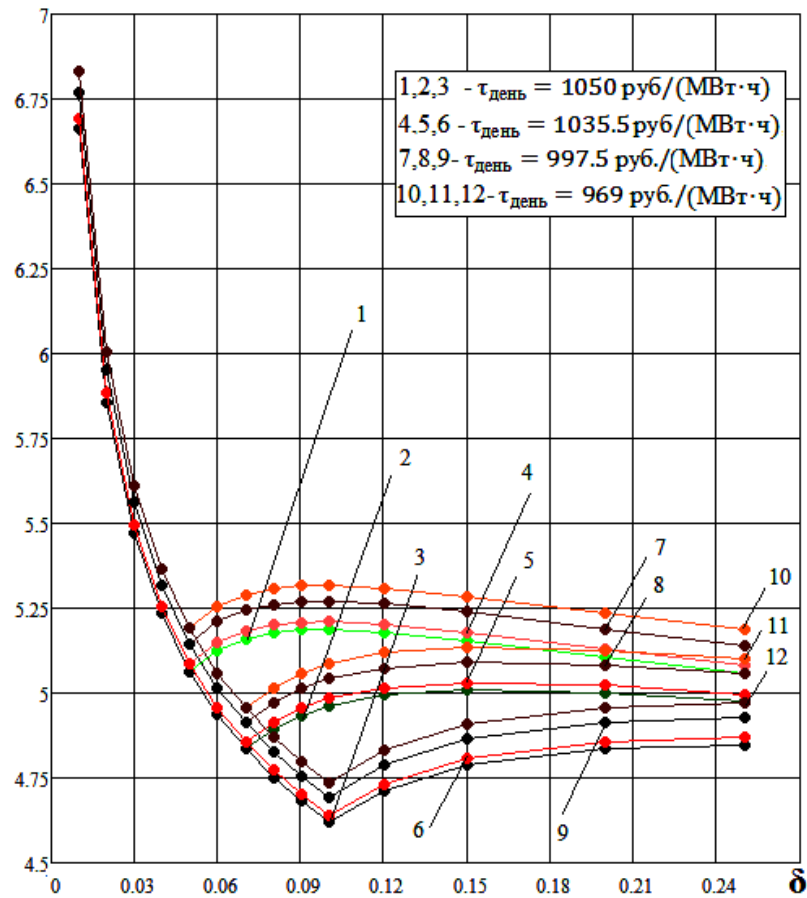
 $T_{ок}$, лет

1,2,3 – предел форсирования 5%; 4,5,6 – предел форсирования 7%;
7,8,9 – предел форсирования 10%;

г) ставка за электроэнергию 969 руб./МВт·ч

Рисунок 35 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при различных КДО, пределах форсирования и фиксированной ставке за электроэнергию (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность)

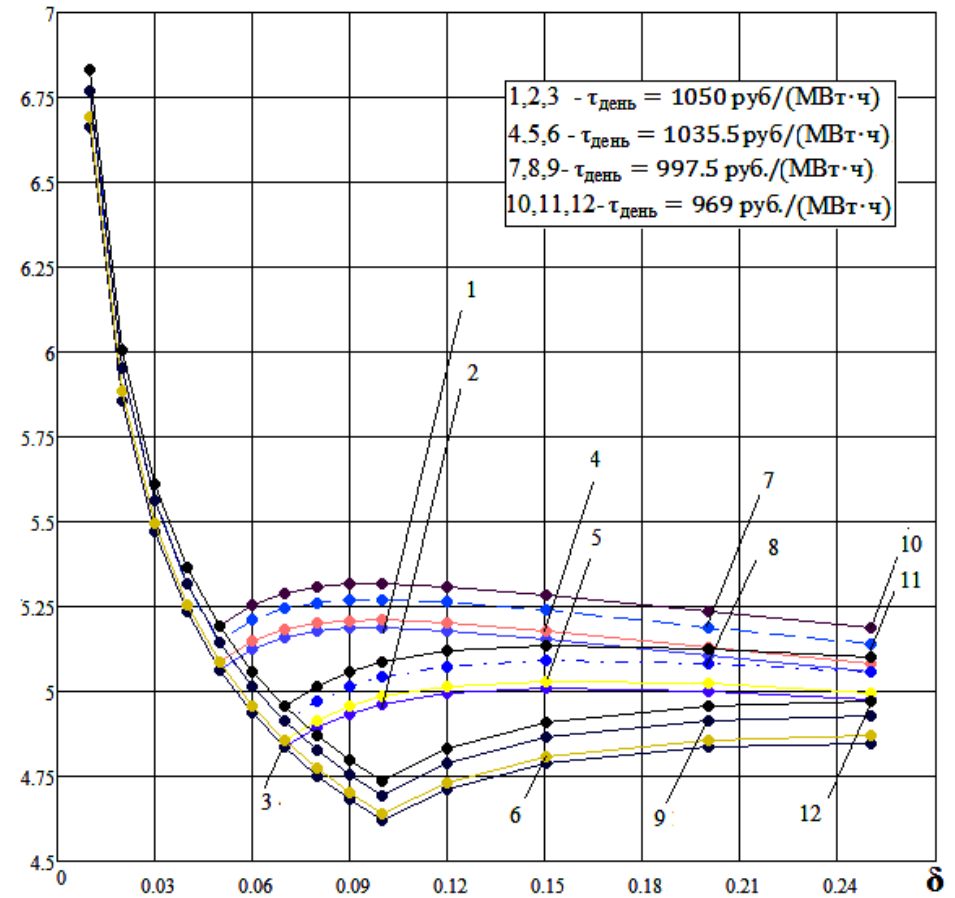
$T_{ок}$, лет



1,4,7,10 – предел форсирования 5%; 2,5,8,11 – предел форсирования 7%;
3,6,9,12 – предел форсирования 10%;

а) КДО=0.8

102
 $T_{ок}$, лет



1,4,7,10 – предел форсирования 5%; 2,5,8,11 – предел форсирования 7%;
3,6,9,12 – предел форсирования 10%;

б) КДО=0.6

Рисунок 36 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при фиксированных КДО, различных пределах форсирования и ставке за электроэнергию (ставка за пиковую мощность равна ставке за базовую мощность)

3.2.2 Оценка влияния КДО на параметры окупаемости

Влияние КДО на полную дополнительную выручку, в т.ч. на ее составляющие, и на срок окупаемости носит пороговый характер и может быть существенным.

Если величина требуемой для заданной пиковой мощности и длительности пика разгрузки энергоблока меньше устанавливаемой ОДУ, энергоблок вынужден разгружаться по требованию диспетчера. Т.е. выработка в ночной период уменьшается до уровня выработки энергоблока без САТЭ при тех же ДО, а выручка в пиковый период не покрывает эти «ночные» потери. Таким образом, дополнительная выручка в этом случае равна 0. Если же величина требуемой разгрузки энергоблока больше устанавливаемой ОДУ, энергоблок разгружается без диспетчерских ограничений, но «ночная» выработка при этом меньше, чем для АЭС без САТЭ, поэтому «ночная» составляющая полной дополнительной выручки в этот период отрицательна (рисунок 37а), что приводит к снижению полной дополнительной выручки (рисунок 37 б) и к росту срока окупаемости (рисунок 38).

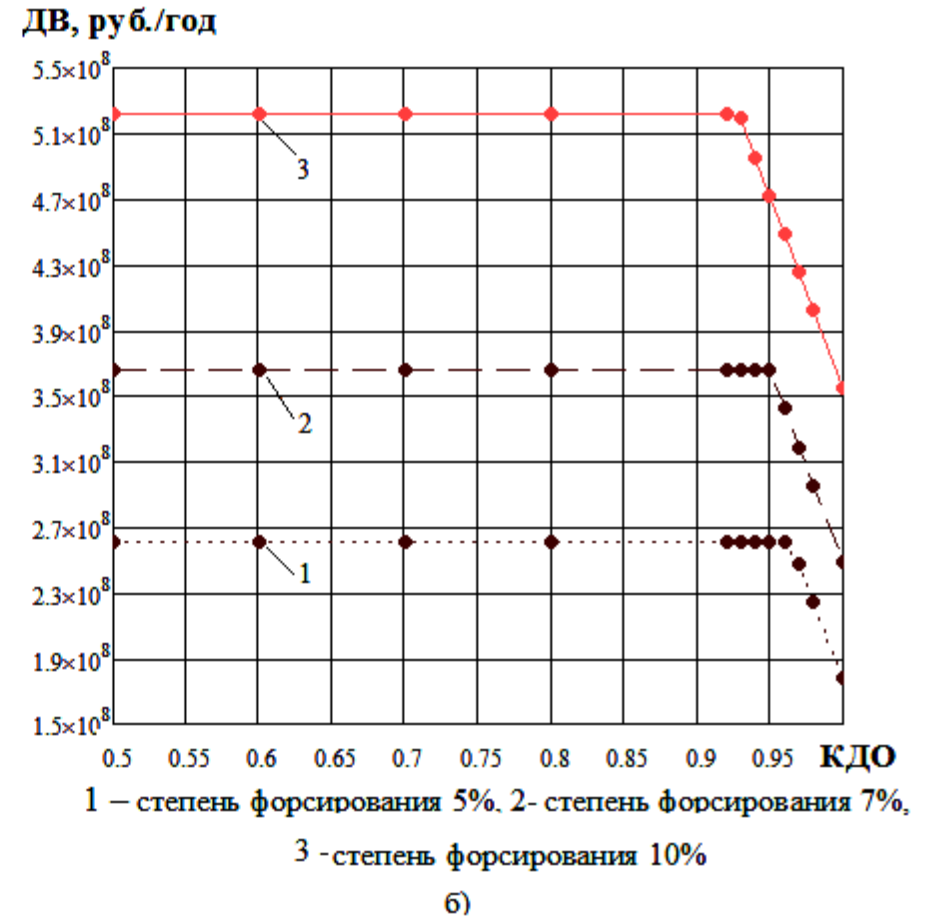
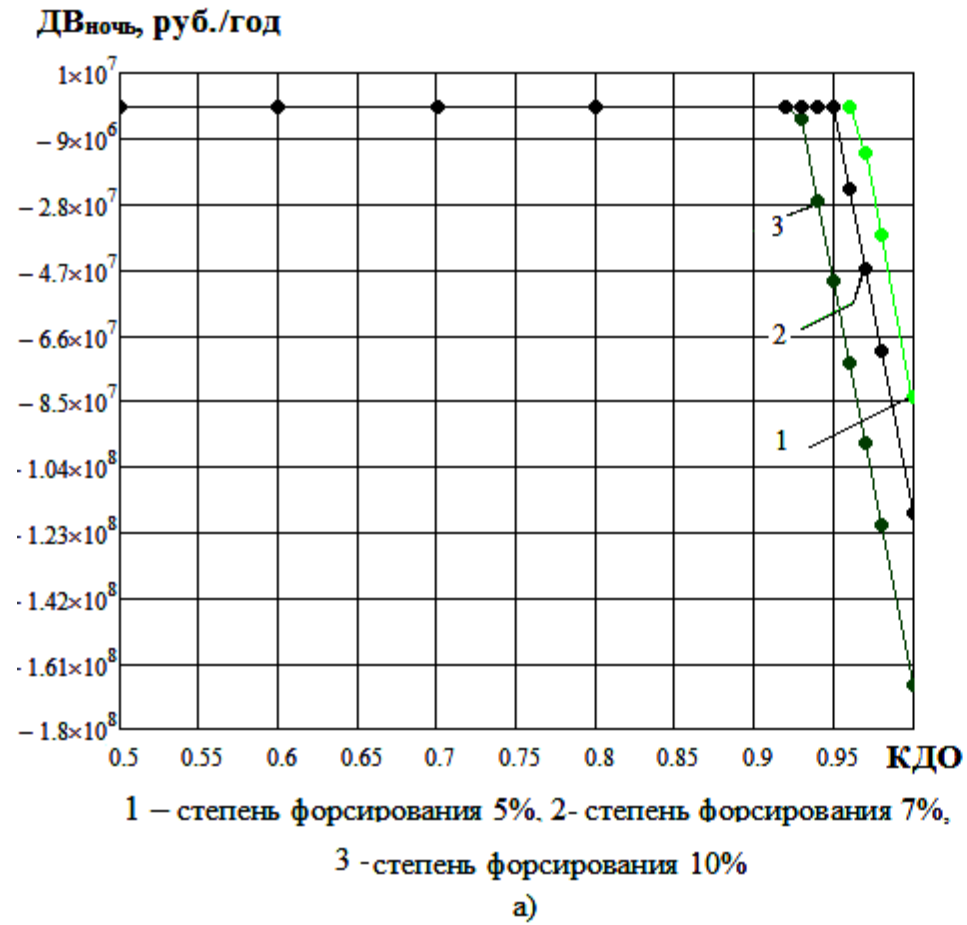


Рисунок 37 Зависимость полной дополнительной выручки (ДВ) и ее «ночной» составляющей за электроэнергию (ДВ_{ночь}) от КДО при различной степени форсирования

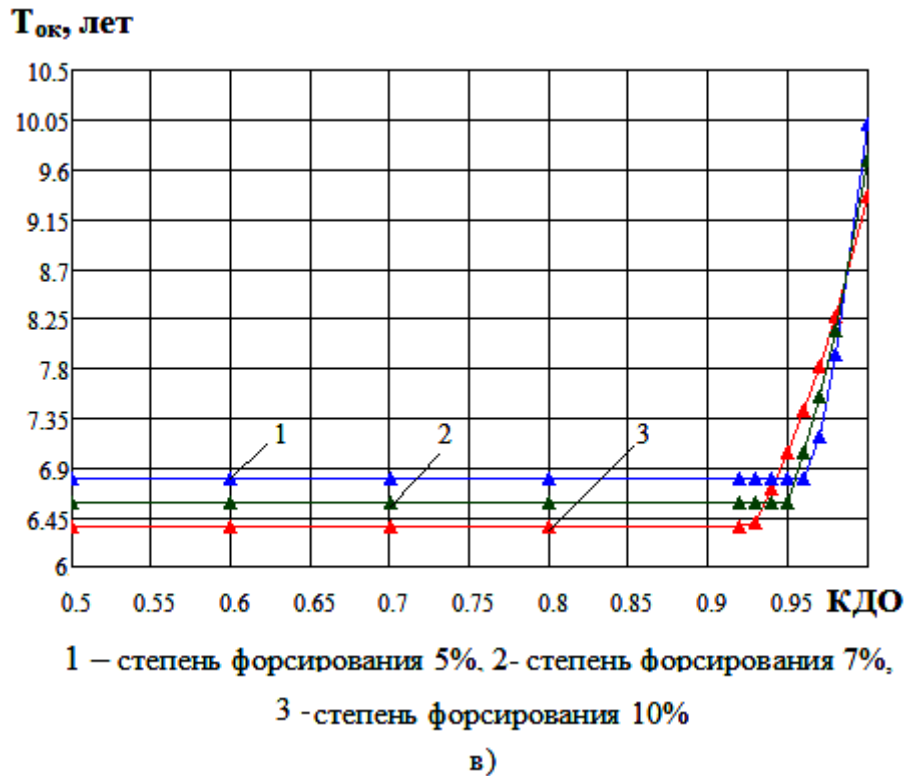


Рисунок 38 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) от КДО при различной степени форсирования

3.2.3 Оценка влияния длительности работы энергоблока в зоне пиковой нагрузки на параметры окупаемости

Длительность работы энергоблока в зоне пиковой нагрузки (далее по тексту «время пика») оказывает существенное и монотонное влияние на срок окупаемости и полную дополнительную выручку. Чем больше время пика и чем больше степень форсирования, тем больше полная дополнительная выручка (рисунок 39а), полная дополнительная выручка за электроэнергию (рисунок 39б), ее «пиковая» составляющая и тем меньше срок окупаемости (рисунок 40).

При этом в зоне большей пиковой нагрузки и большей степени форсирования на графике имеется интересная особенность, характер которой легко можно объяснить поведением «ночной» составляющей полной дополнительной выручки (рисунок 39 в).

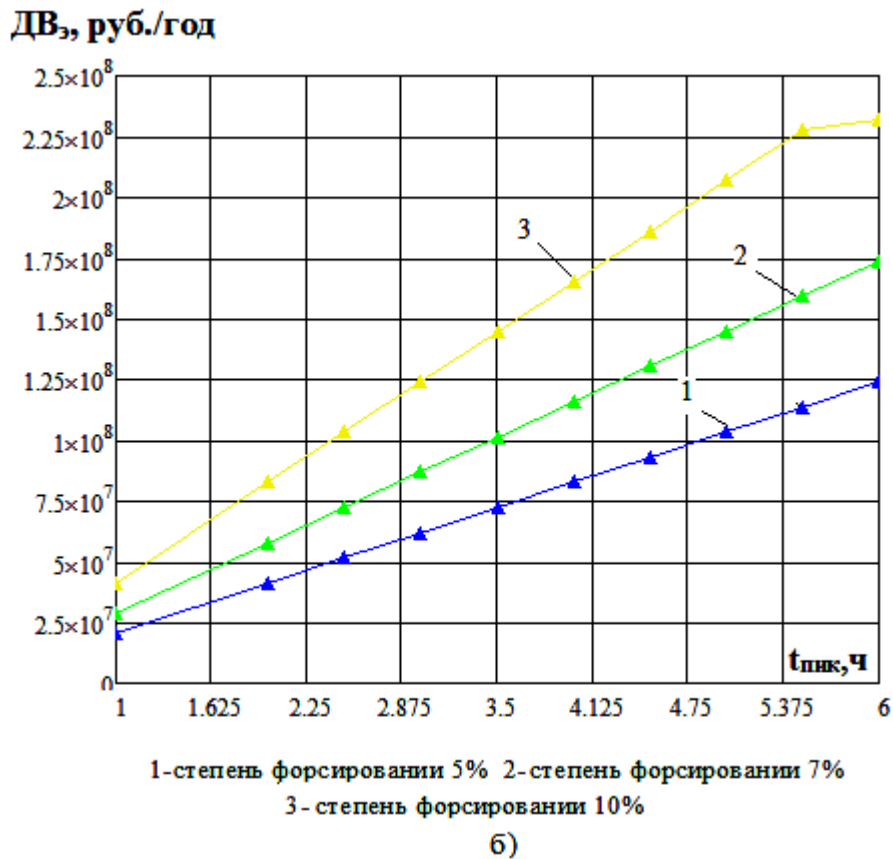
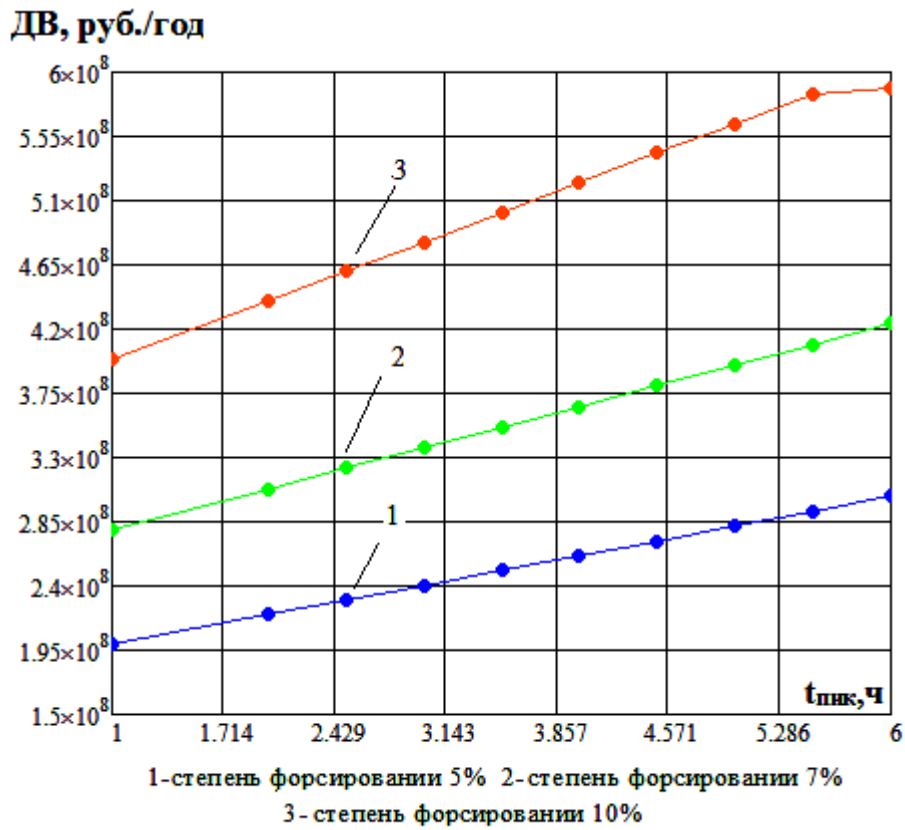


Рисунок 39 Зависимость полной дополнительной выручки (ДВ), ее составляющей за электроэнергию (ДВ_э) и «ночной» составляющей (ДВ_{ночь}) от длительности пиковой нагрузки ($t_{\text{пик}}$) при различной степени форсирования ПТУ

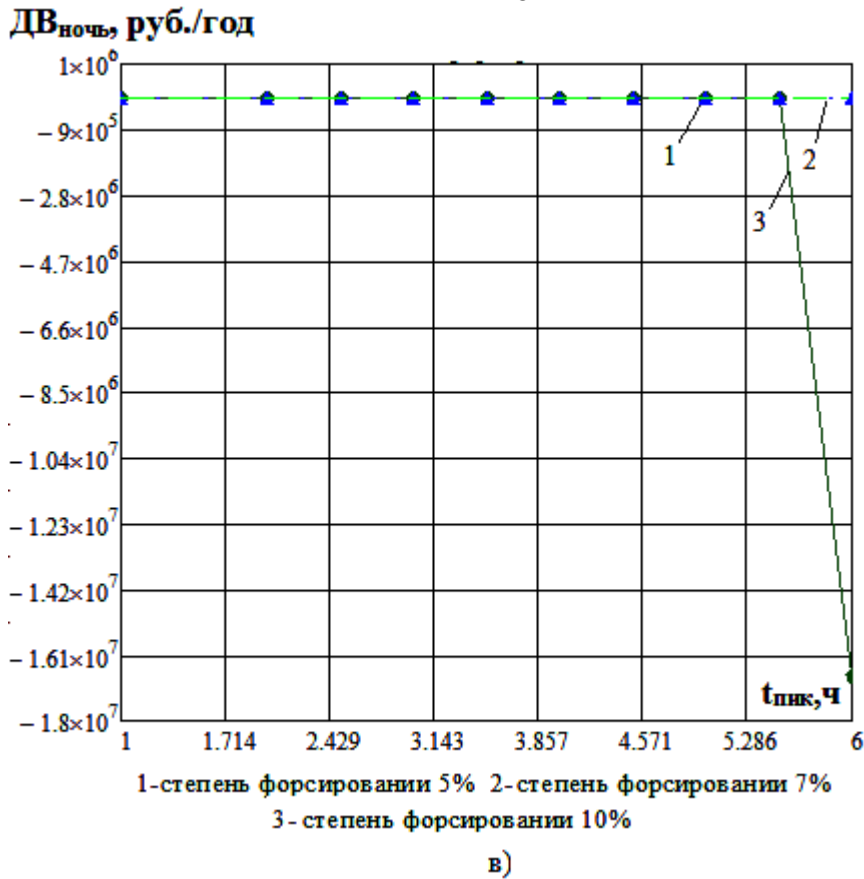


Рисунок 39 Зависимость полной дополнительной выручки (ДВ), ее составляющей за электроэнергию (ДВ_э) и «ночной» составляющей (ДВ_{ночь}) от длительности пиковой нагрузки (t_{пик}) при различной степени форсирования ПТУ

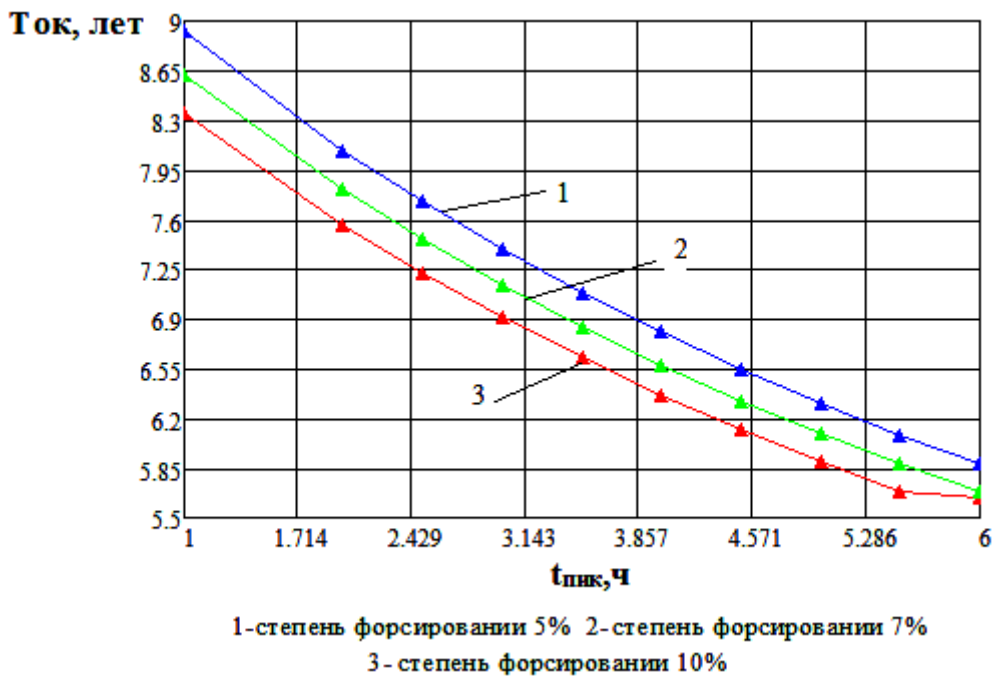


Рисунок 40 Зависимость срока окупаемости (Ток) от длительности пиковой нагрузки (t_{пик}) при различной степени форсирования ПТУ

Дополнительная выручка за электроэнергию в ночной период (рисунок 39 в) при приросте мощности 10% и времени пика 5,4 часа становится отрицательной. Причина заключается в следующем: чтобы обеспечить требуемый относительный прирост мощности (10%), следует больше разгружать энергоблок ночью. Но при одновременном росте длительности работы в пиковой зоне графика нагрузки величина сброса мощности ночью увеличивается, при этом выработка энергоблока в ночной период заметно снижается по отношению к исходному варианту, и дополнительная выручка становится отрицательной.

На графиках для полной дополнительной выручки (рисунок 39а) и полной дополнительной выручки за электроэнергию (рисунок 39б) есть особенность в виде почти горизонтального участка при относительном приросте мощности 10% и длительности пика 5,4 часа и более. Этому соответствует ниспадающий участок на графике (рисунок 39в) для их «ночной» составляющей, описанный выше.

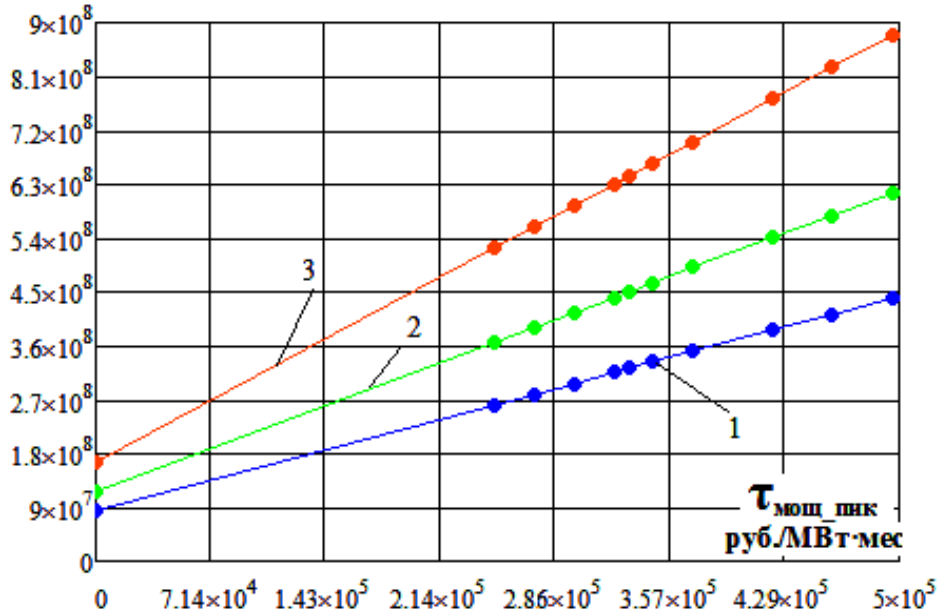
Срок окупаемости с ростом длительности пика уменьшается и при тех же параметрах прироста и длительности пика имеет горизонтальный участок.

3.2.4 Оценка влияния ставки за пиковую мощность на параметры окупаемости

Ставка за пиковую мощность, используемая при расчете выручки за пиковую мощность, определяет поведение:

- полной дополнительной выручки (рисунок 41а) и ее составляющей за пиковую мощность (рисунок 41б), которые линейно растут с ростом ставки за пиковую мощность;
- срока окупаемости (рисунок 42), который уменьшается по гиперболе при росте ставки за пиковую мощность.

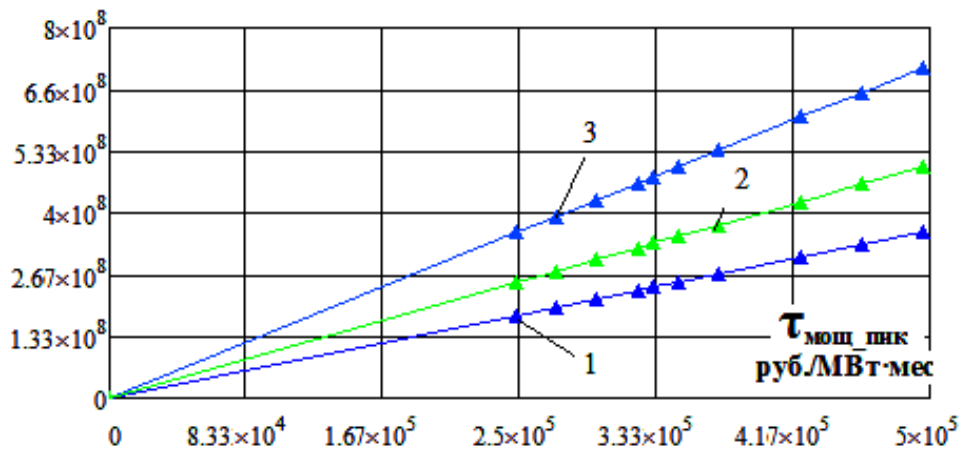
ДВ, руб./год



1 – степень форсирования 5%, 2- степень форсирования 7%,
3 - степень форсирования 10%

а)

ДВ_{мощ} руб./год



1 – степень форсирования 5%, 2- степень форсирования 7%,
3 - степень форсирования 10%

б)

Рисунок 41 Зависимость полной дополнительной выручки (ДВ), ее составляющей за пиковую мощность (ДВ_{мощ}) от ставки за пиковую мощность ($\tau_{\text{мощ_пик}}$) при различной степени форсирования ПТУ

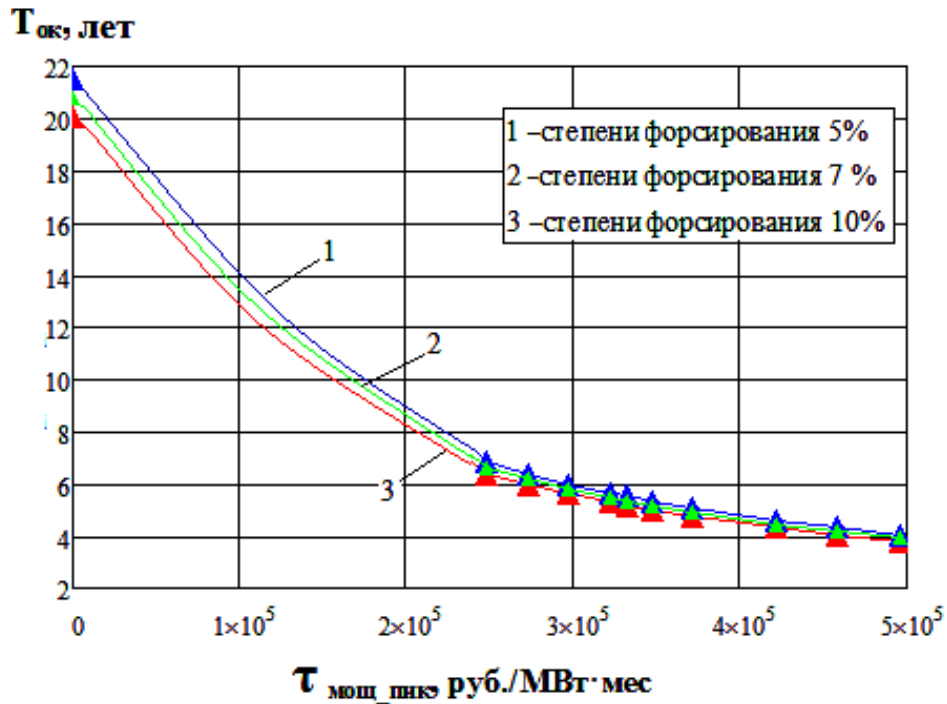


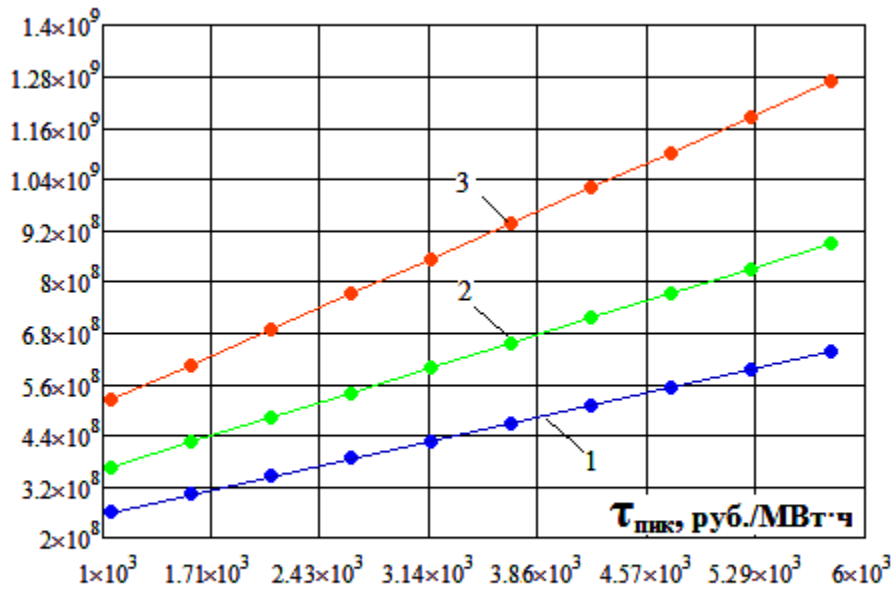
Рисунок 42 Зависимость срока окупаемости (Ток) от ставки за пиковую мощность ($\tau_{\text{мощ_пик}}$) при различной степени форсирования ПТУ

3.2.5 Оценка влияния ставки за пиковую энергию на параметры окупаемости

Ставка за пиковую энергию, используемая при расчете выручки за электроэнергию, определяет поведение:

- полной дополнительной выручки (рисунок 43а) и ее составляющей за пиковую электроэнергию (рисунок 43б), которые растут линейно с ростом ставки за пиковую энергию;
- срока окупаемости (рисунок 44), уменьшающегося при росте ставки за пиковую энергию.

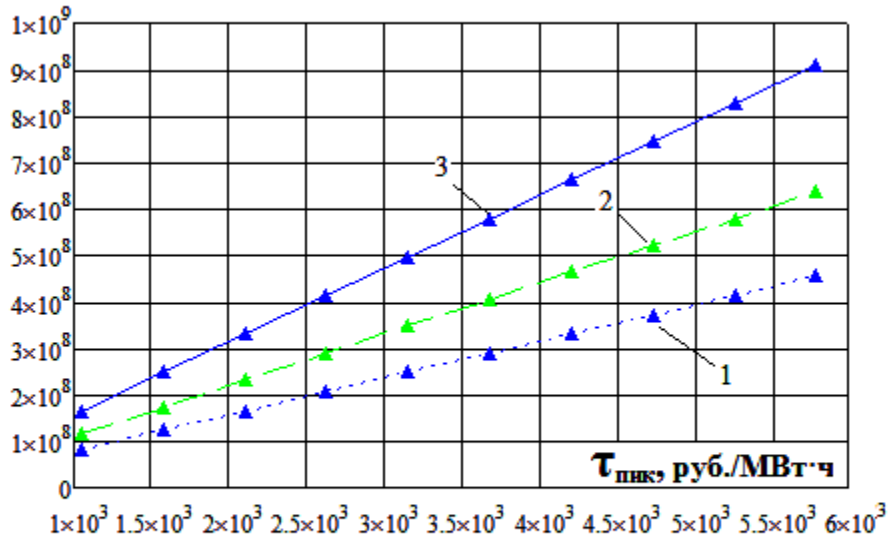
ДВ, руб./год



1 – степень форсирования 5%. 2- степень форсирования 7%,

3 - степень форсирования 10%

а)

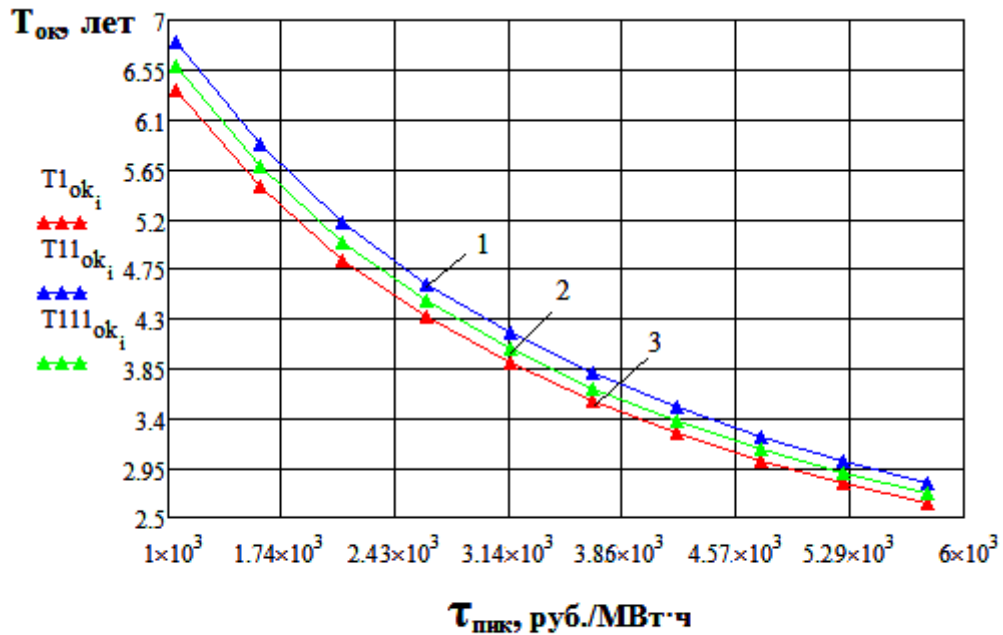
ДВ_{пик}, руб./год

1 – степень форсирования 5%. 2- степень форсирования 7%,

3 - степень форсирования 10%

б)

Рисунок 43 Зависимость полной дополнительной выручки (ДВ), ее составляющей за пиковую электроэнергию (ДВ_{пик}) от цены пиковой электроэнергии ($\tau_{\text{пик}}$) при различной степени форсирования ПТУ



1 – степень форсирования 5%, 2- степень форсирования 7%,
3 - степень форсирования 10%

Рисунок 44 Зависимость срока окупаемости ($T_{\text{ок}}$) от цены пиковой электроэнергии ($\tau_{\text{пик}}$) при различной степени форсирования ПТУ

3.2.6 Оценка срока окупаемости и дополнительной выручки при ставке за пиковую мощность равной ставке за мощность для ЗГАЭС

Оценки, представленные в данном пункте, выполнены по аналогии с п.3.2.1-3.2.5.

Изменение сценарных условий в части выбора ставки за пиковую мощность равной ставке за пиковую мощность для ЗГАЭС (82 264,65 руб./МВт·мес) мало влияет на форму зависимостей (рисунок 45-49), но существенно сказывается на количественных характеристиках. Так, срок окупаемости увеличивается несколько раз (рисунок 46).

Минимальное значение срока окупаемости становится равным 8,5 лет, что в 2 раза больше, чем при ставке за мощность равной ставке за базовую мощность, и в 4 раза больше, чем в расчетах [16].

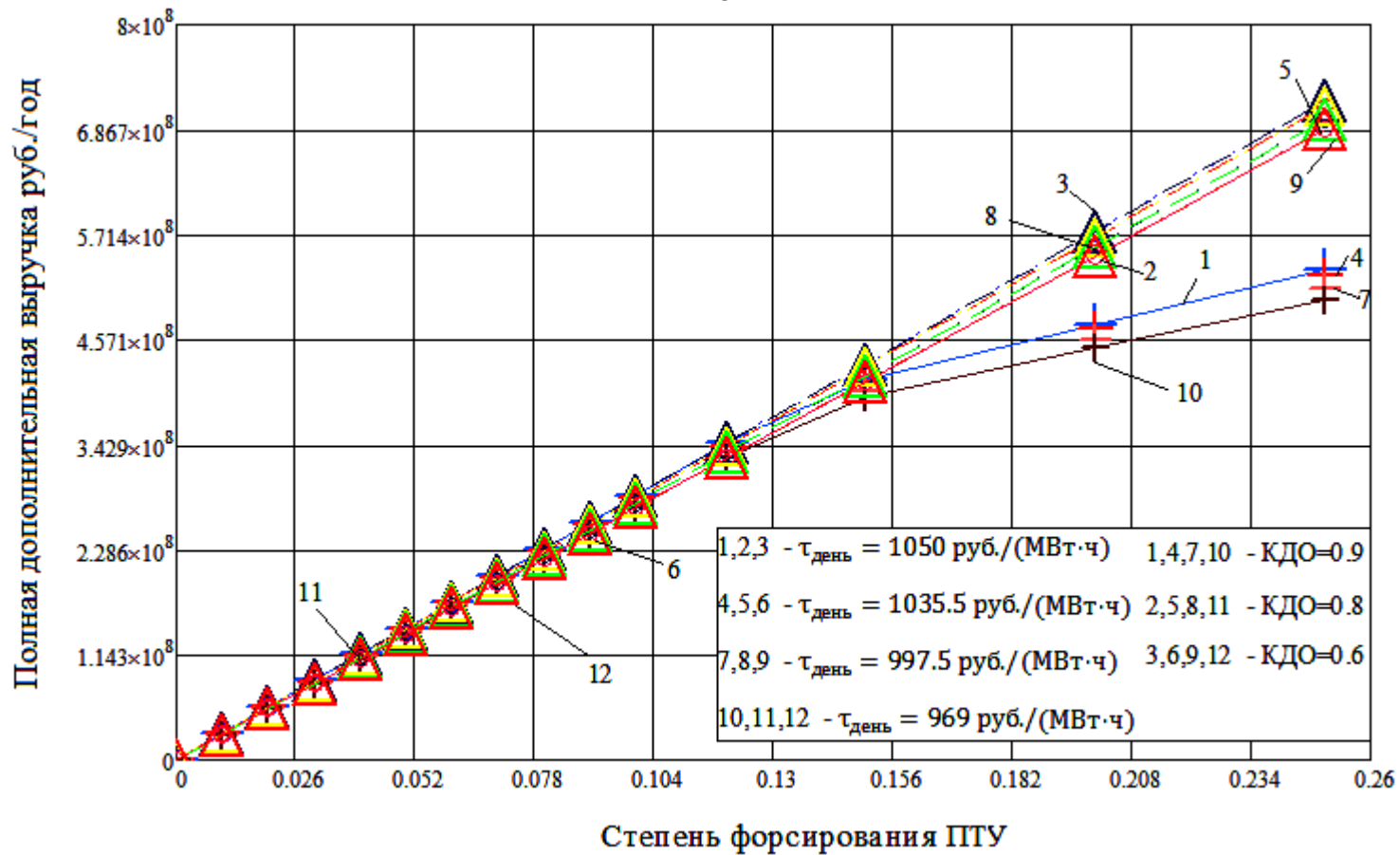


Рисунок 45 Зависимость полной дополнительной выручки от степени форсирования ПТУ при различных пределах форсирования ($\delta_{\text{пред}}$), КДО, ставки за электроэнергию (ставка за пиковую мощность равна ставке за пиковую мощность для ЗГАЭС)

$T_{ок}$, лет

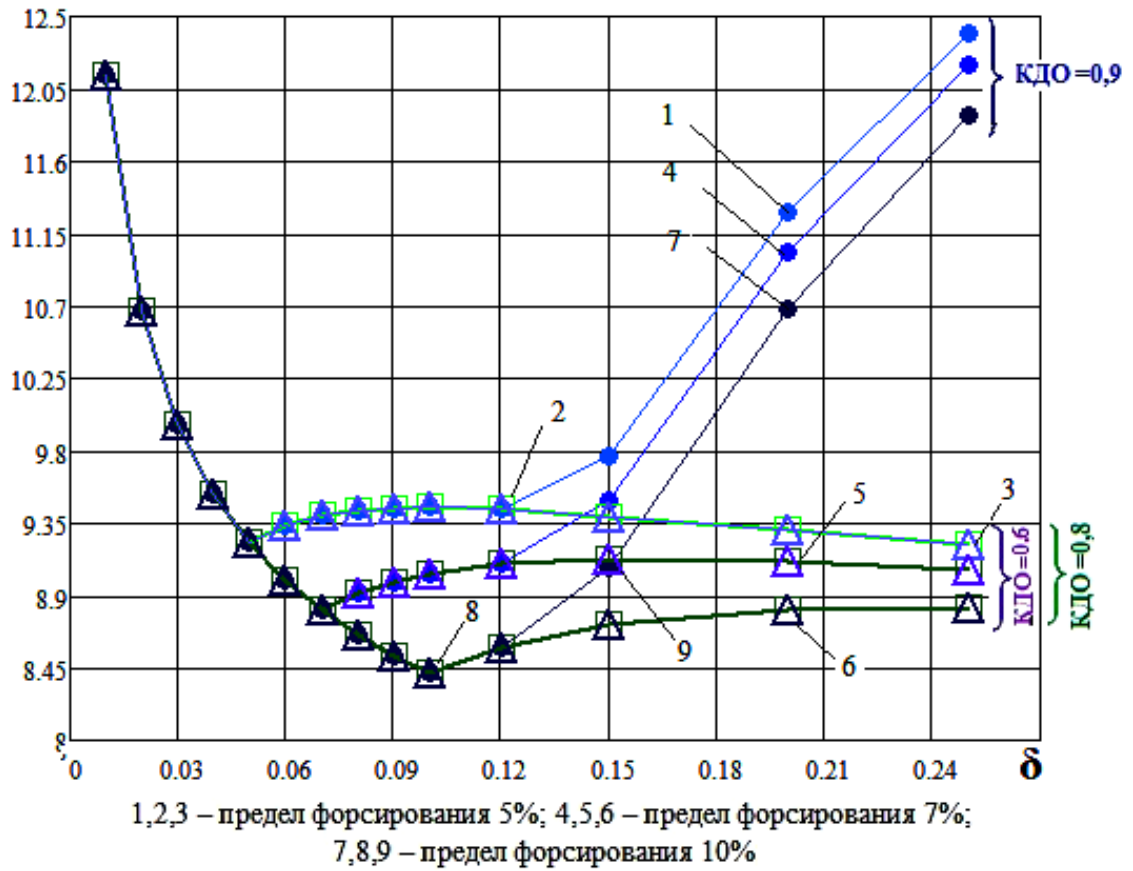


Рисунок 46 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) от степени форсирования ПТУ (δ) при различных КДО и пределах форсирования и цене э.э. 1050 руб./МВт·ч (ставка за пиковую мощность равна ставке за пиковую мощность для ЗГАЭС)



а)



б)

Рисунок 47 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) и полной дополнительной выручки (ДВ) от КДО при различной степени форсирования ПТУ (ставка за пиковую мощность равна ставке за пиковую мощность для ЗГАЭС)

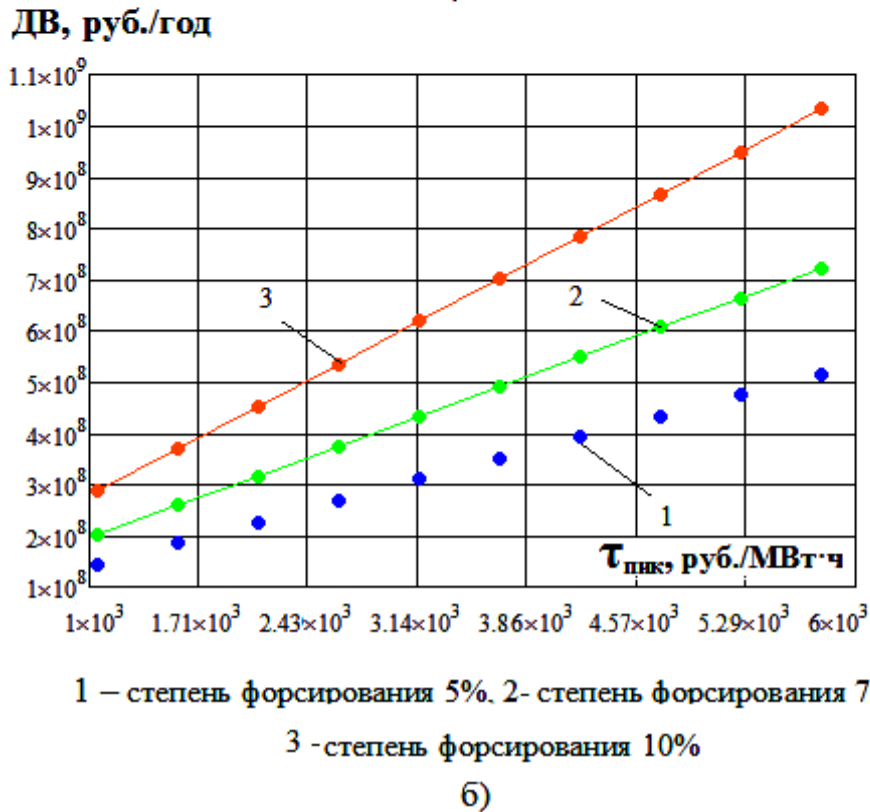
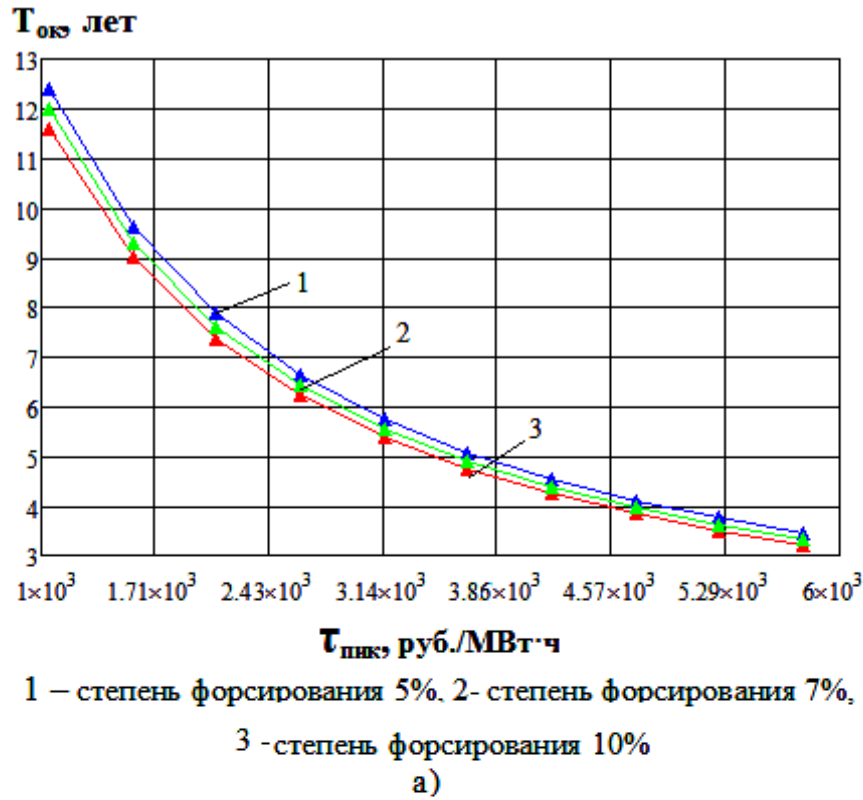
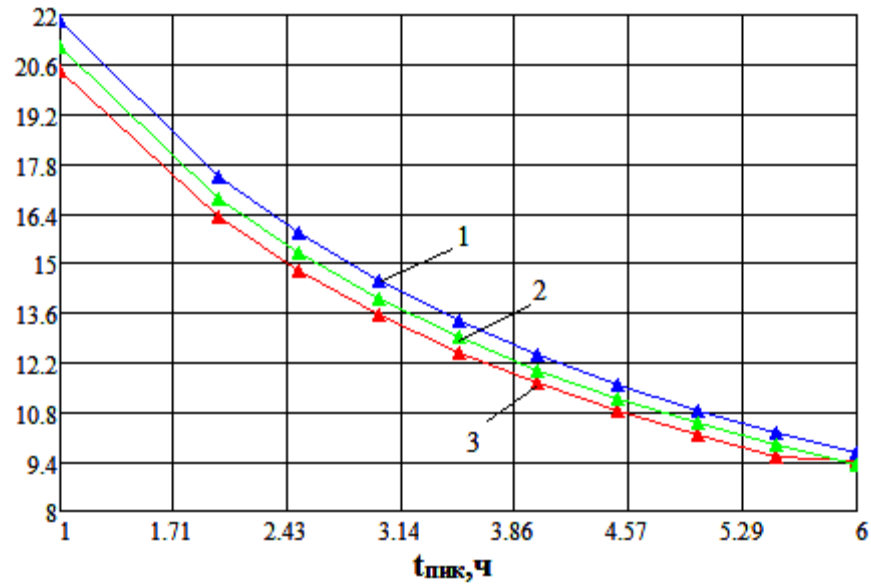


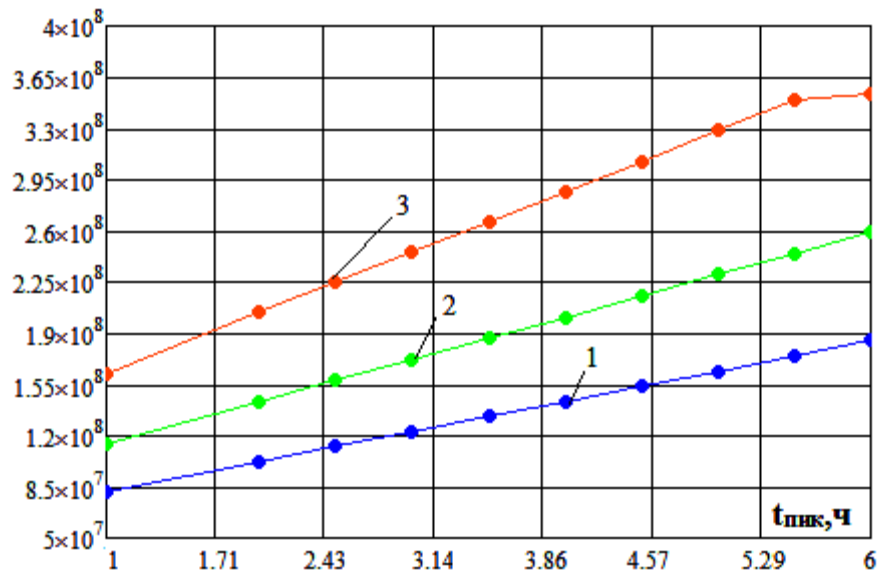
Рисунок 48 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) и полной дополнительной выручки (ДВ) от цены пиковой электроэнергии ($\tau_{пик}$) при различной степени форсирования ПТУ (ставка за пиковую мощность равна ставке за пиковую мощность для ЗГАЭС)

$T_{ок}$ лет

1 – степень форсирования 5%. 2- степень форсирования 7%,
3 - степень форсирования 10%

а)

ДВ, руб./год



1 – степень форсирования 5%. 2- степень форсирования 7%,
3 - степень форсирования 10%

б)

Рисунок 49 Зависимость срока окупаемости ($T_{ок}$) и полной дополнительной выручки (ДВ) от длительности пиковой нагрузки ($t_{пик}$) при различной степени форсирования ПТУ (ставка за пиковую мощность равна ставке за пиковую мощность для ЗГАЭС)

3.3 Анализ результатов и рекомендации

3.3.1 Итоговые оценки влияния варьируемых параметров на окупаемость АЭС с САТЭ

Подведем итог, касающийся знака влияния варьируемых параметров на срок окупаемости. Выводы совокупно представлены в таблице 13.

Таблица 13. Знак влияния варьируемых параметров на срок окупаемости, доп.капитальные затраты и доп. выручку

Оцениваемый параметр \ Варьируемый параметр	Дополнительные кап. затраты	Полная доп. выручка	Полная доп. выручка за э.э	Доп. выручка за мощность	Полная доп. выручка за э.э в зоне баз. нагр.	Полная доп. выручка за э.э в зоне пик. нагр.	Полная доп. выручка за э.э в зоне ноч. нагр.	Срок окупаемости
Относит. прирост мощности ПТУ	+*	+	+	+	0	+	0/-	-/+ ¹⁾
КДО	0	-	-	0	0	0	-	0/+ ²⁾
Длительность пиковой нагрузки	0	+	+	0	0	+	+/-	-
Цена пиковой электроэнергии	0	+	+	0	0	+	0	-
Ставка за пиковую мощность	0	+	+	+	0	0	0	-

*) + (-) – рост (уменьшение) варьируемого параметра соответствует росту оцениваемого параметра; 0 - нет зависимости между варьируемым и оцениваемым параметрами; +/- – характер зависимости неоднозначен;

¹⁾ – «-» - т.к. относительный прирост мощности ПТУ меньше предела форсирования,

«+» - больше;

²⁾ – «+» - т.к. разгрузка энергоблока в ночные часы больше, чем требуется по ДО,

«0» - меньше.

Проиллюстрируем результаты таблицы численно на следующем примере. Чем больше относительный прирост мощности, тем больше полная дополнительная выручка. Например (рисунок 30), при пиковой цене

электроэнергии 1050 руб./МВт·ч, КДО=0.6, ставке за пиковую мощность 247 891.86 руб./МВт·мес, длительности пиковой нагрузки 4 часа и 8% прироста мощности, дополнительная выручка составляет 400 млн. руб., а при 23% прироста мощности – 1200 млн. руб., т.е. имеем трехкратное увеличение выручки. Но здесь, как указывалось ранее, ограничивающим фактором является КДО. Например, при КДО=0.9 дополнительная выручка равна 1 050 млн. руб., т.е. потери от слишком высокого значения КДО равны 150 млн. руб.

Одна из задач исследования - понять, какой из двух вариантов маневренности наиболее эффективен и экономичен: форсирование мощности исходной ПТУ или выбор новой, более мощной ПТУ.

По данным рисунков 35,46 и дополнительным расчетам получена зависимость минимума срока окупаемости от относительного прироста мощности ПТУ, представленная на рисунке 50.

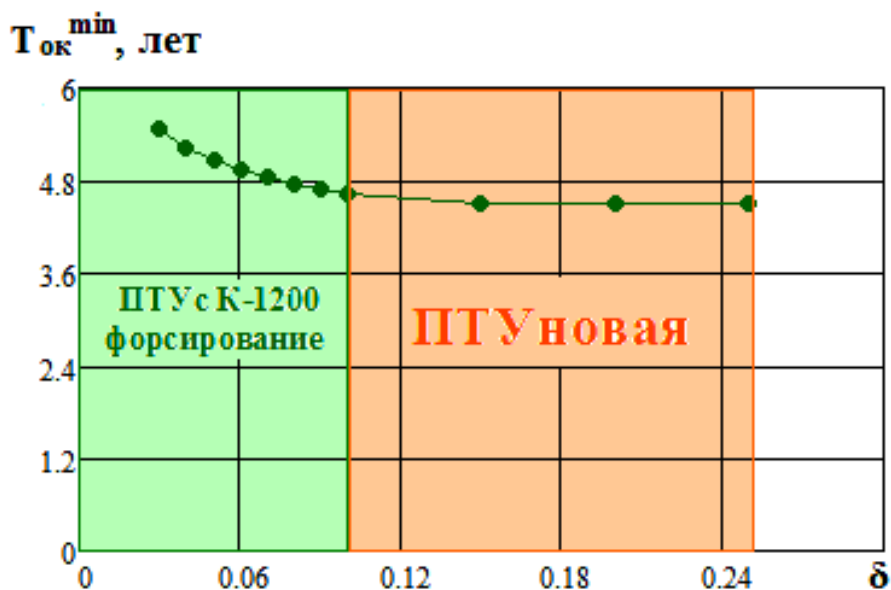


Рисунок 50 Зависимость минимума срока ($T_{ок}^{min}$) окупаемости от относительного прироста мощности ПТУ (δ) [1]

Точки, полученные в диапазоне относительного прироста мощности 0 – 10%, соответствуют приросту мощности за счет форсирования штатной ПТУ сверх номинальной мощности, а в диапазоне более 10% - за счет использования новой ПТУ.

Согласно этой графической зависимости разница по сроку окупаемости для обоих вариантов невелика. Например, при пределах форсирования 5%, 7% и 10% срок окупаемости составляет соответственно 5 лет, 4,8 года и 4,6 года, а при 20% прироста мощности (новая ПТУ) срок окупаемости равен 4.6 лет.

Видно, что разница в величине срока окупаемости составляет 5 месяцев, а выручка, в случае с новой ПТУ, составляет 1020 млн. руб., что на 510 млн. руб. или в 2 раза больше, чем для варианта с форсированием.

Таким образом, теоретически в качестве наиболее эффективного варианта маневренности может быть рассмотрена новая более мощная ПТУ, причем прирост мощности выбирается так, чтобы дополнительная выручка была максимальна, а дополнительные затраты минимальны.

Следует отметить, что эта рекомендация имеет смысл только:

- при наличии существенных диспетчерских ограничениях ($KDO < 0,9$);
- при условии, что дополнительные затраты на инфраструктуру (новые трансформаторы, электрогенератор и проч.) будут относительно невелики.

Длительность пиковой нагрузки в течение суток, согласно данным ФАС, варьируется в зависимости от месяца года от 3 до 6 часов. По результатам исследования можно заключить, что чем продолжительнее пиковая зона графика нагрузки, тем больше дополнительная выручка и меньше срок окупаемости. Например, при $KDO=0.6$, цене пиковой энергии. 1050 руб./МВт ч, ставке за пиковую мощность 247 891.86 руб./МВт мес. длительность пиковой нагрузки целесообразно выбирать в диапазоне от 4 до 6 часов. При необходимости эта величина может быть и больше, однако при значении длительности пиковой нагрузки более 5,4 часа величина срока окупаемости уменьшаться дальше не будет (объяснение было приведено выше).

Полученные результаты иллюстрируют тот очевидный факт, что неоплата пиковой мощности экономически невыгодна для поставщика. Так, например, при 10% прироста мощности, цене пиковой энергии 1050 руб./МВт ч и нулевой ставке за пиковую мощность срок окупаемости составит 20 лет (рисунок 42), а дополнительная выручка 170 млн. руб. (рисунок 41а) При ставке за пиковую

мощность 247 891.86 руб./МВт·мес и 332 200 руб./МВт·мес (те же рисунки) срок окупаемости и дополнительная выручка соответственно будут 6 лет и 520 млн. руб.; 5 лет и 640 млн. руб. Очевидно, что чем выше оплачивается пиковая мощность, тем лучше, но при этом не должен быть превышен предел, устанавливаемый ФАС.

Графические зависимости также иллюстрируют тот факт, что, чем больше ставка за пиковую энергию, тем выше дополнительная выручка и ниже срок окупаемости. Например, при КДО=0.9, длительности пиковой нагрузки 4 часа, ставке за пиковую мощность 247 891.86 руб./МВт мес. и цене пиковой электроэнергии 1050 руб./МВт·ч срок окупаемости – 6,4 года, при 3143 руб./МВт – 4 года, при 4725 руб./МВт - 3 года (рисунок 44). По дополнительной выручке (рисунок 43а) имеем: 520 млн. руб., 850 млн. руб. и 1102 млн. руб. соответственно.

Таким образом, на сегодня эксплуатация комплекса АЭС+САТЭ имеет смысл только при выполнении следующих условий.

- 1) Наличие существенных диспетчерских ограничений (КДО=0.5–0.9).
- 2) Использование всех форсировочных возможностей штатной ПТУ.
- 3) В случае роста потребления и стоимости пиковой электроэнергии может быть целесообразным использование новой ПТУ, мощность которой превышает мощность штатной ПТУ в пределах 10-20%.
- 4) Длительность пиковой нагрузки должна быть не менее 4 часов.
- 5) Должны быть пересмотрены правила ОРЭМ в части возможности получения оплаты пиковой мощности, т.к. для окупаемости САТЭ необходима ставка за пиковую мощность не ниже ставки за пиковую мощность для ЗГАЭС.
- 6) Разница между пиковыми и ночными ценами электроэнергии должна быть максимальной.

3.3.2 Дополнительные пояснения к графикам срока окупаемости

Характер зависимости срока окупаемости и дополнительных затрат на АЭС+САТЭ от относительно прироста мощности ПТУ (рисунок 35а) позволяет предположить, что независимо от предела форсирования δ в случае существенных ДО ($K_{ДО} < 0.8$) и при $\delta > \delta_{\text{пред}}$ срок окупаемости мало зависит от относительного прироста мощности, т.е. имеет место «выход на плато».

Причиной этому служит тот факт, что согласно полученным оценкам (рисунок 29) затраты на ВТТ растут быстрее (линейно), чем прочие (на ПТУ, теплообменники зарядки и разрядки – степень в формулах (12,13) меньше 1).

Количественным подтверждением данной гипотезы в широком диапазоне параметров служит данный раздел.

Для оценки влияния на дополнительные капитальные затраты на комплекс АЭС+САТЭ (ΔK) дополнительных капитальных затрат на ВТТ, ПТУ и теплообменники САТЭ определим вклад каждой из составляющих полных дополнительных капитальных затрат (ΔK_i) при варьировании этих составляющих в пределах от -50% до +50% по формуле:

$$k_i = \frac{\Delta K_i}{\Delta K} \quad (33)$$

где i – тип составляющих дополнительных капитальных затрат на комплекс АЭС+САТЭ (ВТТ, ПТУ, теплообменники САТЭ), полные затраты определяются по алгоритму из п.2.3.2.5.

Отношения составляющих затрат к полным дополнительным капитальным затратам на АЭС+САТЭ при варьировании начальных капитальных затрат составляющих в пределах $\pm 50\%$, определяемые по формуле (33), представлены на рисунках 51-53 для различных пределов форсирования ПТУ.

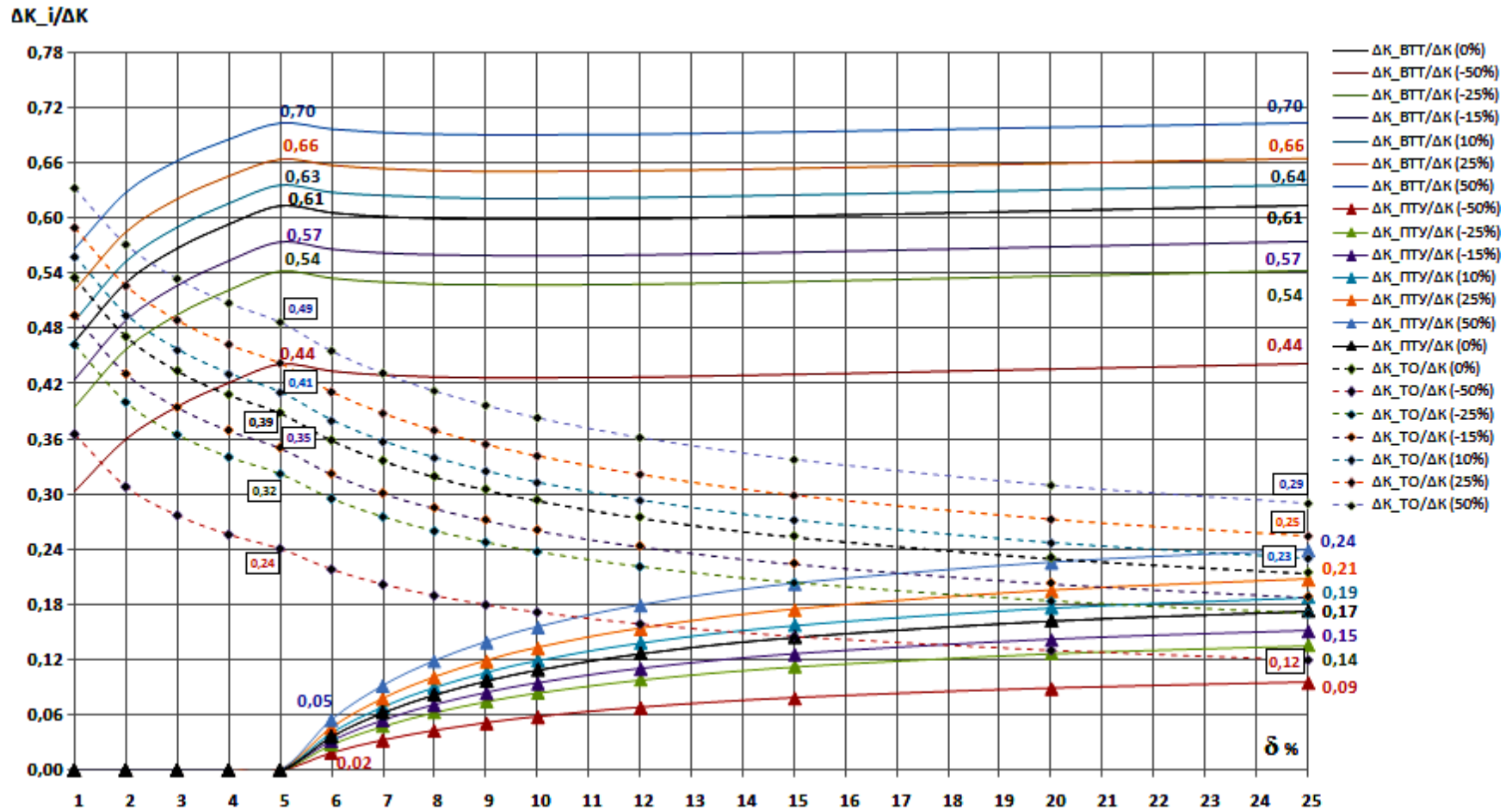


Рисунок 51 Зависимость отношения составляющих дополнительных затрат САТЭ (ΔK_i) к полным дополнительным затратам на САТЭ (ΔK) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при варьировании начальных капитальных затрат составляющих в диапазоне $\pm 50\%$ для предела форсирования 5%

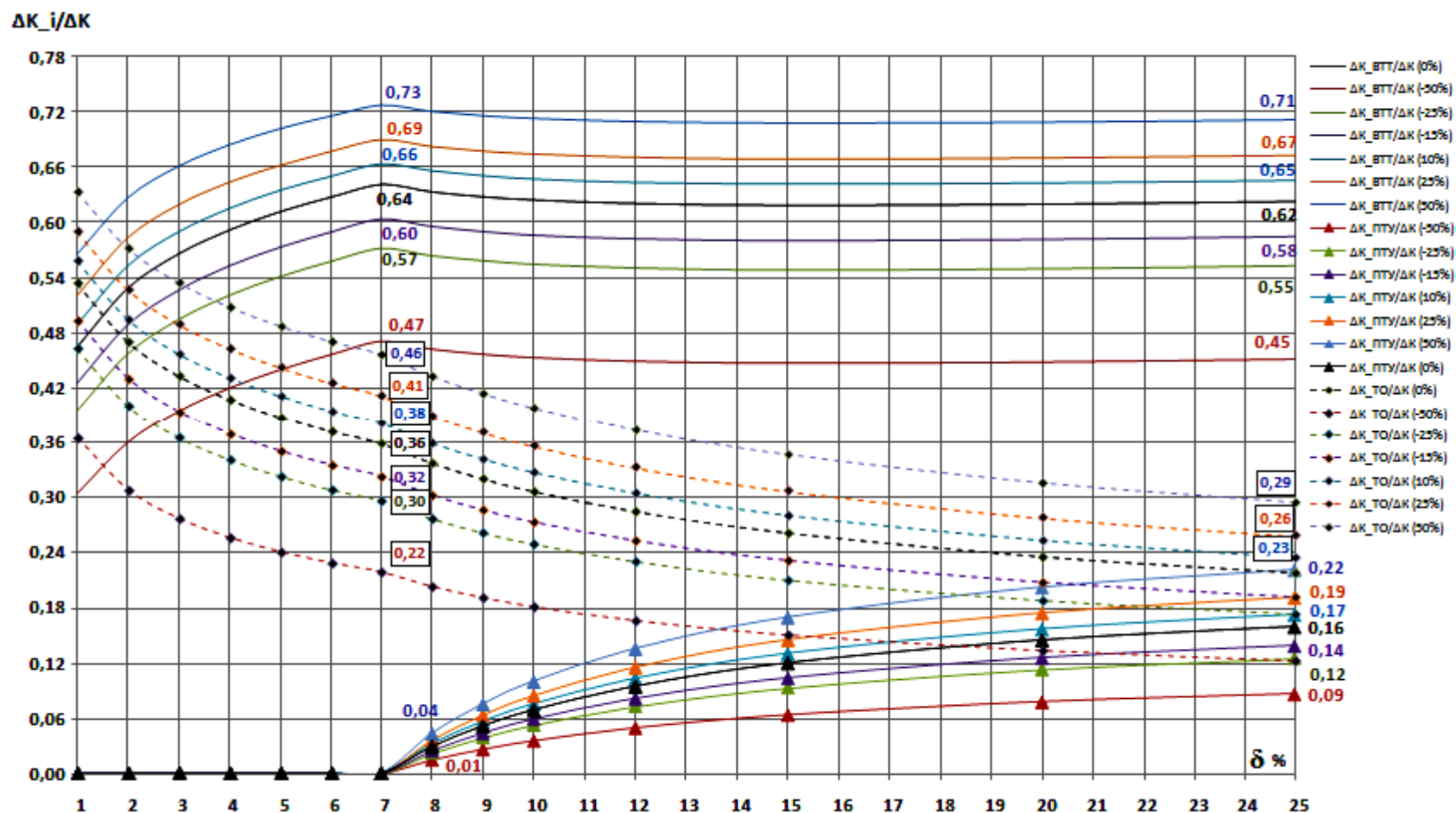


Рисунок 52 Зависимость отношения составляющих дополнительных затрат САТЭ (ΔK_i) к полным дополнительным затратам на САТЭ (ΔK) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при варьировании начальных капитальных затрат составляющих в диапазоне $\pm 50\%$ для предела форсирования 7%

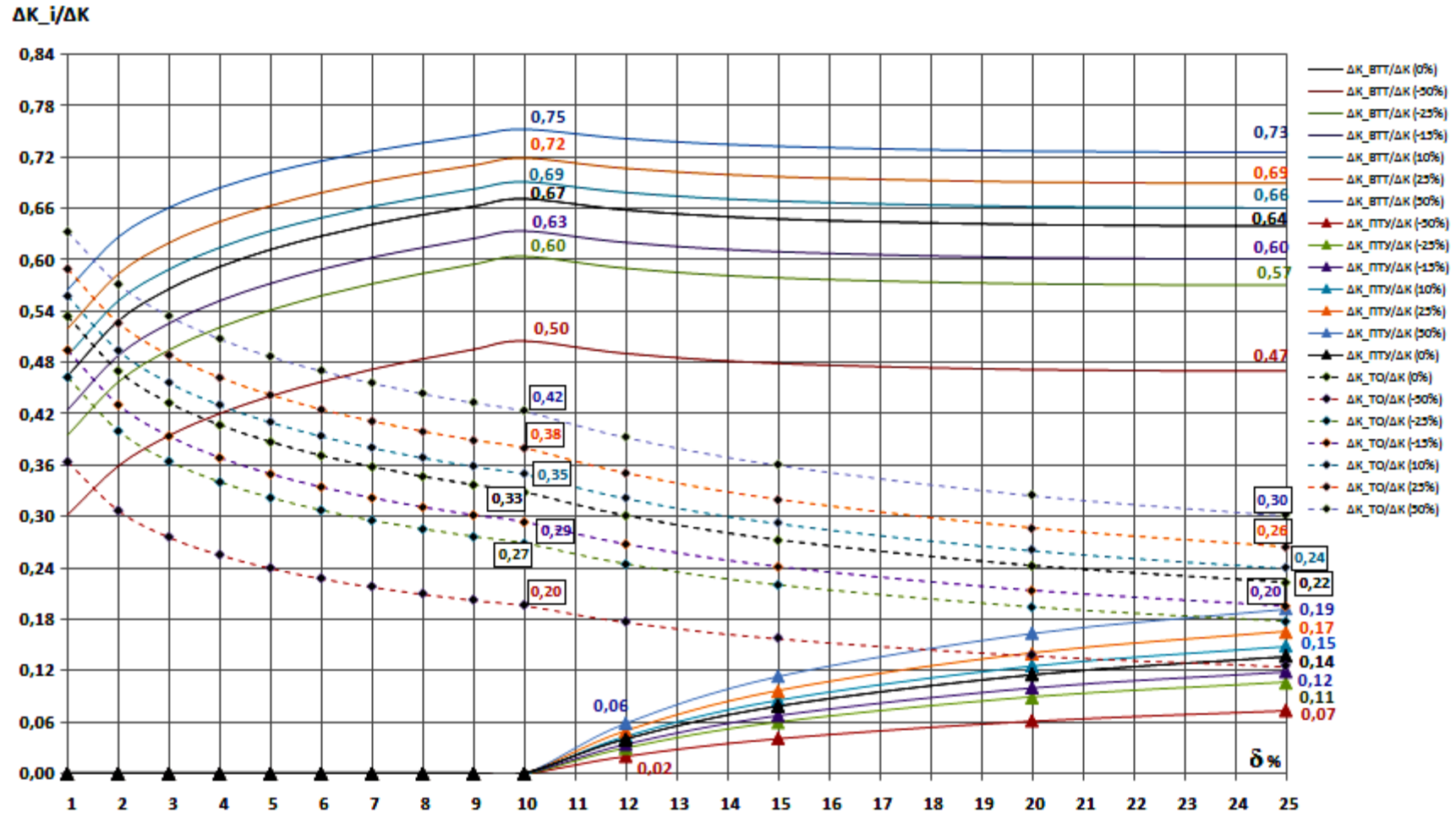


Рисунок 53 Зависимость отношения составляющих дополнительных затрат САТЭ (ΔK_i) к полным дополнительным затратам на САТЭ (ΔK) от относительного прироста мощности ПТУ (δ) при варьировании начальных капитальных затрат составляющих в диапазоне $\pm 50\%$ для предела форсирования 10%

Согласно рисункам 51-53 на участках графиков за пределами форсирования ПТУ вклады составляющих затрат изменяются в диапазонах, представленных в таблице 14.

Таблица 14. Диапазоны изменения вкладов составляющих затрат в полные дополнительные капитальные затраты на АЭС+САТЭ.

Диапазоны изменения вкладов составляющих затрат в полные дополнительные капитальные затраты на АЭС+САТЭ			
Варьируемая составляющая дополнительных затрат на АЭС+САТЭ	Предел форсирования, %		
	5	7	10
ВТТ (-50%) ÷ (+50%)	0,44 ÷ 0,70	0,45 ÷ 0,71	0,47 ÷ 0,73
ПТУ(-50%)	0,02 ÷ 0,09	0,01 ÷ 0,09	0,02 ÷ 0,07
ПТУ(+50%)	0,05 ÷ 0,24	0,04 ÷ 0,22	0,06 ÷ 0,19
Теплообменники (-50%)	0,24 ÷ 0,12	0,22 ÷ 0,12	0,20 ÷ 0,14
Теплообменники (+50%)	0,49 ÷ 0,29	0,46 ÷ 0,29	0,42 ÷ 0,30

Расчеты подтверждают гипотезу, что наибольший вклад в полные дополнительные капитальные затраты на АЭС+САТЭ вносят затраты на ВТТ, доля которых с относительным приростом мощности за пределами форсирования ПТУ существенно не меняется. Наименьшее влияние на полные дополнительные капитальные затраты на АЭС+САТЭ оказывают затраты на ПТУ, доля которых увеличивается с приростом мощности за пределами форсирования ПТУ. Рост доли затрат на ПТУ компенсируется снижением доли затрат на теплообменники.

Понять такое соотношение составляющих затрат и полных дополнительных капитальных затрат на АЭС+САТЭ можно, подставив упрощенные формулы для составляющих затрат из п.2.3.2.5 в формулу 33:

$$k_{\text{ВТТ}} \approx \frac{K_{\text{ВТТ}_0} \cdot \left[\frac{\delta}{\delta_{\text{САТЭ}}} - 1 \right]}{K_{\text{ПТУ}_0} \cdot [(1 + \delta - \delta_{\text{пред}})^{0,5} - 1] + K_{\text{т.о.}_\text{САТЭ}_0} \cdot \left[\left(\frac{\delta}{\delta_{\text{САТЭ}}} \right)^{0,62} - 1 \right] + K_{\text{ВТТ}_0} \cdot \left[\frac{\delta}{\delta_{\text{САТЭ}}} - 1 \right]} \quad (34)$$

$$k_{\text{ПТУ}} \approx \frac{K_{\text{ПТУ}_0} \cdot \left[(1 + \delta - \delta_{\text{пред}})^{0,5} - 1 \right]}{K_{\text{ПТУ}_0} \cdot \left[(1 + \delta - \delta_{\text{пред}})^{0,5} - 1 \right] + K_{\text{т.о.САТЭ}_0} \cdot \left[\left(\frac{\delta}{\delta_{\text{САТЭ}}} \right)^{0,62} - 1 \right] + K_{\text{ВТТ}_0} \cdot \left[\frac{\delta}{\delta_{\text{САТЭ}}} - 1 \right]} \quad (35)$$

$$k_{\text{ТО}} \approx \frac{K_{\text{т.о.САТЭ}_0} \cdot \left[\left(\frac{\delta}{\delta_{\text{САТЭ}}} \right)^{0,62} - 1 \right]}{K_{\text{ПТУ}_0} \cdot \left[(1 + \delta - \delta_{\text{пред}})^{0,5} - 1 \right] + K_{\text{т.о.САТЭ}_0} \cdot \left[\left(\frac{\delta}{\delta_{\text{САТЭ}}} \right)^{0,62} - 1 \right] + K_{\text{ВТТ}_0} \cdot \left[\frac{\delta}{\delta_{\text{САТЭ}}} - 1 \right]} \quad (36)$$

где δ – относительный прирост мощности ПТУ, $\delta_{\text{САТЭ}}$ – предел форсирования штатной ПТУ, $\delta_{\text{пред}}$ – предел форсирования ПТУ, $K_{\text{ВТТ}_0}$, $K_{\text{ПТУ}_0}$, $K_{\text{т.о.САТЭ}_0}$ – начальные капитальные затраты на ВТТ, ПТУ и теплообменники САТЭ соответственно.

Очевидно, что степенной характер кривых, полученных по формулам (34) и (36), гиперболический и определяется соотношением относительного прироста мощности ПТУ к пределу форсирования штатной ПТУ, которое при относительном приросте мощности ПТУ в пределах 8% меньше 1, а далее больше 1. Характер кривых, полученных по формуле (35) определяется разностью прироста мощности ПТУ и предела форсирования ПТУ, которая увеличивается с приростом мощности ПТУ.

Таким образом, выход кривых срока окупаемости на плато действительно обеспечивается доминированием доли затрат на ВТТ в полных дополнительных капитальных затратах на АЭС+САТЭ с относительным приростом мощности за пределами форсирования ПТУ.

3.4 Выводы к главе 3

По результатам исследования можно сделать следующие выводы.

- 1) Выполненная посредством сравнения с данными других авторов верификация модели показала высокую степень соответствия (максимальное расхождение данных по срокам окупаемости около 3%).
- 2) При использовании в качестве исходных данных реальных ценовых параметров рынка показано занижение срока окупаемости САТЭ в ряде работ в 6–8 раз вследствие использования излишне оптимистичных исходных данных (для современных рыночных условий реальный срок окупаемости составляет более 20 лет).
- 3) Зависимость срока окупаемости от прироста пиковой мощности имеет ярко выраженный минимум при достижении предела форсирования ПТУ, из чего следует целесообразность использования всех форсировочных возможностей штатной ПТУ (5-10% сверх номинальной мощности на примере ПТУ энергоблока ВВЭР-1200).
- 4) Использование в составе энергоблока ВВЭР-1200 ПТУ с номинальной мощностью выше 1200 МВт не дает существенного выигрыша по сроку окупаемости, поскольку линейно растущие с увеличением мощности затраты на ВТТ превалируют над затратами на остальное оборудование, растущими с показателем степени меньше 1 (0,62 – для теплообменников, 0,5 – для ПТУ).
- 5) Срок окупаемости принимает приемлемые значения (менее 10 лет) при выполнении одного или нескольких условий:
 - наличие существенных диспетчерских ограничений ($K_{ДО}=0.5–0.9$);
 - длительность пиковой нагрузки не менее 4 часов;
 - разница между пиковыми и ночными ценами электроэнергии более 20%;

- пересмотр правил ОРЭМ в части оплаты пиковой мощности с величиной оной не ниже ставки для ГАЭС (84 264,65 руб./МВт·мес для Загорской ГАЭС на момент выполнения расчетов).
- б) В силу существенного вклада стоимости ВТТ в общие затраты на САТЭ (около 60% на примере опции проекта НВАЭС-2) и ростом этой доли с расширением диапазона маневрирования и объема запасаемой энергии приоритетным способом повышения технико-экономических параметров комплекса АЭС+САТЭ является поиск более дешевых сред и способов аккумулирования тепла (например, инертная засыпка, омываемая ВТТ и т.п.).

Глава 4 Оценка влияния ввода в эксплуатацию энергоблока ВВЭР-1200 с САТЭ на оптовый рынок электроэнергии и мощности

Существенное влияние на окупаемость энергоблока АЭС с САТЭ оказывают ценовые параметры ОРЭМ. В данной главе предпринята попытка оценить это влияние.

Дополнительной сложностью является необходимость отдельного учета влияния на ценовые параметры как ввода новой мощности, так и расширенных возможностей маневрирования, вызванных наличием САТЭ.

Разработанная для этих целей модель основана на официальной методике прогнозирования цен, созданной Ассоциацией «НП Совет рынка» [41].

В модели учтены все основные параметры, влияющие на ценообразование на ОРЭМ, в том числе: состав мощностей всех видов генерации в регионе размещения АЭС, изменение оптовых цен на газ, индекс цены на продажу электроэнергии на РСВ, влияние вынужденной разгрузки тепловой генерации и т.д.

В качестве исходных данных взяты технические параметры проекта энергоблока №1 НВАЭС-2 с опцией САТЭ [82] и статистические данные ОАО «АТС» [45] за последние годы.

4.1 Актуальность оценки влияния АЭС с САТЭ на ОРЭМ

Эксплуатирующей организацией для АЭС России является АО «Концерн Росэнергоатом» (далее Концерн). Доля выработки АЭС в общей выработке электростанций РФ в 2015 г. составила 18,6%.

Карта выработки электроэнергии атомными станциями в ЕЭС России в 2015 г. показана на рисунке 54. Видно, что наибольшая часть генерирующих мощностей Концерна сосредоточена в ОЭС Центр, ОЭС Северо-Запад, ОЭС Средняя Волга и ОСЭ Юг.

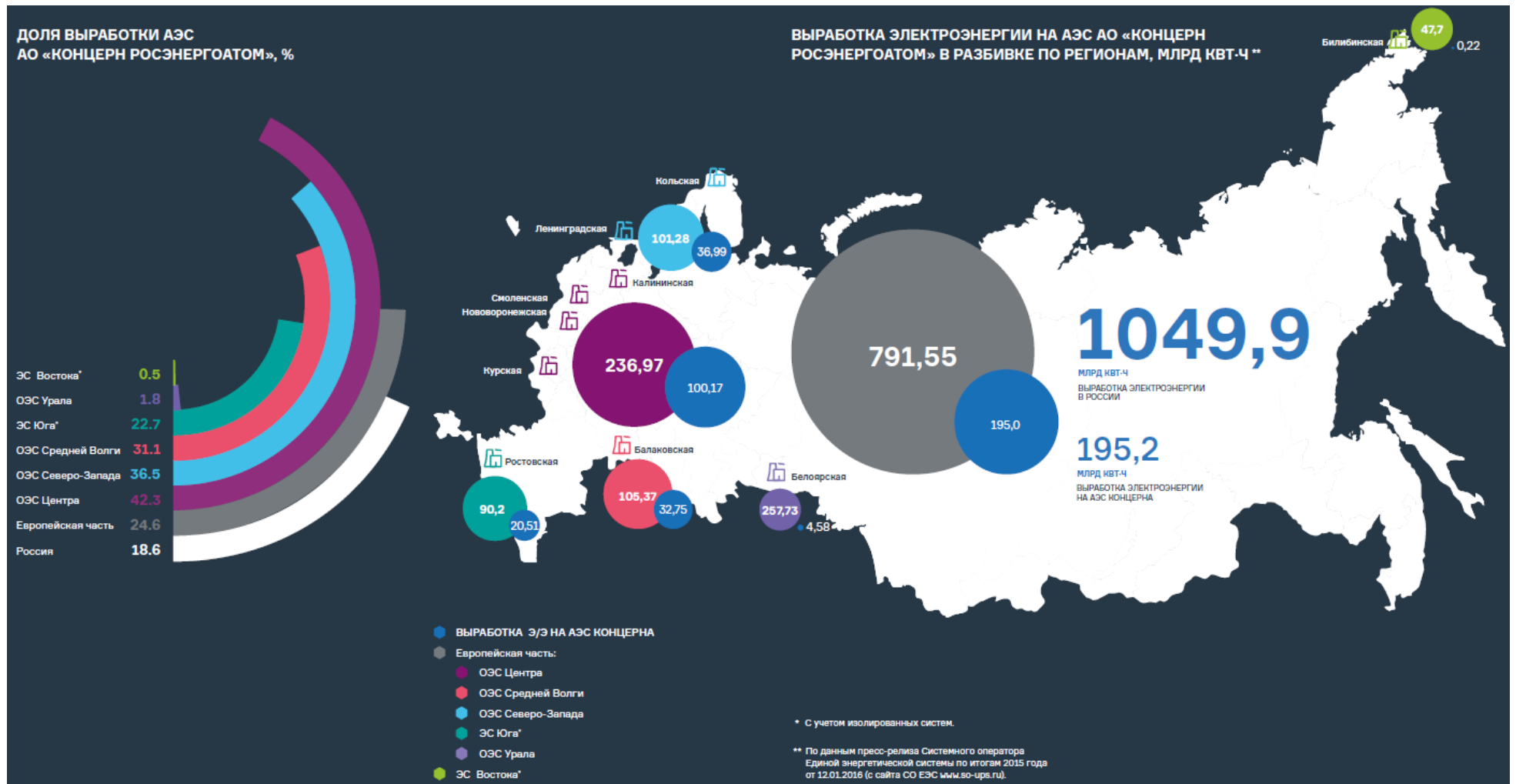
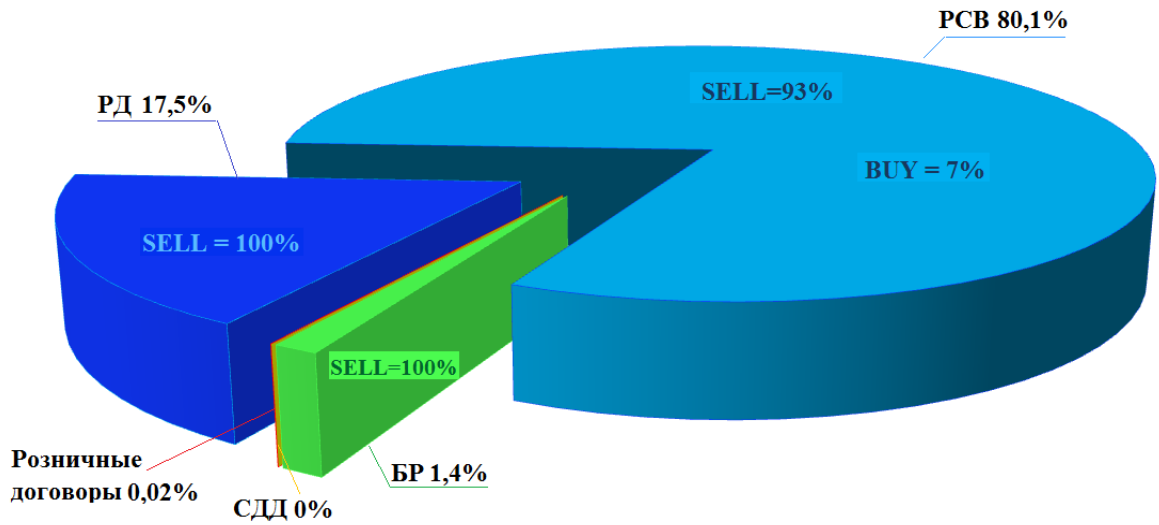


Рисунок 54 Карта выработки электроэнергии АЭС в ЕЭС России в 2015 г. [28]

Структура реализации электроэнергии АЭС на рынке электроэнергии и мощности в 2015 г.



Структура реализации мощности АЭС на рынке электроэнергии и мощности в 2015 г.

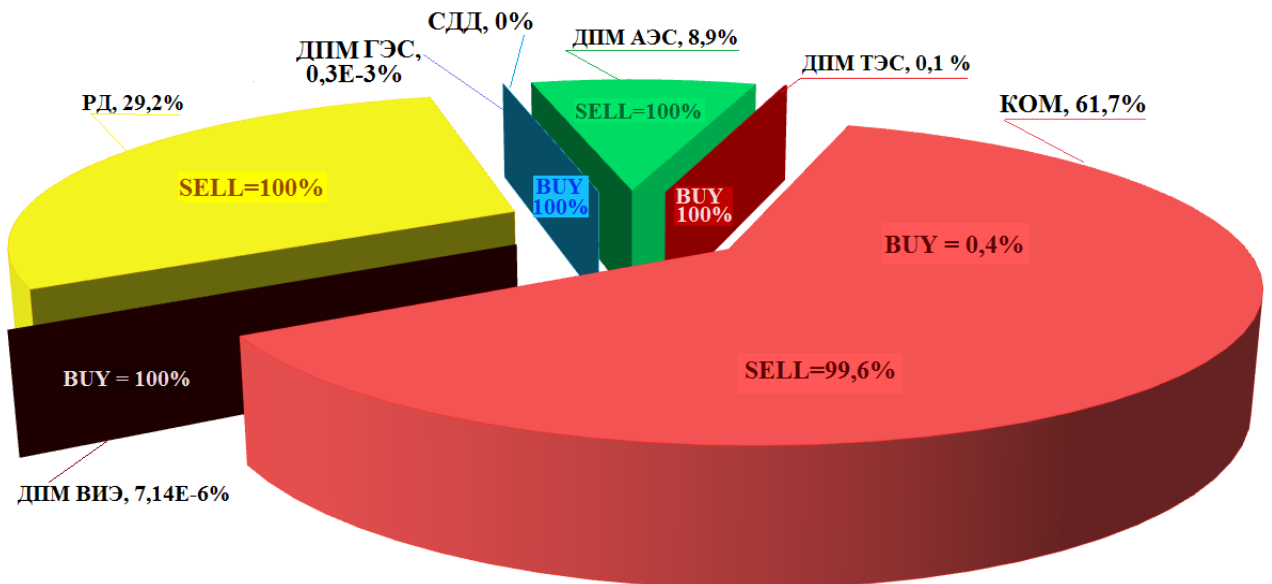


Рисунок 55 Структура реализации товарной продукции АЭС на ОРЭМ в 2015 г.

На рисунке 55 показана структура реализации товарной продукции АЭС на рынке электроэнергии и мощности в 2015 г. Более 80% сделок по купле-продаже электроэнергии совершается на РСВ, из них 93% – продажа электроэнергии, 7% – покупка. По РД совершается 17,5% всех торговых операций (100% покупка), на БР реализуется 1,4%. Доля продаж по розничным договорам – 0,02%.

Объем реализации мощности АЭС по цене КОМ составляет 61,7%, из них 99,6% – это сделки по продаже, а 0,4% – по покупке. По РД объем реализации составляет 29,2% (100% продажа), а по ДПМ новых АЭС около 9% (100% продажа).

На рисунке 56 приведены данные [28] по позиции Концерна среди крупнейших компаний РФ по выработке электроэнергии в динамике за 2011г. – 2014 г. В 2015 г. выработка Концерна составила 195 млрд. кВт·ч, что на 12,7% выше уровня 2011 г.

Позиция Концерна среди крупнейших компаний Российской Федерации по выработке электроэнергии в динамике за 2011-2014 годы, млрд.кВт·ч

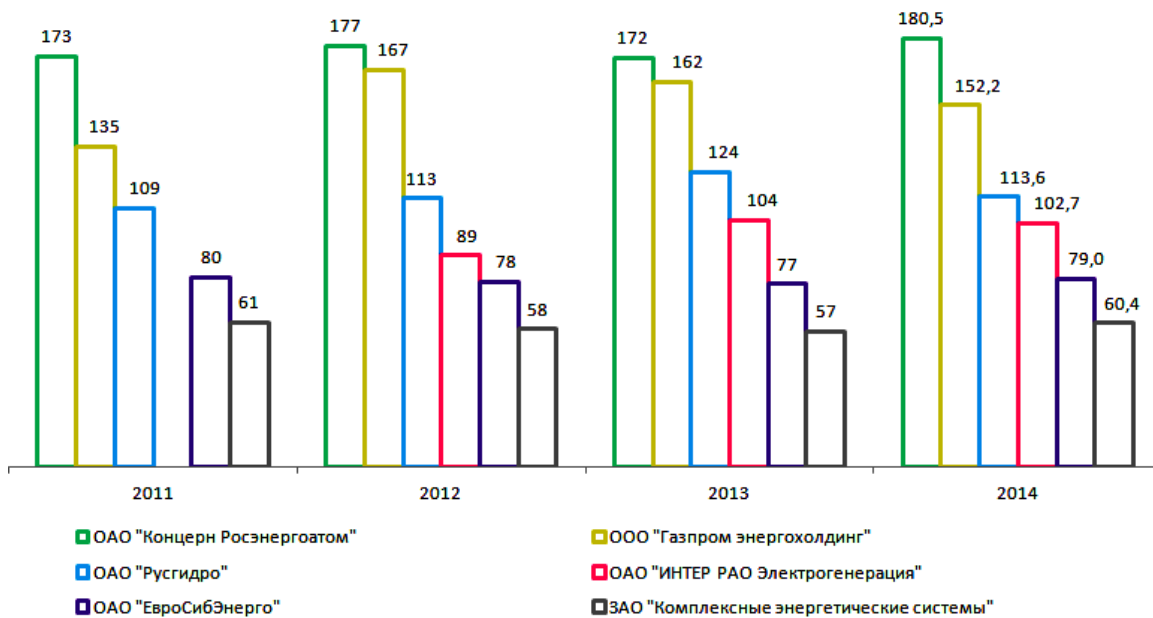


Рисунок 56 Позиция Концерна среди крупнейших компаний РФ по выработке электроэнергии в динамике за 2011г.-2014 г., млрд. кВт·ч [28]

Видно, что параллельно с вводом новых энергоблоков наблюдается и дополнительный рост выработки действующих АЭС на ОРЭМ. Учитывая, что Концерн один из крупнейших игроков на ОРЭМ (по выработке), а ценовая ситуация на рынке зависит в том числе и от состава генерирующих мощностей, необходимо провести дополнительное исследование и выполнить оценки влияния ввода АЭС+САТЭ на ОРЭМ. В частности понять, как изменится цена

электроэнергии на РСВ для АЭС с САТЭ и как это изменение цены отразится на выручке других АЭС.

4.2 Об изменении состава генерирующих мощностей при вводе АЭС+САТЭ на ОРЭМ

4.2.1 Возможности замещения вынужденной генерации АЭС с САТЭ

Ввод нового энергоблока на ОРЭМ в условиях минимального роста потребления вынуждает системного оператора разгружать другие виды генерации на величину новой вводимой мощности. Уменьшить объем такой разгрузки можно за счет замещения энергокомплексом АЭС+САТЭ вынужденной генерации (ВГ) – электростанций, не отобранных по результатам КОМ. В 2015 г. в РФ общий объем неотобранной мощности составил 15 ГВт [67]. Это, прежде всего, старые тепловые энергоблоки, которые не могут быть выведены из эксплуатации по причине отсутствия замещающих мощностей, или электростанции с большими затратами, окупить которые по цене, сложившейся по итогам КОМ, невозможно. Для ВГ устанавливают более высокие тарифы на мощность, что в итоге снижает эффективность ОРЭМ.

Результаты расчета, на основании [50,69,70], представлены в таблице 15. Потенциальный объем замещения ВГ для САТЭ по Воронежской области на 2-е полугодие 2015 г. в условиях неизменного объема потребления составил 150 МВт (ТГ 4-9 Воронежской ТЭЦ-1, Воронежская ТЭЦ-2). В будущем, вследствие изменений правил, количество ВГ будет меняться. Так, по итогам КОМ 2016 – 2019 гг. объем ВГ составил 78 МВт [67]. После КОМ 2020 г. возможно и увеличение количества неэффективной генерации в связи истечением сроков эксплуатации старых электростанций.

Таким образом, ввод нового атомного энергоблока с САТЭ приведет к росту суммарных генерирующих мощностей в регионе, который может быть смягчен выводом из эксплуатации вынужденной генерации. Минимальный потенциальный объем замещения ВГ САТЭ на ближайшее время – 78 МВт.

Таблица 15 Потенциальный объем мощности по Воронежской области для аккумулирования тепловой энергии посредством САТЭ на НВАЭС [50,69,70]

Субъект ОРЭМ	Станция	Год пуска	Мощность	Оплата мощности
Квадра (ТГК-4)	Воронежская ТЭЦ-1 (ТГ 5,6)	1933	60	ВГ по э.э. до 30.11.2015
	Воронежская ТЭЦ-1 (7-9)	1933	48	ВГ по теплу до 31.03.2015
	Воронежская ТЭЦ-2	1957	12	ВГ список ненадежной генерации за 2014 г.
	Воронежская ТЭЦ-1 (ТГ4)	1933	30	ВГ
	Воронежская ТЭЦ-2, ПГУ (ТГ-3,4,5)	2010	115	ДПМ
	Воронежская ТЭЦ-1, ПГУ-223	2016	223	ДПМ
Концерн Росэнергоатом	Нововоронежская АЭС	1964	1834	КОМ
	Нововоронежская АЭС-2, бл. №1	2016	1200	ДПМ
	Нововоронежская АЭС-2, бл. №2	2018	1180	ДПМ
Потенциальный объем мощности по Воронежской области для аккумулирования тепловой энергии посредством САТЭ на НВАЭС, обеспечиваемый выводом из эксплуатации старых энергоблоков Воронежских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, МВт				150

4.2.2 Оценка изменения состава генерирующих мощностей при вводе АЭС с САТЭ на примере тепловой генерации

Для анализа режимов работы энергосистемы при изменении нагрузки АЭС с ВВЭР-1000 использованы статистические данные ОАО «АТЭС» [45] за 2014 г. Из рассмотрения исключены праздничные и выходные дни с целью получения наиболее корректных результатов.

Как уже отмечалось выше, СО осуществляет диспетчерское управление энергосистемой на основе данных о технических максимуме и минимуме нагрузки от каждого генерирующего объекта. Дополнительным параметром для формирования режима работы энергосистемы является технологический минимум. Введем следующие обозначения исследуемых параметров:

- $P_{\text{технич_ТЭС}}^{\text{макс}}$ – суммарный суточный технический максимум ТЭС, МВт·ч;

- $P_{\text{технич_ТЭС}}^{\text{мин}}$ – суммарный суточный технический минимум ТЭС, МВт·ч;

- $P_{\text{технол_ТЭС}}^{\text{мин}}$ – суммарный суточный технологический минимум ТЭС, МВт·ч;

- $P_{\text{АЭС}}^{\text{план}}$ – суммарная суточная плановая нагрузка АЭС, МВт·ч.

Статистические данные АО «АТЭС» [45], аппроксимированные линейной зависимостью, представлены на рисунке 57. Изменение параметров нагрузки ТЭС при изменении нагрузки АЭС описывается следующими уравнениями:

$$\Delta P_{\text{технолгог_ТЭС}}^{\text{мин}} = -0,3571 \cdot \Delta P_{\text{АЭС}}^{\text{план}} + 300,79 \quad (37)$$

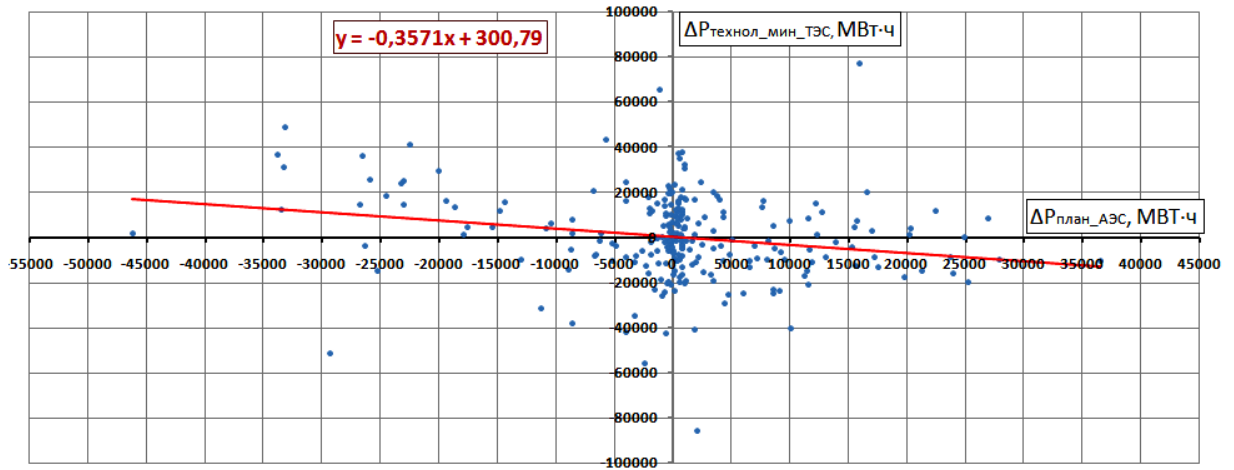
$$P_{\text{технич_ТЭС}}^{\text{мин}} = -0,3531 \cdot \Delta P_{\text{АЭС}}^{\text{план}} + 182,09 \quad (38)$$

$$P_{\text{технич_ТЭС}}^{\text{макс}} = -0,6539 \cdot \Delta P_{\text{АЭС}}^{\text{план}} + 445,85 \quad (39)$$

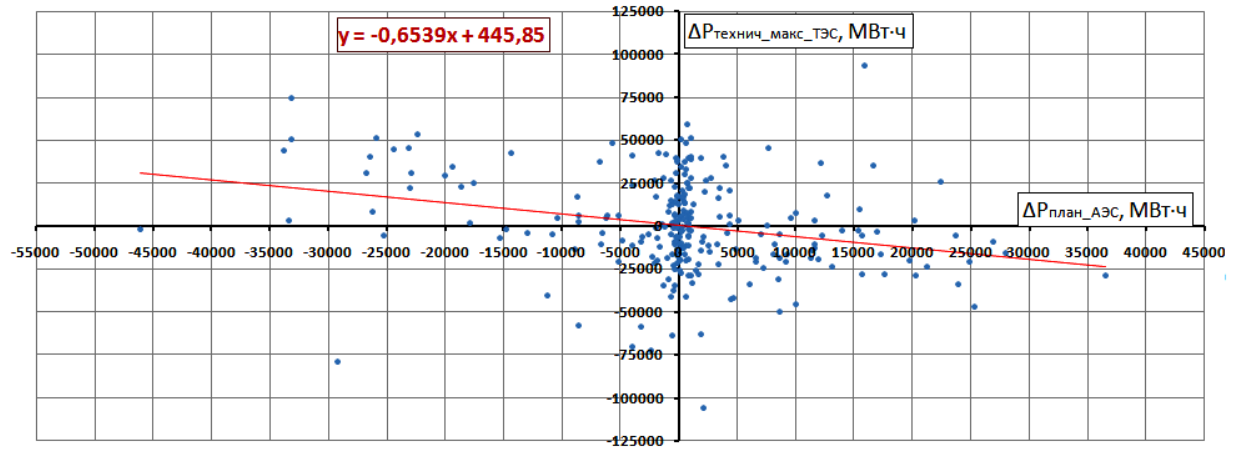
где $\Delta P_{\text{технолгог_ТЭС}}^{\text{мин}}$ – изменение между сутками технологического минимума ТЭС; $\Delta P_{\text{АЭС}}^{\text{план}}$ – изменение между сутками плановой нагрузки АЭС; $\Delta P_{\text{технич_ТЭС}}^{\text{мин}}$ – изменение между сутками технического минимума ТЭС; $\Delta P_{\text{технич_ТЭС}}^{\text{макс}}$ – изменение между сутками технического максимума ТЭС.

Полученные результаты будут использованы далее для оценки влияния АЭС+САТЭ на ОРЭМ, в частности при расчете изменения цены электроэнергии на «рынке сутки вперед» при вводе САТЭ.

Изменение технологического минимума ТЭС при изменении нагрузки АЭС



Изменение технического максимума ТЭС при изменении нагрузки АЭС



Изменение технического минимума ТЭС при изменении нагрузки АЭС

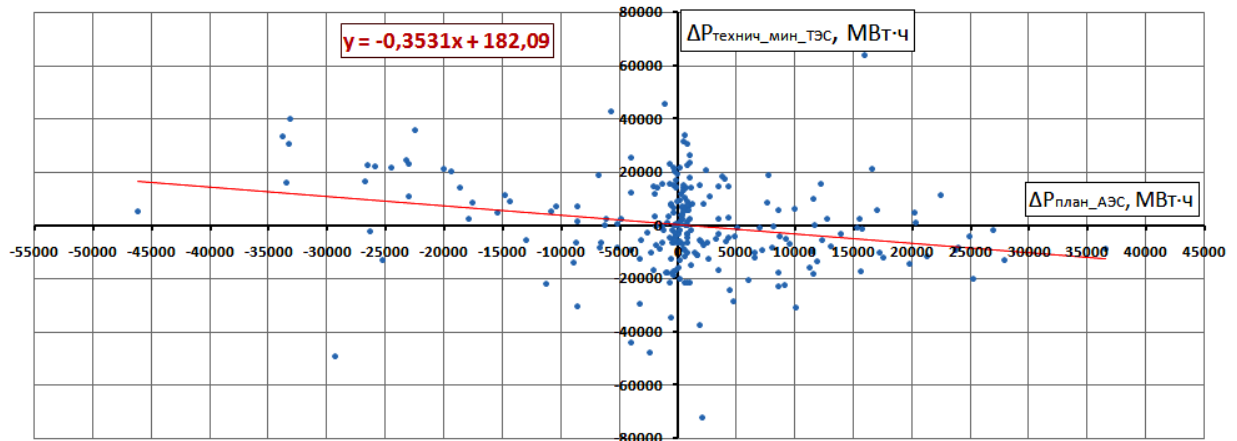


Рисунок 57 Изменение технического и технологического минимумов и максимума ТЭС при изменении нагрузки АЭС

4.3 Описание математической модели

Как говорилось выше, математическая модель основана на методике построения прогнозов свободных нерегулируемых цен, разработанной Ассоциацией «НП Совет рынка» [41].

НВАЭС расположена в первой ценовой зоне. Для определения изменения цены на электроэнергию на РСВ в первой ценовой зоне и в регионе строительства энергокомплекса АЭС+САТЭ использовалась факторная регрессионная модель, описывающая зависимость цены на электроэнергию от влияющих факторов. Прогнозная цена в первой ЦЗ на месяц t определяется уравнением⁹, связывающим несколько параметров (в т.ч. изменение цены на газ, инфляцию [30], плановые объемы ДПМ, объем удовлетворенного ценового предложения ТЭС/ГРЭС):

$$\text{Price}^{\text{PCB_sell}}_t = \beta_{\text{gas}} \cdot k_{\text{gas}_t} + \beta_{\text{price}} \cdot k\text{Price}_t + \beta_{\text{gen}} \cdot \text{gen_AESnGESnDPM}_t + \text{const} \quad (40)$$

$$k_{\text{gas}} = \text{Price}_{\text{gas}_{2015}} / \text{Price}_{\text{gas}_{2009}} \quad (41)$$

где k_{gas} – индекс роста цен на газ, отражающий изменение оптовых цен на газ относительно уровня, соответствующего 01.01.2009;

$k\text{Price}$ – доля удовлетворенного ценового предложения ТЭС/ГРЭС в общем объеме ценового предложения;

gen_AESnGESnDPM_t – объем планового почасового производства всех АЭС и ГЭС и ПГУ, введенных в рамках ДПМ, и новых ПГУ, введенных не по ДПМ;

β_i – коэффициенты модели; $\text{Price}_{\text{gas}}$ – цена на газ, руб./тыс.м³

$$k\text{Price}_t = \frac{\frac{\text{avg_gen}_t}{\text{gen_min}_t} \cdot \frac{1}{k\text{Pmax}_t} - \frac{k\text{Pcenoprini}_t}{k\text{Pmax}_t}}{k\text{Pmax_min}_t - \frac{k\text{Pcenoprini}_t}{k\text{Pmax}_t}} \quad (42)$$

где avg_gen_t – среднее значение на месяц суммарного торгового графика по всем ТЭС и АЭС за неделю ВСВГО¹⁰ (с субботы по пятницу);

⁹В целях удобства анализа и сопоставления результатов с другими источниками сохранены обозначения, использованные в методике Ассоциации «НП Совет рынка»

¹⁰ ВСВГО – выбор состава включенного генерирующего оборудования. Неделя ВСВГО длится с субботы по пятницу.

gen_min – среднее значение на месяц суммарного технического минимума ТЭС и АЭС за неделю ВСВГО;

kPmax, kPcenoprinin, kPmax_min – расчетные коэффициенты, определяемые как

$$kPmax_t = \frac{Pmax_t}{gen_max_t} \quad (43)$$

$$kPcenoprinin_t = \frac{Pcenoprinin_t}{gen_min_t} \quad (44)$$

$$kPmax_min_t = \frac{gen_max_t}{gen_min_t} \quad (45)$$

где Pmax – среднечасовое на месяц суммарное значение технического максимума ТЭС, разделенное на количество часов;

Pcenoprinin – среднечасовое на месяц суммарное значение ценопринимающего предложения по всем включенным ТЭС во все часы месяца, разделенное на количество часов;

gen_max – среднее значение на месяц технического максимума по всем ТЭС и АЭС за неделю ВСВГО (с субботы по пятницу);

$$gen_max_t = \sum_i CPЗНАЧ[(P_max_AES_h + P_max_TES_h)]_i \cdot w_i \quad (46)$$

где i – номер недели ВСВГО;

P_max_AES_h, P_max_TES_h – суммарное почасовое значение технического максимума всех АЭС, ТЭС соответственно;

w_i – весовой коэффициент, определяемый по формуле

$$w_i = \frac{D_{недВСВГО_i}}{D_{мес_t}} \quad (47)$$

где D_недВСВГО_i - дней в i-й неделе ВСВГО, D_мес_t - дней в месяце t.

$$gen_min_t = \sum_i CPЗНАЧ[(P_min_technich_TES_AES_h)]_i \cdot w_i \quad (48)$$

где P_min_technich_TES_AES_h – суммарное почасовое значение технических минимумов всех АЭС и ТЭС;

$$avg_gen_t = \sum_i CPЗНАЧ[(P_plan_TES_AES_h)]_i \cdot w_i \quad (49)$$

где $P_{plan_TES_AES_h}$ – суммарное почасовое значение объема генерации всех АЭС и ТЭС.

Прогнозная цена в регионе R (регион строительства энергокомплекса АЭС+САТЭ) на месяц t определяется из уравнения

$$Price^{PCB_sell}_{R,t} = \beta^{PCB_sell}_R \cdot Price^{PCB_sell}_t + \beta^{gen}_R \cdot gen_AESnGESnDPM_{R,t} + const_R \quad (50)$$

В качестве исходных данных¹¹ использованы статистические данные АТС [45]. Период прогнозирования цены на электроэнергию на РСВ - сентябрь 2015 г.

Ранее было отмечено, что ввод нового атомного энергоблока обеспечивается разгрузкой других электростанций на величину вводимой мощности АЭС. Состав выводимого генерирующего оборудования зависит от ряда экономических, технических и природных условий и определяется СО. Для оценки влияния на ОРЭМ только АЭС+САТЭ в расчете принято, что ввод АЭС+САТЭ обеспечен снижением минимумов тепловой генерации на величину вводимой мощности энергокомплекса. Расчет наиболее вероятного варианта состава выводимого генерирующего оборудования при вводе АЭС+САТЭ, согласно обработанным в п. 4.2.2 статистическим данным, рассмотрен ниже отдельно.

Согласно результатам, полученным в разделе 3, в данной главе рассмотрен вариант повышения пиковой мощности энергоблока ВВЭР-1200 с САТЭ за счет использования новой ПТУ, мощность которой превышает мощность штатной ПТУ в пределах 10%. Суточный режим работы энергокомплекса АЭС+САТЭ ($N_{АЭС+САТЭ}$) определяется системой уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} N_{уст} - N_{зар_САТЭ}, t_{зар} = (0 \div 6) \text{ ч} \\ N_{ПТУ}^{нов}, t_{пик} \leq \text{ЦЕЛОЕ} \left[\frac{N_{разр_САТЭ}}{O_{пик}} \right] \text{ ч} \\ N_{уст} + N_{разр_САТЭ} - \text{ЦЕЛОЕ} \left[\frac{N_{разр_САТЭ}}{O_{пик}} \right] \cdot O_{пик}, t_{пик} \leq \text{ЦЕЛОЕ} \left[\frac{N_{разр_САТЭ}}{O_{пик}} \right] \text{ ч} \\ N_{уст}, t_{баз} = 24 - t_{зар} - t_{разр} \end{array} \right. \quad (51)$$

¹¹Исходные данные представляют собой массив точек весьма большого объема (30 дней · 24 часа · 20 параметров - более 14,4 тысяч точек). На графике столь большой массив выглядит сплошным пятном, приводить его в табличном виде (несколько сотен страниц) вряд ли имеет смысл.

где $N_{уст}$ – установленная номинальная мощность; $N_{ПТУ}^{НОВ}$ – установленная мощность новой ПТУ; $N_{зар_САТЭ}$, $N_{разр_САТЭ}$ – мощности зарядки и разрядки САТЭ соответственно, определяемые по формулам:

$$N_{зар_САТЭ} = N_{уст} \cdot \mu \quad (52)$$

$$N_{разр_САТЭ} = N_{зар_САТЭ} \cdot t_{зар} \cdot \eta_{САТЭ} \quad (53)$$

где $t_{зар}$, $t_{разр}$ – время зарядки и разрядки САТЭ соответственно; $t_{пик}$ – длительность пиковой разрядки САТЭ; $\eta_{САТЭ}$ – КПД САТЭ (80%); μ – процент разгрузки энергоблока в ночные часы (0÷25)%.

$O_{пик}$ – максимальный возможный дополнительный пиковый объем мощности, выдаваемый в час, определяется по формуле

$$O_{пик} = N_{ПТУ}^{НОВ} - N_{уст} \quad (54)$$

Изменения ценообразующих факторов модели, описанных выше уравнениями (46,48,49), определяются по следующие формулам

$$gen_{AESnGESnDPM} = N_{AES+САТЭ} \quad (55)$$

$$gen_min = N_{AES+САТЭ}^{min} - P_{min_TES}^{technich} \quad (56)$$

где $N_{AES+САТЭ}^{min}$ – технический минимум АЭС+САТЭ, $P_{min_TES}^{technich}$ – высвобождаемый технический минимум ТЭС при вводе АЭС+САТЭ.

$$gen_max = N_{AES+САТЭ}^{max} - P_{max_TES}^{technich} \quad (57)$$

где $N_{AES+САТЭ}^{max}$ – технический максимум АЭС+САТЭ, $P_{max_TES}^{technich}$ – снижение технического максимума ТЭС при вводе АЭС+САТЭ.

$$avg_{gen} = N_{AES+САТЭ} - P_{TES}^{plan} \quad (58)$$

где P_{TES}^{plan} – разгрузка планового торгового графика ТЭС при вводе АЭС+САТЭ.

$$P_{max} = -P_{max_TES}^{technich} \quad (59)$$

$$P_{\text{сеноприним}} = -P_{\text{min_TES}}^{\text{technologich}} \quad (60)$$

где $P_{\text{min_TES}}^{\text{technologich}}$ – высвобождаемый технологический минимум ТЭС при вводе АЭС+САТЭ.

4.4 Результаты расчетов

4.4.1 Оценка влияния на ОРЭМ только АЭС+САТЭ

Результаты расчетов представлены на рисунке 58. Согласно им, ввод нового энергоблока ВВЭР-1200 без САТЭ, при сохранении общего объема энергопотребления приведет к снижению цены продажи электроэнергии на РСВ в ГТП НВАЭС на 16,51 руб./МВт·ч, а в первой ценовой зоне – на 10,28 руб./МВт·ч.

Использование САТЭ (режим несения нагрузки: ночью – 75%, пиковые часы – 110% от номинальной мощности) позволяет частично «отыграть» снижение цены электроэнергии в ценовой зоне до 0,31 руб./МВт·ч, в регионе до 1,35 руб./МВт·ч, причем эти величины меняются линейно с ростом диапазона маневрирования.

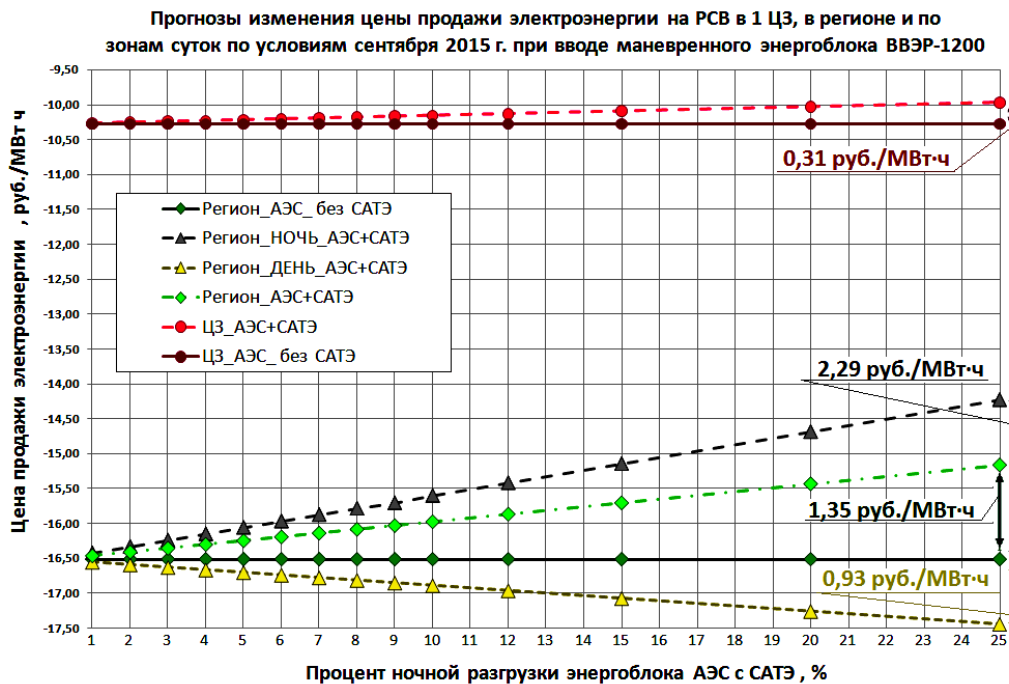


Рисунок 58 Прогнозы изменения цены продажи электроэнергии на РСВ в 1 ЦЗ, в регионе и по зонам суток по условиям сентября 2015 г. при вводе маневренного энергоблока ВВЭР-1200 [2].

Таким образом, большому диапазону маневрирования соответствует меньшее снижение цены продажи электроэнергии на РСВ как в ценовой зоне, так и в регионе.

Глубже понять причины такого поведения цен на примере региона позволяет график изменения цен по зонам суток («регион день», «регион ночь» на рисунке 58). Видно, что днем цена электроэнергии снижается, а в ночные часы увеличивается. Это объясняется маржинальным принципом ценообразования на РСВ (рисунок 59).

Рынок на сутки вперед – это аукцион ценовых заявок поставщиков (предложение) и потребителей (спрос), по результатам которого определяется равновесная цена (C_p) продажи/покупки электроэнергии на каждый час.

АЭС покрывают базовую часть графика электрической нагрузки и по правилам ОРЭМ обязаны подавать ценопринимающие заявки на РСВ (объем по 0 руб.), чтобы в полном объеме отобратиться при торгах и получить оплату

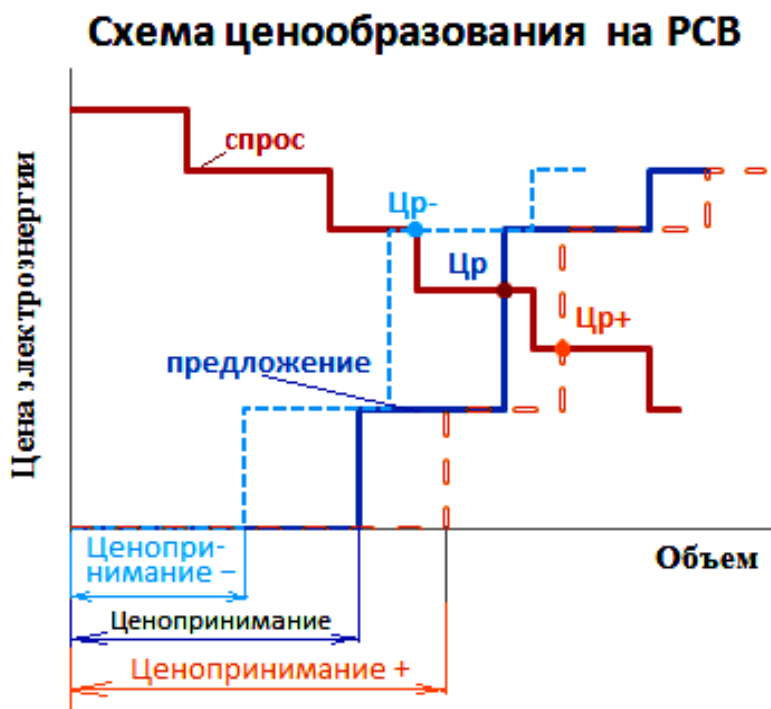


Рисунок 59 Схема ценообразования на РСВ [2]

произведенной электроэнергии. ТЭС участвуют в суточном регулировании нагрузки, т.е. подаваемые ими ценовые заявки содержат пары цена-количество,

причем, чем выше топливная составляющая затрат на производство электроэнергии, тем выше цена в заявке.

Видно, что при снижении объема ценопринимающих заявок (часы ночной зарядки АЭС+САТЭ) доля дорогих предложений на РСВ растет и цена продажи электроэнергии (C_{p-}) повышается, а при увеличении объема ценопринимающих заявок (часы пиковой разрядки АЭС+САТЭ) доля дорогих предложений на РСВ уменьшается и цена продажи электроэнергии (C_{p+}) снижается.

Выдаваемый в пиковые часы суммарный дополнительный объем мощности составляет 80% от объема запасенной мощности в ночные часы графика электрической нагрузки. Почасовой дополнительный объем мощности не превышает 10% от установленной мощности штатной ПТУ. Следовательно, прирост цены электроэнергии в ночные часы графика электрической нагрузки превышает снижение цены электроэнергии в пиковые часы графика электрической нагрузки, т.е. выполняется условие:

$$|C_{p-} - C_p| > |C_{p+} - C_p| \quad (61)$$

Таким образом, средняя цена продажи электроэнергии на РСВ увеличивается с расширением диапазона маневрирования АЭС+САТЭ.

4.4.2 Оценка влияния АЭС+САТЭ на ОРЭМ при наиболее вероятном составе выводимого генерирующего оборудования

Согласно результатам обработки статистических данных ОАО «АТС» [50,69,70] наиболее вероятное перераспределение объемов тепловой генерации при вводе нового энергоблока ВВЭР-1200 следующий:

- снижение технического максимума ТЭС – 753 МВт;
- снижение технического минимума ТЭС – 409 МВт;
- снижение технологического минимума ТЭС – 470 МВт.

При таком режиме работы энергосистемы цена электроэнергии на РСВ в первой ценовой зоне при вводе ВВЭР-1200 снизится на 9,62 руб./МВт·ч, в регионе – на 15,99 руб./МВт·ч, что на 0,66 руб./МВт·ч по первой ценовой зоне и

на 0,51 руб./МВт·ч в регионе выше, чем для режима работы энергосистемы с вводом энергоблока АЭС за счет вывода тепловой генерации в объеме вводимой новой мощности. Характер соответствующих графических зависимостей будет аналогичен зависимостям, представленным на рисунке 58.

Ввод САТЭ увеличит цену электроэнергии на РСВ в том же соотношении, что и в варианте с выводом тепловой генерации на величину вводимой новой мощности.

Понять причины меньшего снижения цены электроэнергии на РСВ в варианте с наиболее вероятным составом выводимой тепловой генерации позволяет схема ценообразования на РСВ на рисунке 60.

Видно, что снижение объема только тепловой генерации приводит к росту цены электроэнергии на РСВ (т.к. уменьшается доля дорогой генерации), а увеличение доли только атомной генерации – к снижению (увеличивается доля дешевой генерации). В варианте с вводом АЭС с наиболее вероятным составом выводимой тепловой генерации цена электроэнергии сложится ниже базового значения и выше, чем в ситуации

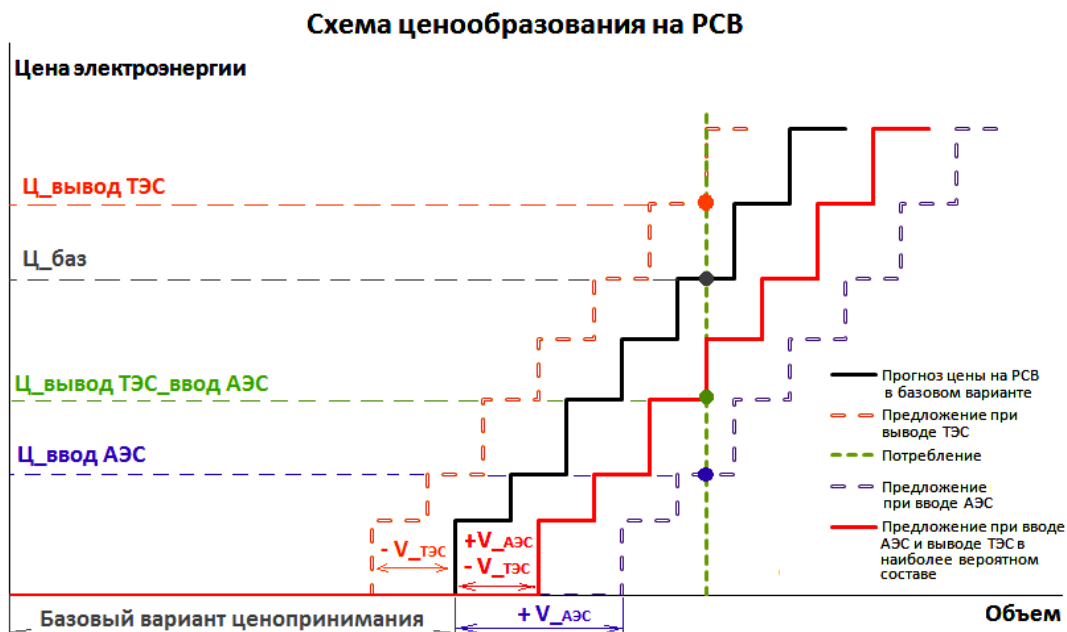


Рисунок 60 Схема ценообразования на РСВ

с вводом АЭС и выводом тепловой генерации на величину вводимой новой мощности, т.к. при этом увеличение доли дешевого предложения на ОРЭМ уменьшится на величину выводимой тепловой мощности.

4.5 Оценка экономического эффекта от ввода АЭС+САТЭ на ОРЭМ

Вывод энергоблока АЭС+САТЭ на ОРЭМ, как было показано выше, приведет к изменению цены продажи электроэнергии, что отразится не только на выручке АЭС, расположенной в регионе ввода САТЭ, но и на выручках других электростанций (в т.ч. АЭС, ТЭС и ГЭС).

В ночные часы графика электрической нагрузки цена электроэнергии вырастет, в пиковые часы – снизится, в среднем за месяц увеличится. Тогда новый энергоблок НВАЭС, эксплуатируемый с САТЭ, будет нести убытки от недогрузки в ночные часы и от продажи дополнительной электроэнергии по сниженной пиковой цене. Однако другие АЭС, расположенные в первой ценовой зоне и покрывающие базовую часть графика электрической нагрузки, в т.ч. и энергоблоки НВАЭС, с ростом цены электроэнергии на РСВ получат дополнительную выручку за продажу электроэнергии. Важно понять, какой экономический эффект в целом ожидает организацию, эксплуатирующую АЭС.

Экономический эффект (Э) от ввода на ОРЭМ нового энергоблока АЭС с САТЭ оценивается по формуле

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}} + \mathcal{E}_{\text{сум_АЭС_регион}} + \mathcal{E}_{\text{сум_АЭС_1 ЦЗ}} \quad (62)$$

где $\mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}$ – экономический эффект для нового энергоблока НВАЭС, эксплуатируемого с САТЭ, определяемый по формуле (63); $\mathcal{E}_{\text{сум_АЭС_регион}}$ – суммарный экономический эффект для всех АЭС, расположенных в макрорегионе №14¹² (далее – макрорегион), определяемый по формуле (6); $\mathcal{E}_{\text{сум_АЭС_1 ЦЗ}}$ –

¹² Макрорегион №14 – согласно методике [1] включает в себя все регионы первой ценовой зоны, кроме: Мурманской области, Республики Карелия, Ленинградской области, Новгородской области, Псковской области, Тюменской области, Пермского края, Кировской области, Нижегородской области, Самарской области, Саратовской области, Пензенской области, Ульяновской области, республики Мордовия, республики Башкортостан, республики Татарстан, республики Мордовия, республики Марий Эл, республики Чувашия, Ростовской области, Волгоградской области, Краснодарского края,

суммарный экономический эффект для всех АЭС, расположенных в 1 ЦЗ вне макрорегиона, определяемый по формуле (68).

$$\mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}} = \mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{ночь}} + \mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{п/пик}} + \mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{пик}} \quad (63)$$

$\mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{ночь}}$, $\mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{п/пик}}$, $\mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{пик}}$ – экономические эффекты для нового блока НВАЭС при вводе САТЭ, млн.руб./год по зонам суток: ночь, полупик, пик соответственно;

$$\mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{ночь}} = W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{ночь}} \cdot \Delta \text{Price}_{\text{ночь}} + (W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{ночь}} - W_{\text{АЭС}}^{\text{ночь}}) \cdot (\text{Price}_{\text{ночь}} + \Delta \text{Price}_{\text{ночь}}) \quad (64)$$

$$\mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{п/пик}} = W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{п/пик}} \cdot \Delta \text{Price}_{\text{п/пик}} + (W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{п/пик}} - W_{\text{АЭС}}^{\text{п/пик}}) \cdot (\text{Price}_{\text{п/пик}} + \Delta \text{Price}_{\text{п/пик}}) \quad (65)$$

$$\mathcal{E}_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{пик}} = W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{пик}} \cdot \Delta \text{Price}_{\text{пик}} + (W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{пик}} - W_{\text{АЭС}}^{\text{пик}}) \cdot (\text{Price}_{\text{пик}} + \Delta \text{Price}_{\text{пик}}) \quad (66)$$

где $W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{ночь}}$, $W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{п/пик}}$, $W_{\text{АЭС+САТЭ}}^{\text{пик}}$ – выработка нового энергоблока НВАЭС, эксплуатируемого с САТЭ по зонам суток: ночь, полупик, пик; $W_{\text{АЭС}}^{\text{ночь}}$, $W_{\text{АЭС}}^{\text{п/пик}}$, $W_{\text{АЭС}}^{\text{пик}}$ – выработка нового энергоблока НВАЭС без САТЭ зонам суток: ночь, полупик, пик; $\text{Price}_{\text{ночь}}$, $\text{Price}_{\text{п/пик}}$, $\text{Price}_{\text{пик}}$ – прогнозная цена электроэнергии на РСВ при вводе нового энергоблока НВАЭС по зонам суток: ночь, полупик, пик; $\Delta \text{Price}_{\text{ночь}}$, $\Delta \text{Price}_{\text{п/пик}}$, $\Delta \text{Price}_{\text{пик}}$ – изменение прогнозной цены электроэнергии на РСВ при вводе нового энергоблока НВАЭС с САТЭ по зонам суток: ночь, полупик, пик (рисунке 58).

$$\mathcal{E}_{\text{сум_АЭС_регион}} = W_{\text{сум_АЭС_регион}} \cdot \Delta \text{Price}_{\text{сум_регион}} \quad (67)$$

$$\mathcal{E}_{\text{сум_АЭС_1ЦЗ}} = W_{\text{сум_АЭС_1ЦЗ}} \cdot \Delta \text{Price}_{\text{сум_1ЦЗ}} \quad (68)$$

где $W_{\text{сум_АЭС_регион}}$ – годовая выработка всех АЭС, расположенных в макрорегионе; $W_{\text{сум_АЭС_1ЦЗ}}$ – годовая выработка всех АЭС, расположенных вне макрорегиона в первой ЦЗ, по итогам 2015 г.; $\Delta \text{Price}_{\text{сум_регион}}$, $\Delta \text{Price}_{\text{сум_1ЦЗ}}$ –

изменение прогнозной цены электроэнергии на РСВ при вводе нового энергоблока НВАЭС с САТЭ в макрорегионе и в первой ЦЗ соответственно.

На рисунке 61 приведены результаты расчета экономического эффекта от ввода на ОРЭМ нового энергоблока НВАЭС с САТЭ для различных режимов работы.

Видно, что убытки нового энергоблока НВАЭС с САТЭ компенсируются дополнительной выручкой других АЭС за счет роста цены электроэнергии. Согласно рекомендациям о целесообразности использования всех форсировочных возможностей штатной ПТУ или выбора новой ПТУ с мощностью, не превышающей 10-15 % номинальной мощности штатной ПТУ, экономический эффект от ввода на ОРЭМ САТЭ в целом для эксплуатирующей организации составит около 16-19 млн. руб. в год.

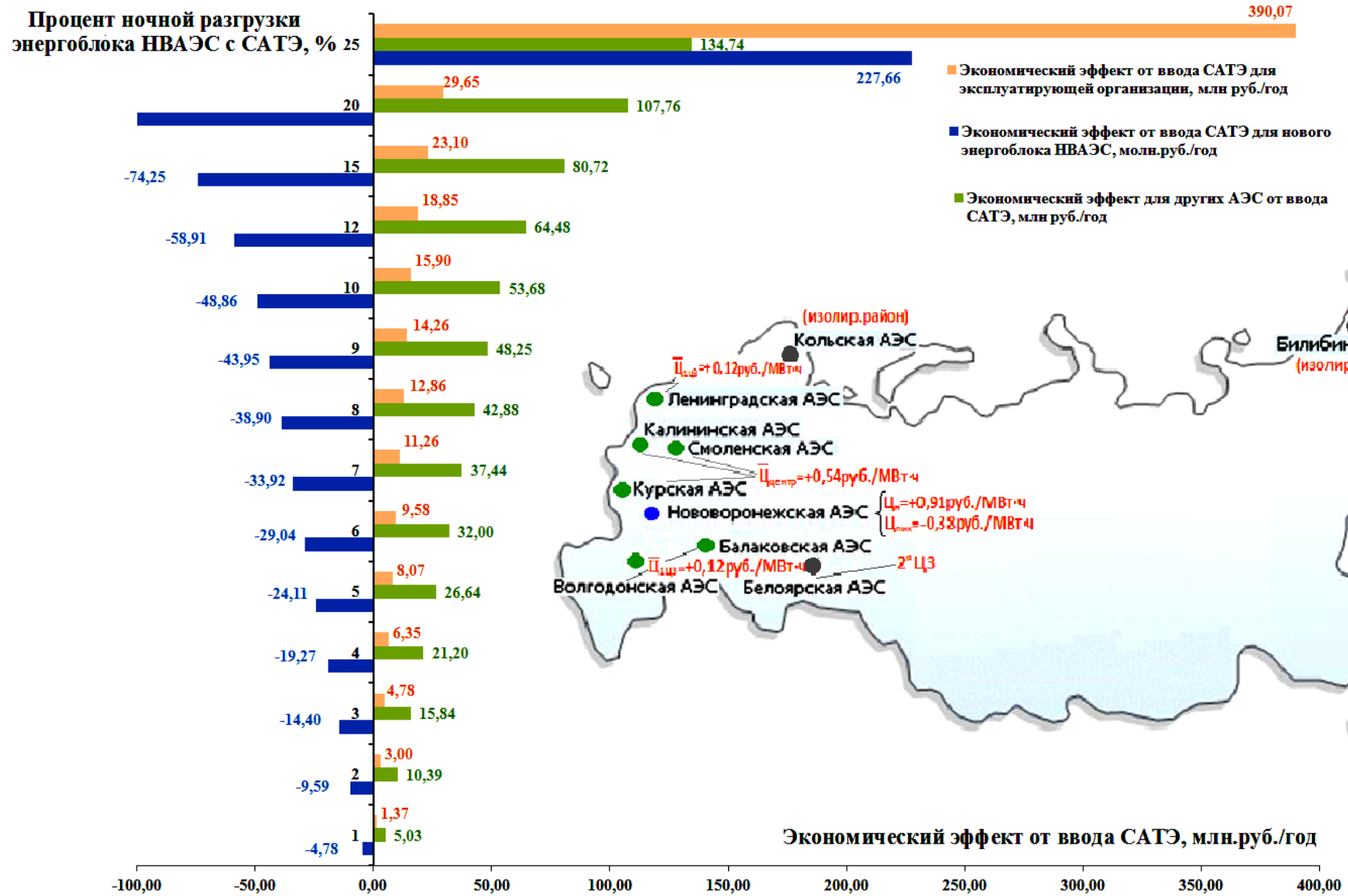


Рисунок.61 Экономический эффект от ввода на ОРЭМ АЭС с САТЭ

4.6 Выводы к главе 4

Вывод на ОРЭМ энергокомплекса АЭС+САТЭ, помимо очевидных преимуществ как для участников энергорынка, так и для эксплуатирующей организации (выполнение требований СО ЕЭС по режимам работы электростанций [9,10], расширение диапазона маневрирования АЭС при сохранении базового режима работы РУ, повышение надежности и безопасности функционирования электроэнергетической системы РФ в целом и т.д.), приведет к следующим технико-экономическим последствиям:

- 1) Сам факт ввода нового энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 (без учета САТЭ) в условиях практически неизменного потребления и предложения на ОРЭМ приведет к снижению цены продажи электроэнергии на РСВ в ГТП НВАЭС на 16,51 руб./МВт·ч, в первой ценовой зоне – на 10,28 руб./МВт·ч.
- 2) Использование маневренных возможностей энергоблока с САТЭ позволит частично «отыграть» снижение цены электроэнергии в ценовой зоне до 0,31 руб./МВт·ч, в регионе до 1,35 руб./МВт·ч (режим несения нагрузки: ночью – 75%, пиковые часы – 110% от номинальной мощности), причем, большему диапазону маневрирования соответствует меньшее снижение цены продажи электроэнергии на РСВ. Более того, ввод САТЭ обеспечит дополнительную выручку другим АЭС, расположенным в первой ценовой зоне, за счет роста цены электроэнергии на РСВ. Так, суммарных экономический эффект для всех АЭС первой ценовой зоны при приросте пиковой мощности в пределах 15% может достигнуть 19 млн.руб. в год.
- 3) Некоторое улучшение окупаемости комплекса АЭС+САТЭ возможно:
 - за счет реализации части пиковой электроэнергии на БР, когда разница цен продажи электроэнергии на БР и на РСВ превышает 500 руб./МВт·ч, что наблюдается в 0,9% случаях (77 часов в году).
 - при увеличении объема вынужденной генерации (в настоящее время 78 МВт в регионе НВАЭС), который может быть замещен АЭС, и снижении, таким образом, влияния новых мощностей на цены.

Глава 5 Возможности совершенствования САТЭ

5.1 Совершенствование ТАК

Ранее (глава 3) были сделаны выводы о том, что, в силу существенного вклада стоимости ВТТ в общие затраты на САТЭ в составе АЭС, приоритетным способом повышения конкурентоспособности АЭС+САТЭ является поиск более дешевых сред и способов аккумулирования тепла.

Как вариант удешевления ТАК рассмотрим использование инертной засыпки в виде гранитной щебенки с естественной пористостью. Теплофизические и ценовые параметры приняты по данным [66,74,91]. Расчет стоимости ТАК с засыпкой (расчетная пористость $\approx 0,29$) при использовании теплоносителя ТЛВ-330 для одного из вариантов схемы САТЭ приведены ниже в таблице 16.

Таблица 16 Расчет стоимости ТАК с засыпкой (исходные данные по [66,74,81,91])

Параметр	Ед.измерения	Значение
Плотность ТЛВ-330	кг/м ³	1 200,00
Масса ТЛВ-330	т	10 056,00
Цена ВТТ	руб./т	60 000,00
Цена ТАК с ВТТ	млрд. руб.	0,6034
Температура входа ВТТ	К	315,05
Температура выхода ВТТ	К	498,15
Температурный диапазон ВТТ	К	183,10
Теплоемкость ВТТ (средняя)	кДж/кг·К	3,46
Количество запасаемой теплоты	ГДж	6 370,74
	в МВт·ч (тепл)	1 769,65
Объем ТАК ВТТ	м ³	8 380,00
Наполнитель (гранитная щебенка):		
Теплоемкость	кДж/кг·К	0,85
Плотность исходного материала	кг/м ³	2 600,00
Плотность щебенки	кг/м ³	1 850,00
Пустотность наполнителя	отн. ед.	0,2885
Цена наполнителя	руб./м ³	2 000,00
Цена материала	руб./т	1 081,08

Параметр	Ед.измерения	Значение
Засыпка с ВТТ - свойства на 1м³		
Масса наполнителя в 1м ³	кг/м ³	1 850,00
Масса ВТТ в 1м ³	кг/м ³	346,15
Масса ВТТ + наполнитель	кг/м ³	2 196,15
Теплоемкость ВТТ+ засыпка	кДж/м ³ ·К	2 770,19
Цена ВТТ + засыпка	руб./м ³	22 769,23
Характеристики ТАК с засыпкой		
Объем ТАК	м ³	12 560,05
Масса ТАК	т	27 583,81
Цена ТАК с засыпкой	млрд. руб.	0,2860
Сравнение ТАК с ВТТ и ТАК с ВТТ + засыпка		
Отношение цен ТАК (ВТТ+засыпка)/ВТТ		0,474

Видно, что использование наполнителя снижает затраты на ТАК почти в 2 раза!

Легко заметить, что искусственное снижение пористости (если это удастся с приемлемыми затратами) до предела низводящего ВТТ до роли «чистого» переноса тепла, позволяет более существенно снизить стоимость ТАК.

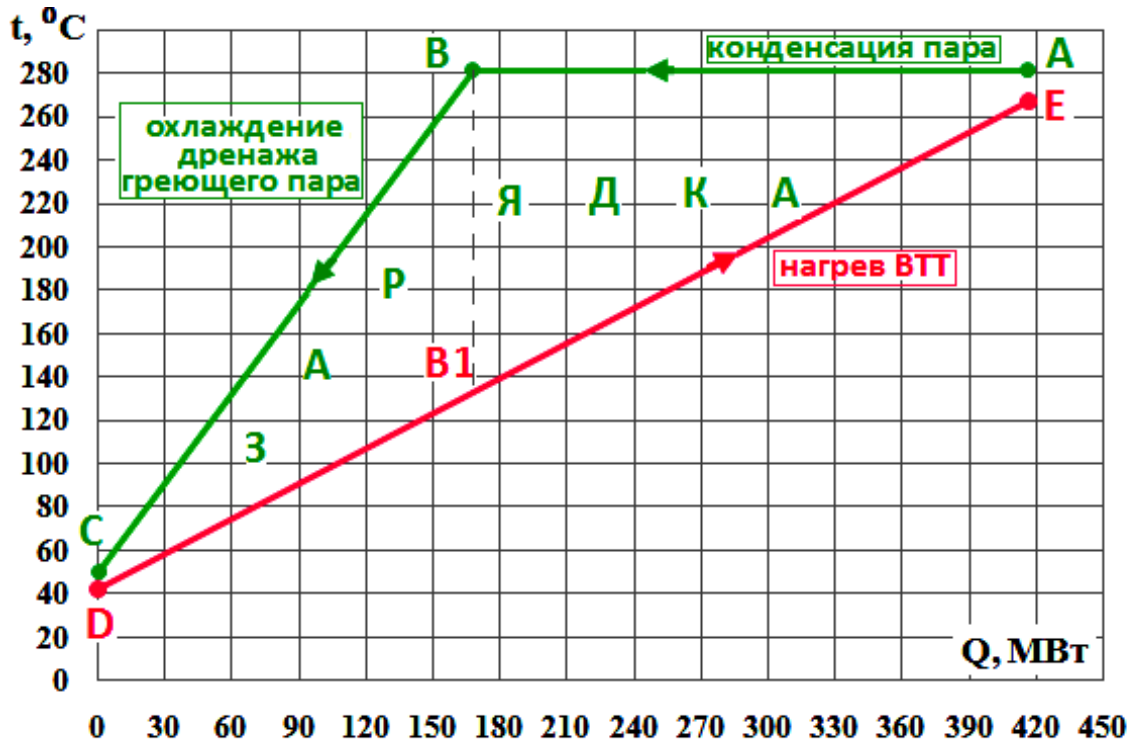
5.2 Оптимизация температурных напоров в схеме

5.2.1 Постановка задачи

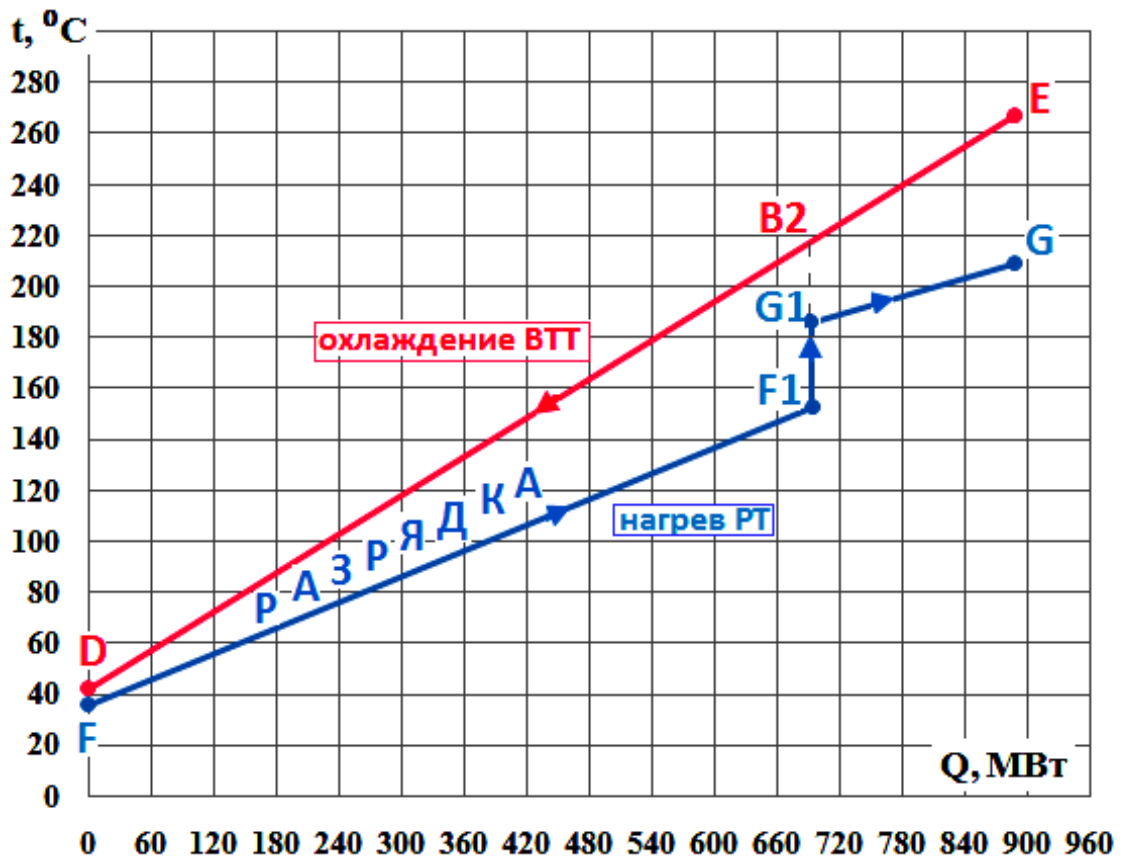
Для оценки возможности улучшения технико-экономических показателей САТЭ рассмотрен вариант САТЭ в составе энергоблока ВВЭР-1200 с ПТУ К-1200-6,8/50 с 2-х ступенчатым СПП и полной заменой регенеративных подогревателей (кроме деаэрата) в режиме разряда.

Примем, что нагрев ВТТ происходит острым паром после парогенератора с охлаждением конденсата. Т-Q диаграммы процессов зарядки (а) и разрядки (б) САТЭ представлены на рисунке 62 [21].

Температура и технические характеристики рассматриваемого варианта САТЭ приведены в таблице 17 [21].



(а)



(б)

Рисунок 62 Т-Q диаграммы процессов зарядки (а) и разрядки (б) САТЭ

Таблица 17 Технические характеристики рассматриваемого варианта САТЭ [21]

Параметр	Ед.измерения	Значение
Температурный диапазон нагрева ВТТ	°С	от 41,9 до 267
Расход аккумулирующего материала	кг/с	630,7
Масса ВТТ	т	15 890
Установленная мощность	МВт	1200
Разгрузка в ночные часы	МВт	120
Прирост пиковой мощности	МВт	186,5
Длительность разрядки	ч	3,25
Длительность зарядки	ч	7
Тепловая мощность	МВт	3497
Температура конденсации пара	°С	281,3
Давление	МПа	6,95
Расход питательной воды	кг/с	1933,8
КПД брутто	%	35,5
КПД нетто	%	34,7

Поставим задачу, считая параметры и расход греющего пара и его конденсата, а также параметры рабочего тела постоянными, определить оптимальные значения температур ВТТ по критерию минимальных суммарных затрат на ВТТ и теплообменники зарядки и разрядки. Затратами на насосы, дополнительное оборудование, электроэнергию на привод, обслуживание пренебречь. Принять, что нагрев/охлаждение на участках конденсации, охлаждения дренажа при зарядке и нагрева рабочего тела до и после деаэратора происходят в отдельных теплообменниках.

5.2.2 Описание модели

Площади поверхности теплообменников зарядки и разрядки определяются из уравнения теплопередачи

$$S = \frac{Q}{K \cdot \Delta T} \quad (69)$$

где Q - количество теплоты, МВт, K - коэффициент теплоотдачи, ΔT - логарифмический температурный напор, °С.

Участки процессов зарядки (Т-Q диаграмма (рисунок 62а)) обозначим ABB_1E и $BCDB_1$, участки процессов разрядки – EB_2G_1G и B_2DFF_1 (Т-Q диаграмма (рисунок 62б)).

Зафиксировав точки A, B, C, F, F_1, G, G_1 , проварьируем положение точек D, B_1, B_2, E с некоторым шагом. При этом изменение площади теплообменника на i -м участке Т-Q диаграммы и на j -м шаге обратно пропорционально отношению логарифмических температурных напоров, т.е.

$$\frac{S_{нов_{ij}}}{S_{0_{ij}}} = \frac{\Delta T_{0_{ij}}}{\Delta T_{нов_{ij}}} \quad (70)$$

Капитальные затраты в соответствии с подходами Cost Estimating [102] на теплообменники САТЭ увеличиваются с ростом площадей поверхности этих теплообменников в степени 0,62, тогда

$$KZ_{зар_{нов_{ij}}} = KZ_{зар_{0_{ij}}} \cdot \left(\frac{\Delta T_{0_{ij}}}{\Delta T_{нов_{ij}}} \right)^{0,62} \quad (71)$$

$$KZ_{разр_{нов_{ij}}} = KZ_{разр_{0_{ij}}} \cdot \left(\frac{\Delta T_{0_{ij}}}{\Delta T_{нов_{ij}}} \right)^{0,62} \quad (72)$$

где $KZ_{зар_0}$ и $KZ_{разр_0}$ - начальные капитальные затраты на теплообменники САТЭ, взятые из таблицы (8).

Капитальные затраты на ВТТ обратно пропорциональны разности температур в точках E и D на j -м шаге:

$$KZ_{ВТТ_{нов_{j}}} = KZ_{ВТТ_{0_{j}}} \cdot \frac{(t_{E_0} - t_{D_0})}{t_{E_j} - t_{D_j}} \quad (73)$$

Критерий оптимизации (минимум полных затрат на САТЭ) с учетом вышеизложенного примет вид:

$$K3_{CATЭi} = \min \left[\left(K3_{BTT0} \cdot \frac{(t_{E0} - t_{D0})}{t_E - t_D} \right)_j + \sum_{ij} \left[K3_{зап0_{ij}} \cdot \left(\frac{\Delta T_{0_{-i}}}{\Delta T_{нов_{-i}}} \right)^{0,62} + K3_{разп0_{ij}} \cdot \left(\frac{\Delta T_{0_{-i}}}{\Delta T_{нов_{-i}}} \right)^{0,62} \right] \right]$$

Рассмотрим алгоритм вычисления затрат на теплообменник для участка АВВ₁Е при варьировании температурного напора для одной итерации (один шаг). Новое положение точки Е обозначим точкой Е', для точки В – В'.

Изменение площади теплообменника зарядки равно [57]

$$\frac{S_{ABV1E}}{S_{ABV1E_0}} = \frac{\Delta T_{ABV1E_0}}{\Delta T_{ABV1E}} \quad (75)$$

$$\Delta T_{ABV1E_0} = \frac{\Delta t_{BB1_0} - \Delta t_{AE_0}}{2,3 \log_{10} \frac{\Delta t_{BB1_0}}{\Delta t_{AE_0}}} \quad (76)$$

$$\Delta t_{BB1_0} = t_B - t_{B1} \quad (77)$$

$$\Delta t_{AE} = t_A - t_E \quad (78)$$

$$\Delta T_{ABV1E} = \frac{\Delta t_{BB1'} - \Delta t_{AE'}}{2,3 \log_{10} \frac{\Delta t_{BB1'}}{\Delta t_{AE'}}} \quad (79)$$

$$\Delta t_{BB1'} = t_B - t_{B1'} \quad (80)$$

$$\Delta t_{AE'} = t_A - t_{E'} \quad (81)$$

$$t_{E'} = t_A - h_1 \quad (82)$$

h_1 - шаг изменения температурного напора АЕ, определяемый по формуле

$$h_1 = \frac{t_A - t_G}{100} \quad (83)$$

$$t_{D'} = t_F + h_2 \quad (84)$$

h_2 - шаг изменения температурного напора CD, определяемый по формуле

$$h_2 = \frac{t_C - t_F}{100} \quad (85)$$

Новое положение точки В' определяется из подобия треугольников и соответствует температуре:

$$t_{B1'} = t_{D'} + \frac{t_{E'} - t_{D'}}{Q_{\beta}/Q_{\alpha}} \quad (86)$$

Начальные капитальные затраты на теплообменник зарядки для участка АВВ₁Е распределяются пропорционально мощности и определяются из системы уравнений и таблицы (8):

$$\begin{cases} KZ_{зар\ АВВ1Е_0} + KZ_{зар\ ВСДВ1_0} = KZ_{зар\ сум_0} = 232,6 \\ \frac{KZ_{зар\ АВВ1Е_0}}{KZ_{зар\ ВСДВ1_0}} = \frac{Q_{\beta} - Q_{\alpha}}{Q_{\alpha}} \end{cases} \quad (87)$$

$$KZ_{зар\ АВВ1Е} = KZ_{зар\ АВВ1Е_0} \cdot \left(\frac{\Delta T_{АВВ1Е_0}}{\Delta T_{АВВ1Е}} \right)^{0,62} \quad (88)$$

Аналогично рассчитываются затраты на теплообменники для других участков диаграммы.

$$t_{B2'} = t_{D'} + \frac{t_{E'} - t_{D'}}{Q_{\beta}/Q_{\gamma}}$$

$$\begin{cases} KZ_{разр\ EB2G1G_0} + KZ_{разр\ B2DFF1_0} = KZ_{разр\ сум_0} = 234,4 \\ \frac{KZ_{разр\ EB2G1G_0}}{KZ_{разр\ B2DFF1_0}} = \frac{Q_{\beta} - Q_{\gamma}}{Q_{\gamma\alpha}} \end{cases} \quad (89)$$

5.2.3 Результаты расчетов

Результаты оптимизации представлены на рисунках 63-65.

Как следует из полученных результатов при варьировании температурного напора кривая затрат на САТЭ имеет ярко выраженный оптимум, причем с ростом температурного напора затраты на теплообменник зарядки уменьшаются, на теплообменник разрядки растут, на ВТГ увеличиваются (рисунок 63). Варьирование длительности зарядки и величины ночной разгрузки энергоблока смещают положение точки, соответствующей минимуму затрат на САТЭ. Уменьшение длительности зарядки (рисунок 64) и рост величины разгрузки энергоблока в ночные часы (рисунок 65) смещают точку минимума в сторону больших температурных напоров.

Более подробно это отражено на рисунке 66а и рисунке 66б.

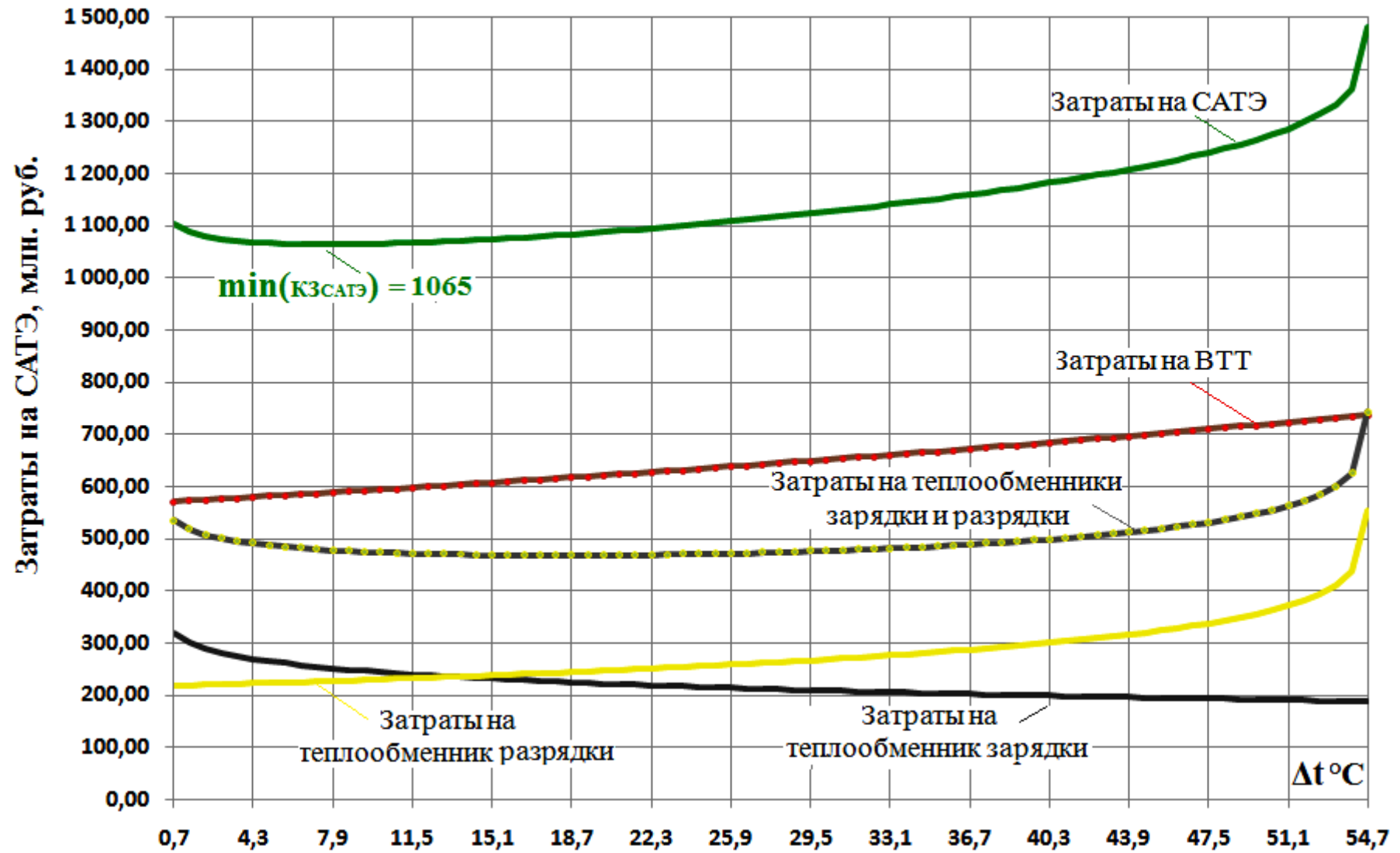


Рисунок 63 Зависимость затрат на САТЭ и их составляющих от температурного напора ($\Delta t = t_A - t_E$ (рисунок 62))

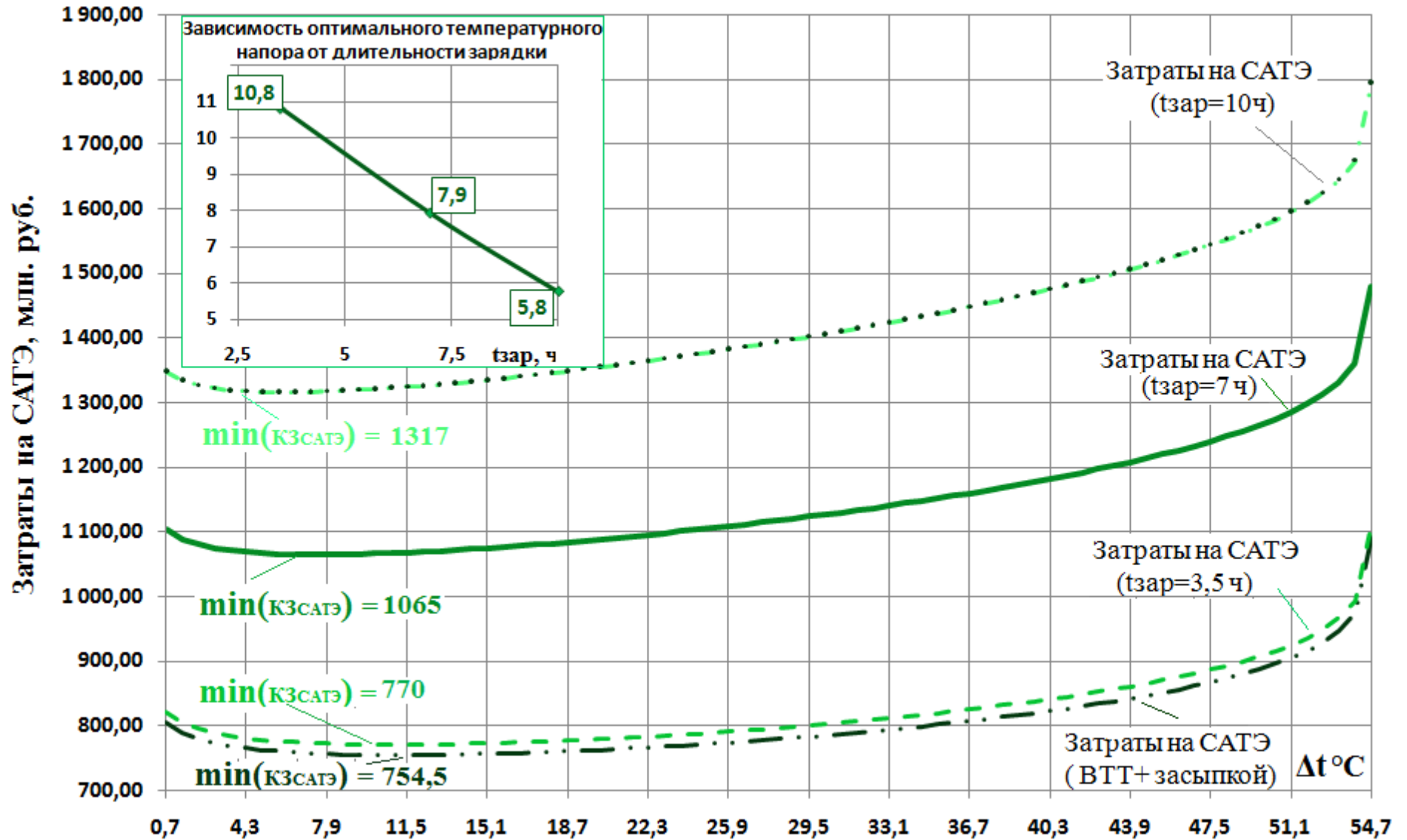


Рисунок 64 Зависимость затрат на САТЭ и их составляющих от температурного напора ($\Delta t = t_A - t_E$ (рисунок 62)) и длительности зарядки

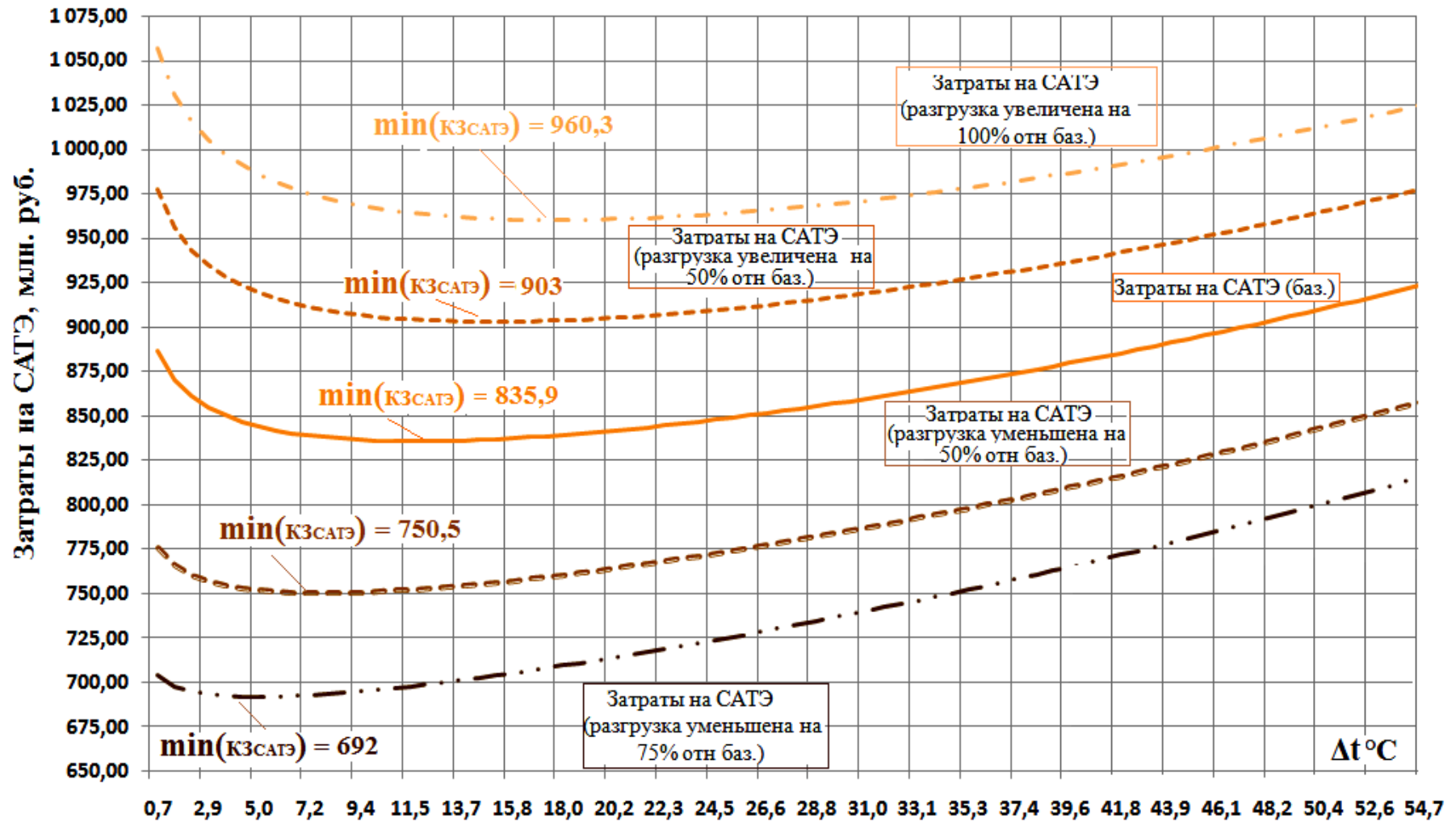
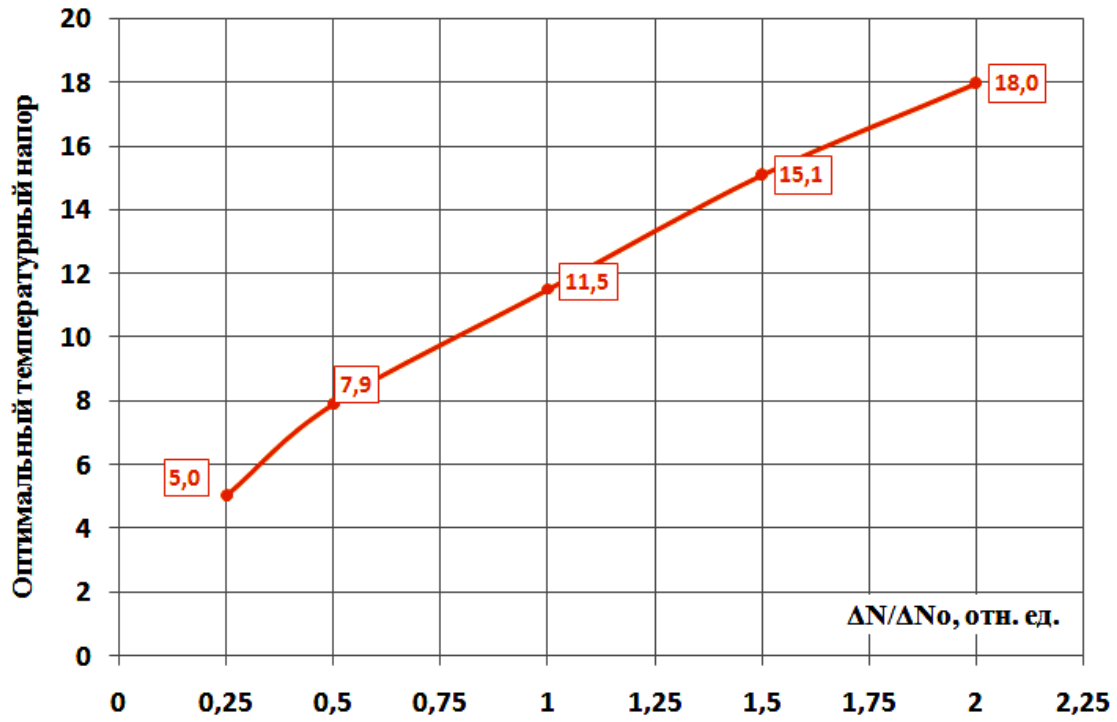
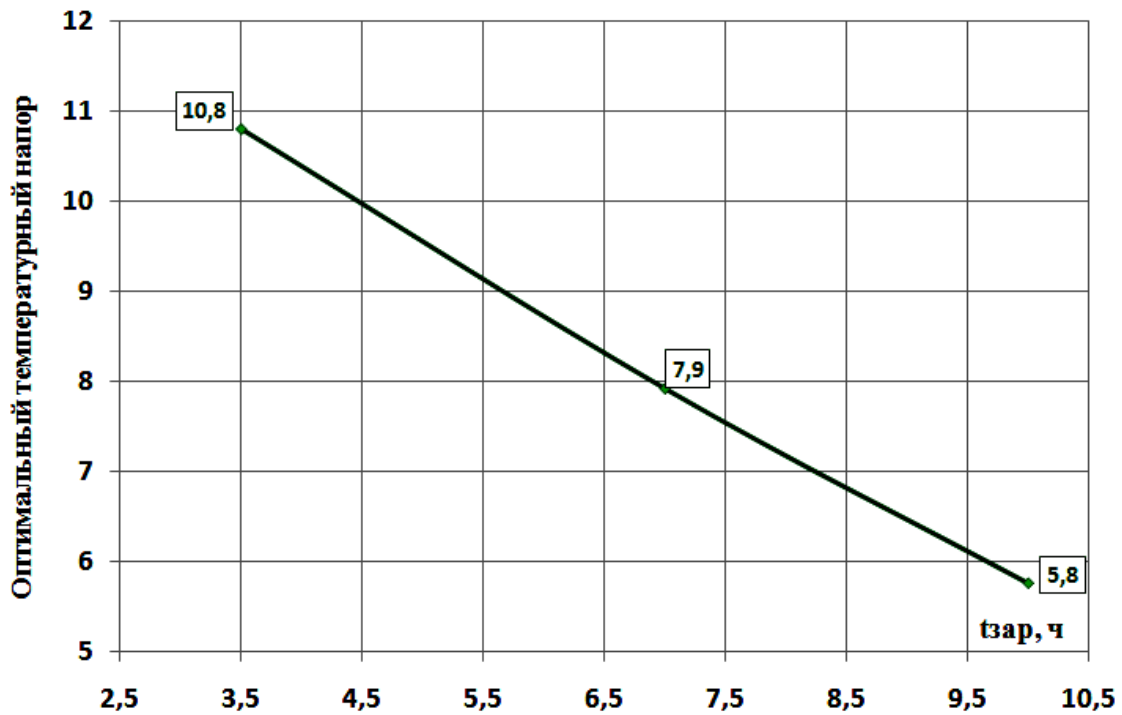


Рисунок 65 Зависимость затрат на САТЭ и их составляющих от температурного напора ($\Delta t = t_A - t_E$ (рисунок 62)) и разгрузки энергоблока в часы ночного провала нагрузки



а)



б)

Рисунок 66 Зависимость оптимального (по минимуму затрат на САТЭ) температурного напора ($\Delta t_{опт}$ из рисунков 64,65) от величины разгрузки ($N\Delta/N_0$) энергоблока в ночные часы и длительности зарядки ($t_{зар}$)

Так, снижение длительности зарядки в 2 раза способствует снижению полных затрат на САТЭ на 20% (285 млн. руб.) за счет снижения объема ВТТ, значение оптимального температурного напора при этом равно 10,8 °С.

Варьирование температурных напоров совместно с использованием ВТТ с наполнителем (щебенка) позволяет сэкономить около 310 млн. руб. (30%) от стоимости САТЭ, за счет снижения как стоимости ТАК, так и самих теплообменников.

Изменение величины разгрузки энергоблока в ночные часы на +50% увеличивает затраты на САТЭ на 68 млн. руб. (8,1%).

5.3 Выводы к главе 5

По результатам выполненных оценок различных вариантов совершенствования САТЭ могут быть сделаны следующие выводы.

- 1) Простейший вариант удешевления теплового аккумулятора посредством использования в качестве инертного наполнителя гранитной щебенки (с естественной пористостью 0,29) позволяет снизить стоимость аккумулятора примерно вдвое (в рассмотренном примере с 0,6 млрд. руб. до 0,29 млрд. руб.).
- 2) Оптимизация температурных напоров в одном из вариантов САТЭ (с заменой в режиме зарядки всех регенеративных подогревателей, кроме деаэратора) позволяет снизить суммарные затраты на САТЭ примерно на 5%.
- 3) Оптимальные температурные напоры в схеме и суммарные затраты на САТЭ существенным образом зависят от длительности зарядки, величины ночной разгрузки, величины пикового прироста мощности, состава ТАК.
- 4) Суммарный эффект от оптимизации температурных напоров в схеме и использования ТАК с наполнителем составляет в рассмотренном примере около 0,3 млрд. руб. (примерно 30% от стоимости исходного варианта САТЭ).

Оценка влияния полученных результатов на удельные показатели САТЭ как устройства для косвенного аккумулирования электроэнергии приведена в главе 6.

Глава 6 Сравнение технико-экономических показателей САТЭ и некоторых современных и перспективных вариантов аккумулирования

Всевозможные способы обеспечения маневренного режима (маневренные блоки, ГАЭС) вызваны к жизни сложностью прямого аккумулирования в больших объемах и обратного преобразования электроэнергии из постоянного тока в переменный. Именно в этой связи столь интересны системы теплового аккумулирования, обеспечивающие беспрецедентно низкие удельные показатели затрат – примерно на порядок ниже, чем ГАЭС – в силу использования форсировочных возможностей уже установленного оборудования и относительно невысоких дополнительных затрат.

Однако, развитие силовой электроники, в частности, т.н. инверторов – преобразователей постоянного тока в переменный – практически сняло вопрос преобразования постоянного тока. Современные мощные инверторные системы, применяемые в ЛЭП постоянного тока, имеют весьма умеренные удельные показатели затрат.

Так, для 8 ГВт 40 км линии, проложенной под Ла-Маншем, приблизительные затраты на первичное оборудование для биполярной HVDC линии на 500 кВ мощностью 2000 МВт (исключая подъездные пути, береговые работы, согласование, технику, страхование, и т. д.) составили: преобразовательные станции — ~£110М, подводный кабель + монтаж — ~£1М/км [5-1], что дает примерное значение удельных капитальных затрат на преобразователи 82,5 \$US/кВт (при курсе английского фунта к доллару США 1,5).

Остается нерешенным вопрос прямого аккумулирования электроэнергии в больших объемах.

Накопители на сверхпроводниках представляют из себя скорее экзотику и игрушки физиков, нежели промышленные системы. Химическое аккумулирование, наиболее крупным примером которого являются подводные лодки, не вышло, на сколько мощно судить, за пределы считанных десятков МВт·ч накопленной энергии.

Однако «свет в конце тоннеля» забрезжил в связи с разработкой группы проф. Садового (D. Sadoway) технологии т.н. жидких аккумуляторов [98,104,109]. По заявлениям руководителя группы, предложенная технология позволит «напрямую» аккумулировать электроэнергию в промышленных масштабах при затратах около 50\$US/кВт·ч запасаемой энергии.

В этой связи отнюдь неспроста представляется вопрос о целесообразности развития существующих технологий аккумулирования, в т.ч. САТЭ, в свете появления новых технологий.

Ниже приведены некоторые небезыңтересные оценки.

6.1 Сравнение САТЭ, ГАЭС и систем на основе жидких аккумуляторов

Ниже приведены стоимостные оценки различных технологий аккумулирования: САТЭ в 4-х вариантах реализации применительно к энергоблоку АЭС ВВЭР-1200 [16], ГАЭС и на основе жидких аккумуляторов (SAdoway).

Сравнение производилось следующим образом.

В аккумулирующей системе на основе химических аккумуляторов и инверторов может быть выделена и оценена стоимость собственно аккумулирующей части и преобразующей частей. Отнесение соответствующих оценок стоимости к техническим показателям устройства (объему накопленной электроэнергии за один цикл зарядки/разрядки и выдаваемой мощности для аккумуляторов и преобразователей соответственно) позволяет получить соответствующие технико-экономические показатели – удельные затраты на кВт выдаваемой мощности и кВт·ч запасаемое электроэнергии.

По аналогии с этим, в САТЭ может быть выделена часть, отвечающая собственно за накопление энергии (бак с ВТТ), и часть, отвечающая за преобразование (теплообменники, насосы и т.п.). Стоимость ПТУ, трансформаторов и т.п. частей АЭС не учитываем – мы используем их «факультативно», затраты на их создание отнесены к собственно АЭС, не к САТЭ,

Для ГЭАС полные капитальные затраты отнесены к установленной мощности и выдаваемой суточной энергии (за 1 цикл зарядки/разрядки).

Весьма интересные результаты оценки приведены на рисунке 67 и в таблице 18.

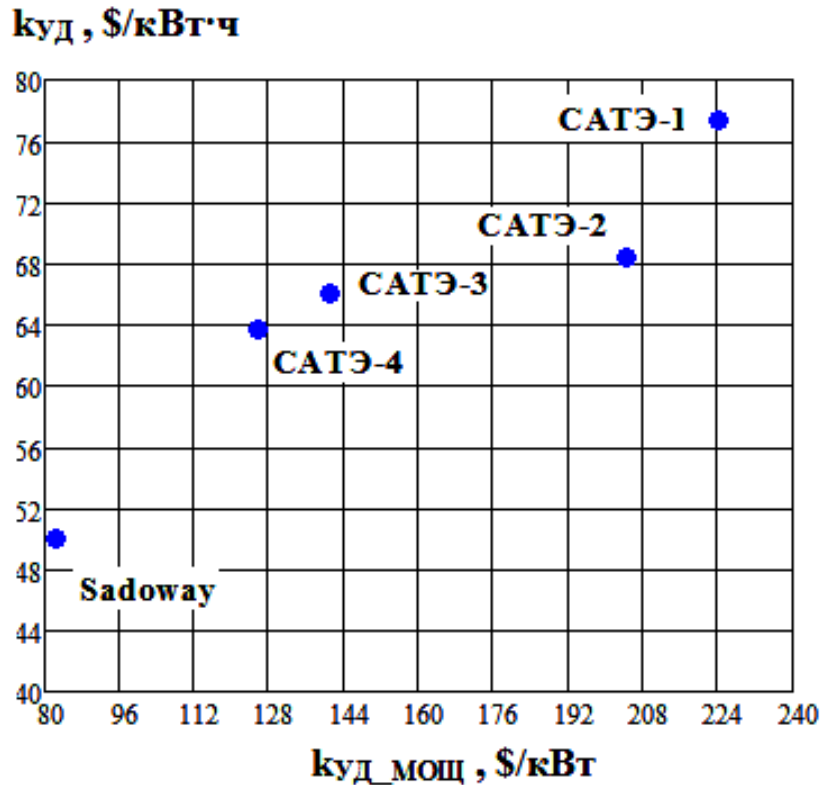


Рисунок 67 Сравнение технико-экономических характеристик различных систем аккумулирования.

Как видно из результатов оценок, новая технология, если верить анонсируемым показателям, «наступает на пятки» технологии САТЭ.

При этом, в части стоимости преобразовательной системы данные оценки можно считать достаточно надежными, хотя и несколько заниженными в силу использования для оценок данных по крупной системе (мощностью 2 ГВт).

В части стоимости аккумуляторов данные пока не подтверждены, и можно ожидать как их подтверждения и даже превышения, так и опровержения.

В части эксплуатации система на основе необслуживаемых аккумуляторов может иметь существенные преимущества, т.н. будет обладать весьма низкими эксплуатационными затратами.

Таблица. 18 Сравнение технико-экономических характеристик различных систем аккумулирования

Параметр	САТЭ - варианты с различной степенью вытеснения РП/ мощностью				Жидко-металлический аккумулятор +инверторы	Загорская ГАЭС-2*
	САТЭ-1	САТЭ-2	САТЭ-3	САТЭ-4		
Прирост пиковой мощности учетом разной степени «вытеснения» регенеративных отборов пара, МВт(э)	65	101	163,3	205,4		840
Разгрузка турбоустановки в режиме зарядки АТ, МВт (э) ^{*)}	62,1	84,8	134	162		
Выработка пиковой электроэнергии в часы “пик” на энергоблоке с САТЭ, МВт·ч/сут	260	401	653,2	821,6		3704,4
Потребность ВТТ для аккумулирования теплоты, тонн	10056	13720	21600	26160		
Стоимость ВТТ, млн.руб.	603,36	823,2	1296	1569,6		
Стоимость оборудования, включая арматуру и трубопроводы, баки АТ и вспомогательных систем, млн.руб.	476	620	690	774,8		
Суммарные капитальные затраты в САТЭ, млн. руб	1079,36	1443,2	1986	2371,4		70 000
Удельные КЗ на кВт пиковой мощности, \$US	244,1	204,6	140,8	125,7	82,5	2777,8
Удельные Кз на кВт·ч запасаемой энергии, \$US	77,4	68,4	66,1	63,7	50,0	629,9

**) Для Загорской ГАЭС-2 среднегодовое время работы в пиковом режиме принято 4,4 ч/сутки как для Загорской ГАЭС-1*

6.2 Сравнение технико-экономических показателей САТЭ с учетом всех результатов оптимизации

Оценим, как изменится соотношение удельных показателей на единицу емкости и единицу мощности с учетом всех результатов оптимизации.

На рисунке 68 приведено сравнение технико-экономических характеристик САТЭ (оценки группы В.М. Чаховского[16]): правая верхняя синяя точка примерно соответствует параметрам САТЭ как опции проекта НВАЭС-2) с учетом результатов оптимизации и систем аккумулирования энергии на основе жидких аккумуляторов (разработка группы проф. D. Sadoway MIT) с мощными инверторами в качестве преобразователя.

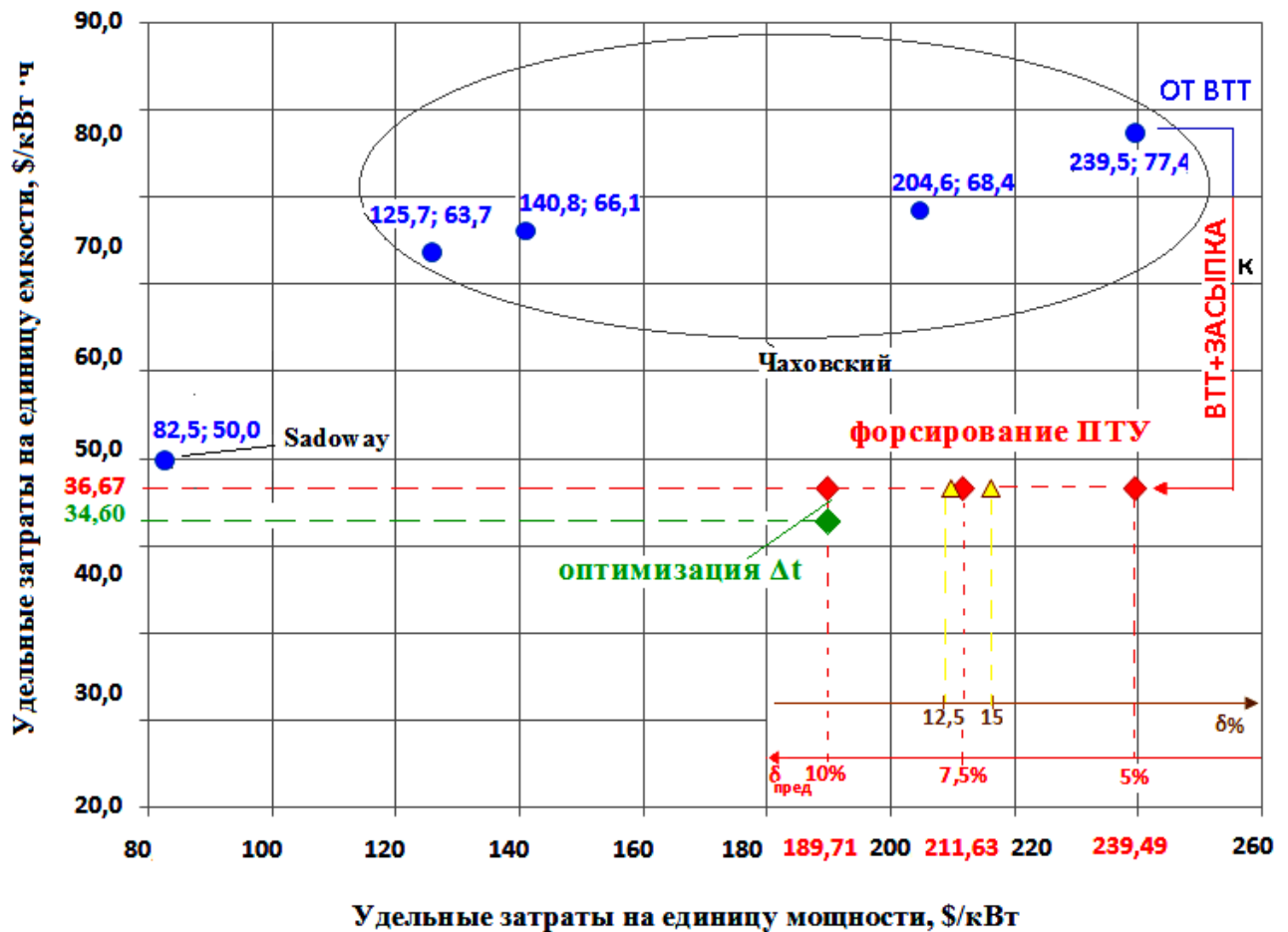


Рисунок 68 Сравнение технико-экономических характеристик различных систем аккумулирования [3]

Видно, что использование наполнителя снижает удельные затраты на единицу емкости почти в 2 раза (крайняя справа красная точка на рисунке 68).

Совместное использование ТАК с засыпкой и маневрирования мощностью ПТУ в пределах форсирования (относительный прирост мощности до 10%) дает снижение удельных затрат на единицу мощности на 49,79 \$/кВт (левые красные точки на рисунке 68). Дальнейшее увеличение мощности ПТУ (от 10% до 25%) не приводит к сокращению удельных затрат на мощность, точки на графики двигаются вправо (оранжевые точки на рисунке 49): при 12,5% в точку (209,85;36,67), при 15% - (216,33; 36,67).

Оптимизация температурных напоров в схеме (зеленая точка на рисунке 68) дополнительно снижает удельные затраты на единицу емкости примерно на 6%.

6.3 Выводы к главе 6

1) Структурный анализ рассмотренных систем аккумулирования (САТЭ в составе энергоблока ВВЭР-1200 и альтернативной системы на основе жидко-металлических аккумуляторов с инверторными преобразователями) позволяет выделить в их составе части, отвечающие собственно за аккумулирование энергии и преобразования оной, что позволяет провести оценку удельных затрат на единицу емкости и единицу мощности систем.

Согласно полученным оценкам, удельные показатели для САТЭ составляют 239,5 \$/кВт и 77,4 \$/кВт·ч (в электрическом эквиваленте), для альтернативной системы - 82 \$/кВт и 50 \$/кВт·ч.

Таким образом, в исходном варианте рассматриваемый вариант САТЭ по обоим показателям проигрывает альтернативной системе (при условии подтверждения ее заявленных характеристик).

2) Рассмотренные варианты модернизации САТЭ позволяют:

- при использовании инертного наполнителя (гранитной щебенки) в составе ТАК снизить удельные затраты на единицу емкости примерно вдвое (с 77,4 \$/кВт·ч до 36,7 \$/кВт·ч);

- при использовании всех форсировочных возможностей ПТУ (+10% к $N_{\text{ном}}$ в рассмотренном примере) снизить удельные затраты на мощность примерно на треть (с 239,5 \$/кВт до 189,71 \$/кВт);
- оптимизации температурных напоров позволяет снизить удельные затраты на емкость примерно еще на 6% (с 36,7 \$/кВт·ч до 34,6 \$/кВт·ч).

3) Ситуация, в которой рассматриваемые системы демонстрируют лучшие показатели по различным параметрам, делает их выбор вопросом технико-экономической оптимизации.

Представленные данные свидетельствуют, что при использовании возможностей модернизации САТЭ вполне конкурентоспособна с перспективными системами прямого аккумулирования.

Заключение

1. Разработана комплексная математическая модель энергокомплекса АЭС+САТЭ, позволяющая решать широкий круг оптимизационных задач для различных технических и стоимостных параметров оборудования, режимов работы, рыночных условий.
2. Выполненная посредством сравнения с данными других авторов верификация модели показала высокую степень соответствия при идентичных исходных данных (максимальное расхождение данных по срокам окупаемости около 3%).
3. При использовании в качестве исходных данных реальных ценовых параметров рынка показано занижение срока окупаемости САТЭ в ряде работ в 6–8 раз вследствие использования излишне оптимистичных исходных данных (для современных рыночных условий реальный срок окупаемости составляет более 20 лет).
4. Зависимость срока окупаемости от прироста пиковой мощности имеет ярко выраженный минимум при достижении предела форсирования ПТУ, из чего следует целесообразность использования всех форсировочных возможностей штатной ПТУ (5-10% сверх номинальной мощности на примере ПТУ энергоблока ВВЭР-1200).
5. Использование в составе энергоблока ВВЭР-1200 ПТУ с номинальной мощностью выше 1200 МВт не дает существенного выигрыша по сроку окупаемости, поскольку линейно растущие с увеличением мощности затраты на ВТТ превалируют над затратами на остальное оборудование, растущими с показателем степени меньше 1 (0,62 – для теплообменников, 0,5 – для ПТУ по рекомендациям методики Cost Estimating).
6. Срок окупаемости оборудования САТЭ принимает приемлемые значения (менее 10 лет) при выполнении одного или нескольких условий:

- a. наличие существенных диспетчерских ограничений (КДО=0.5–0.9);
 - b. длительность пиковой нагрузки не менее 4 часов;
 - c. разница между пиковыми и ночными ценами электроэнергии более 20%;
 - d. пересмотр правил ОРЭМ в части оплаты пиковой мощности с величиной оной не ниже ставки для ГАЭС (84 264,65 руб./МВт·мес для Загорской ГАЭС на момент выполнения расчетов).
7. Простейший вариант удешевления теплового аккумулятора посредством использования в качестве инертного наполнителя гранитной щебенки (с естественной пористостью 0,29) позволяет снизить стоимость аккумулятора примерно вдвое (в рассмотренном примере с 0,6 млрд. руб. до 0,29 млрд. руб.).
 8. Оптимизация температурных напоров в одном из вариантов САТЭ (с заменой в режиме зарядки всех регенеративных подогревателей, кроме деаэратора) позволяет снизить суммарные затраты на САТЭ примерно на 5%.
 9. Суммарный эффект от оптимизации температурных напоров в схеме и использования ТАК с наполнителем составляет в рассмотренном примере около 0,3 млрд. руб. (примерно 30% от стоимости исходного варианта САТЭ).
 10. Согласно полученным оценкам, удельные показатели для САТЭ в исходном варианте составляют 239,5 \$/кВт и 77,4 \$/кВт·ч (в электрическом эквиваленте), для альтернативной системы на основе жидко-металлических аккумуляторов - 82 \$/кВт и 50 \$/кВт·ч.
 11. Рассмотренные варианты модернизации САТЭ позволяют:
 - при использовании инертного наполнителя (гранитной щебенки) в составе ТАК снизить удельные затраты на единицу емкости примерно вдвое (с 77,4 \$/кВт·ч до 36,7 \$/кВт·ч);

- при использовании всех форсировочных возможностей ПТУ (+10% к $N_{\text{ном}}$ в рассмотренном примере) снизить удельные затраты на мощность примерно на треть (с 239,5 \$/кВт до 189,71 \$/кВт);
- оптимизации температурных напоров позволяет снизить удельные затраты на емкость примерно еще на 6% (с 36,7 \$/кВт·ч до 34,6 \$/кВт·ч).

12. Оптимизационную задачу необходимо решать с учетом влияния даже единичного, оснащенного САТЭ, энергоблока, на финансовые показатели конкретной станции и близлежащих АЭС.

Сам факт ввода нового энергоблока АЭС с ВВЭР-1200 (без учета САТЭ) в условиях практически неизменного потребления и предложения на ОРЭМ приведет к снижению цены продажи электроэнергии на РСВ в ГТП НВАЭС на 16,51 руб./МВт·ч, в первой ценовой зоне – на 10,28 руб./МВт·ч.

Использование маневренных возможностей энергоблока с САТЭ позволит частично «отыграть» снижение цены электроэнергии в ценовой зоне до 0,31 руб./МВт·ч, в регионе до 1,35 руб./МВт·ч (режим несения нагрузки: ночью – 75%, пиковые часы – 110% от номинальной мощности), причем, большему диапазону маневрирования соответствует меньшее снижение цены продажи электроэнергии на РСВ. В итоге убытки энергоблока НВАЭС с САТЭ составят 58,91 млн руб. в год.

Однако ввод САТЭ обеспечит и дополнительную выручку другим АЭС, расположенным в первой ценовой зоне, в размере 64,48 млн руб. в год за счет роста цены электроэнергии на РСВ. В результате, экономический эффект при приросте пиковой мощности в пределах 15% может достигнуть 19 млн.руб. в год.

13. Некоторое улучшение окупаемости комплекса АЭС+САТЭ возможно:

- за счет реализации части пиковой электроэнергии на БР, когда разница цен продажи электроэнергии на БР и на РСВ превышает 500 руб./МВт·ч, что наблюдается в 0,9% случаях (77 часов в году);

- при увеличении объема вынужденной генерации (в настоящее время 78 МВт в регионе НВАЭС), который может быть замещен АЭС, и снижении, таким образом, влияния новых мощностей на цены;
- при дополнительной зарядке САТЭ в часы с нулевыми ценами.

14. Следует отдельно подчеркнуть, что ввод в эксплуатацию энергоблока АЭС с САТЭ в современных условиях имеет смысл только при существенном изменении правил ОРЭМ (как минимум, отмены штрафных санкций за отклонение средней фактической мощности поставки от установленной мощности и обязательств по перемаркировке оборудования), детальное рассмотрение которых далеко выходит за рамки данной работы.

Список литературы

1. **Абросимова Н.И.** Оценка оптимальной пиковой мощности энергоблока ВВЭР-1200 с системой аккумулирования тепловой энергии на основе подходов Cost Estimating. - Вестник МЭИ. 2015. № 3. - С. 22-27.
2. **Абросимова Н.И.** Оценка влияния ввода в эксплуатацию энергоблока ВВЭР-1200 с системой аккумулирования тепловой энергии на оптовый рынок электроэнергии и мощности. - Вестник МЭИ. 2016. № 3. - С. 16-22
3. **Абросимова Н.И., Каверзнев М.М.** К вопросу о конкурентоспособности системы аккумулирования тепловой энергии как способа организации маневренного режима АЭС. - Вестник МЭИ. 2016. № 5.
4. **Аветисов В. А., Троян Г. А., Маркарян К. В.** Аккумулятор тепловой энергии. – Патент № 2010153925.
5. Агентство Проатом.ру - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.proatom.ru>
6. **Амерханов Р.А., Кириченко А.С.** Аккумулирование теплоты в подземных тепловых аккумуляторах с твердым аккумулирующим материалом. – Инновации в сельском хозяйстве. – 2014. №3. - С.21-26.
7. **Амерханов Р.А., Гарькавый К.А., Кириченко А.С.** Интенсификация процессов теплообмена в тепловом аккумуляторе. – Энергосбережение и водоподготовка. 2014. №6. – С. 49-53.
8. **Аминов Р.З. , В.А. Хрусталева, Духовенский А.С., Осадчий А.И.** АЭС с ВВЭР: Режимы, характеристики, эффективность. – М. Энергоатомиздат, 1990. - 264 с.
9. **Ахмедов Р. Б. , Баум И.В., Пожарнов В.А., Чаховский В.М.** Солнечные электрические станции. Т.1 – М. ВИНТИ 1986г., 121 с.
10. **Бабаев Б.Д.** Принципы теплового аккумулирования и используемые теплоаккумулирующие материалы. – Теплофизика высоких температур. Т.52. 2014. №5. – С.760-776.

11. **Бажанов В.В., Лощаков И. И., Щуклинов А. П.** Исследование возможности использования на АЭС аккумуляторов тепловой энергии при регулировании частоты тока в сети. – Известия высших учебных заведений. Ядерная энергетика. 2013. №4. – С.29-36.
12. **Бажанов В.В., Лощаков И. И., Щуклинов А. П.** К вопросу участия АЭС в регулировании частоты тока и мощности энергосистемы. – Глобальная ядерная безопасность. 2012. №2-3. – С.104-107.
13. **Бажанов В.В., Лощаков И. И., Щуклинов А. П.** Принципы регулирования АЭС с аккумуляторами тепловой энергии при изменении нагрузки энергоблока. – Глобальная ядерная безопасность. 2013. №1 – С.53-57.
14. **Байрамов А.Н.** Автореферат «Эффективность интеграции АЭС с водородным энергетическим комплексом». – 2010 г, 20 с.
15. **Бекман Г., Гилли П.** Тепловое аккумулирование энергии. пер. с англ. под ред. д.т.н В.М.Бродянского. - М.: Мир, 1987. - 272 с.
16. **Бельский А.А., Чаховский В.М.** Оценка технической возможности и экономической целесообразности работы АЭС с ВВЭР в маневренных режимах за счет использования тепловых аккумуляторов энергии во втором контуре. // Росэнергоатом: ежемесячный журнал атомной энергетики России. 2010. [Офиц. сайт]. www.rosenergoatom.info
17. **Беркович В. М., Горохов В. Ф., Татарников В. П.** О возможности регулирования мощности энергосистемы с помощью атомных электростанций // Теплоэнергетика. 1974. № 6. С. 16—19.
18. **Богданов А.** Проблемы энергосбережения в России - ЭнергоРынок.- 2005.- №6. www.e-m.ru/er/2005-06/22749/
19. **Боровиков В.М., Кушаков А.В.** Повышение маневренности АЭС с помощью аккумуляторов энергии. – Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2010. №5-6. – С.135-139.
20. **Бруссил М., Дж. Пистойя, Дорон Дурбах, Я. Бортомье, Н. Томас, В. Ратнакумар, М.С. Смарт** и др. Промышленное применение

аккумуляторных батарей. От автомобилей до авиакосмической промышленности и накопителей энергии. 2007 Elsevier B.V.

21. **Брылев А.О.** Компьютерное моделирование вариантов исполнения и режимов комплекса АЭС+САТЭ. Магистерская диссертация. МЭИ. 2016 г.
22. **Волконский В.А., Чаховский В.М.** и др. Оценка экономической эффективности использования аккумулирующих систем в электроэнергетике.// Проблемы прогнозирования. 2010. №2. - С.33-52.
23. **Воронин Л.М.** Особенности эксплуатации и ремонта АЭС. М.: Энергоиздат, 1981.
24. Временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.economy.gov.ru/minec/main>
25. **Гаматаева Б.Ю., Гасаналиев А.М.** Расплавы- теплонакопители. – Известия Дагестанского педагогического университета. Естественные и точные науки. 2009. №3. – С.32-35.
26. **Ганжа Н.Г., Хищенко А.В.** Тепловое аккумулирование как способ повышения энергетической эффективности систем теплоснабжения. - Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2012. №3. – С.16-21.
27. **Глазков В.В., Синкевич О.А., Чикунов С.Е.** Подземные водяные тепловые аккумуляторы для АЭС – новые перспективы. Вестник МЭИ. 2011. №3. – С.23-30.
28. Годовые отчеты АО «Концерн Росэнергоатом» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rosatom.ru/>
29. Годовые отчеты ПАО «Русгидро» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/>
30. Долгосрочный прогноз инфляции от Агентства Прогнозирования Экономики. - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.apecon.ru/content/view/43/59>

31. **Зорин В. М.** Расчеты тепловых схем паротурбинных установок АЭС: Учебное пособие. Московский энергетический институт (ТУ). 1996. – 64 с.
32. **Зорин В. М.** Атомные электростанции. Основной технологический процесс: учебное пособие для вузов по специальности «Атомные электрические станции и установки» направления «Техническая физика». – М.: Изд. дом МЭИ, 2008. – 304 с.
33. **Зорин В. М.** Атомные электростанции. Вводный курс: учебное пособие для вузов по специальности 140404 «Атомные электрические станции», направления 140400 «Техническая физика» – М.: Изд. дом МЭИ, 2010. – 184 с.
34. **Иванов В.А.** Режимы мощных паротурбинных установок. Л.: Энергоиздат, 1986 г.
35. **Каверзнев М.М., Фатеев В.В.** Оценка технико-экономической эффективности создания пиковых мощностей на основе комплексов АЭС+САТЭ. - Вестник МЭИ. 2006. № 5. - С. 94-97
36. **Кононенко В.Ю., Смоленцев Д.О., Вещунов О.В.** Возможности использования сетевых накопителей энергии и их эффективность. – Известия Российской академии наук. Энергетика. 2014. №3. – С.106-113.
37. **Лукьянов А.В., Остапенко В. В., Александрова В. Д.,** Аккумуляторы тепловой энергии на основе фазового перехода. – Вестник Донбасской национальной академии строительства и архитектуры. 2010. 6(86). – С. 64-68.
38. МАГАТЭ Официальный сайт – [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.iaea.org
39. **Мартин ЛаМоника** Сжиженный воздух будет использоваться для хранения энергии. Популярная механика. Выпуск 18.02.2014. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.popmech.ru/technologies/15546-szhizhennyy-vozdukh-budet-ispolzovatsya-dlya-khraneniya-energii/#full>

40. Материал из Википедии — свободной энциклопедии - [Электронный ресурс] - <http://ru.wikipedia.org/wiki>
41. Методика построения прогнозов свободных нерегулируемых цен на электрическую энергию по субъектам Российской Федерации на период регулирования (по полугодиям) на 2015 год. 10с., <http://www.np-sr.ru/>.
42. **Новикова З.Ю.** автореферат Повышение системной эффективности энергокомплексов на базе АЭС и ГТУ с тепловой аккумуляцией. Саратов. 2013 г. 20 с.
43. **Остапенко В.В.** автореферат к диссертации «Фазопереходной аккумулятор теплоты для нужд теплоснабжения», 2015 г. – [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <http://vak.mondnr.ru/?p=218>
44. Отчет АО «ВНИИАЭС» Основные проектные решения. Тепломеханические решения. Т.1, книга 5, Москва. – 2010. – 107 с. 2010.C.120.&.0501&&.0105&.021.TJ.0001
45. Отчеты АО «АТС». - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.atsenergo.ru/ats/information/>
46. **Паротурбинные установки для атомных электростанций** под ред. Ю.Ф. Косяка – М.: Энергия 1978 г.– 312 с.
47. **Подшибякин М.А., Коноплев Н.П., Горохов А.К., Новак И.В., Богинский А.П.** (ФГУП ОКБ «Гидропресс») Требования к характеристикам маневренности АЭС и аспекты их выполнения в новых проектах реакторных установок с ВВЭР. - 8 с.
48. **Пономарев-Степной Н.Н., Столяровский А.Я.** Атомно-водородная энергетика. Альтернативная энергетика и экология. 2004. №3 (11) С.5-10.
49. Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 (ред. от 20.07.2016) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru/>

50. Приказ Минэнерго России от 09.09.2015 №627 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2015 - 2021 годы», [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.consultant.ru
51. Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка» ред. от 23.06.2016 г. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru
52. Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов, инициатив и стоимости отклонений» – [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru
53. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности» ред. с изменениями 20.07.2016 г. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru
54. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент аттестации генерирующего оборудования» ред. от 27.05.2016 г. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru
55. Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения конкурентных отборов мощности» ред. от 20.07.2016 г. – [Электронный ресурс] – Режим доступа: www.np-sr.ru
56. **Ракитин О.И.** Автореферат диссертации «Аккумуляция теплоты с помощью адсорбционных тепловых насосов». Киев. 1994г., 20 с.
57. **Рассохин Н.Г.** Парогенераторные установки атомных электростанций: Учебник для вузов. – 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 1987. – 384 с.
58. **Рожин И.И.** Осесимметричная задача аккумуляции тепловой энергии, основанного на фазовом переходе «жидкость-твердое тело. – Наука и образование.2016. №1. – С.49-53.

59. **Романовский В.Ф.** Криогенное аккумулирование тепловой энергии и ее последующее преобразование в механическую и электрическую виды энергии. - Малая энергетика. 2011. №3-4. – С. 97-100.
60. **Садовенко И.А., Инкин А.В.** Моделирование работы системы подземного аккумулирования тепловой энергии. – Современные инновационные технологии подготовки инженерных кадров для горной промышленности и транспорта. 2014. т.1. №1. – С. 358-369.
61. **Самченков И.В., Бажанов В.В., Щуклинов А. П.** Оценка возможности использования электротеплоаккумуляции на АЭС с ВВЭР. – Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. 2011. №130. – С.70-75.
62. Сайт ACCE INTERNATIONAL– Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.aacei.org/>
63. Сайт Всемирной организации интеллектуальной собственности. – Электронный ресурс – Режим доступа: <https://patentscope.wipo.int/search/en/search.jsf>
64. Сайт Energy Storage Assotiasion — Электронный ресурс – Режим доступа: <http://energystorage.org/energy-storage/technologies/liquid-air-energy-storage-laes>
65. Сайт компании Mada Energie <http://madaenergie.com/>
66. Сайт компании «Спецстройснаб», [Электронный ресурс] – Режим доступа: [www. shcheben-dostavka.ru/](http://www.shcheben-dostavka.ru/)
67. Сайт Конкурентного отбора мощности <http://monitor.so-ups.ru/?P=41&NewzID=262>
68. Сайт Международной ассоциации развития стоимостного инжиниринга. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.aace.ru>
69. Сайт СО ЕЭС, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [www.so-ups.ru.,](http://www.so-ups.ru.)
70. Сайт Федеральной антимонопольной службы России. [www. fas.gov.ru.](http://www.fas.gov.ru)

71. Сайт Федеральной службы государственной статистики РФ - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.gks.ru
72. Сайт Центра комплексного развития технологий и энерготехнологических систем – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ccortes.ru/articles/>
73. Современная рыночная электроэнергетика Российской Федерации» под общей ред. **Жолнерчик С.С.**, М.: АНО «Учебный центр НП «Совет рынка», 368 с., 2012 г.
74. СП **23-101-2004** «Проектирование тепловой защиты зданий» ПРИЛОЖЕНИЕ Д (обязательное) Расчетные теплотехнические показатели строительных материалов и изделий.
75. Стандартная форма Договора купли-продажи мощности новых атомных станций, утвержденная Решением Наблюдательного совета НП «Совет рынка» Протокол заседания Наблюдательного совета НП «Совет рынка» № 28/2010 от 15 октября 2010 г., с изменениями, [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.np-sr.ru/regulation/joining/std/index.htm>
76. **Столяревский А.Я.** Создание технологии высокоэффективного термоэлектрохимического цикла преобразования и аккумуляции тепловой энергии в электроэнергию и водород. Отчет о НИР 2007 г., грант № 02.516.11.6125.
77. **Столяревский А.Я.** Технология получения синтез-газа для водородной энергетики. - Альтернативная энергетика и экология. 2005. №2 (22) С.26-32.
78. СТО 59012820.27.120.20.004-2013 «Нормы участия энергоблоков атомных электростанций в НППЧ».
79. Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2020 года с прогнозом электропотребления и ценовыми прогнозами до 2030 года, Москва, 2009 г., Министерство энергетики Российской Федерации, Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике. –

- [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bigpowernews.ru/research/docs/document10946.phtml>
80. «Тепловые и атомные электростанции: Справочник» под общей редакцией чл.-корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2003.
81. Технический отчет ОАО «ВНИИАЭС» «Разработка технологии и экономическое обоснование целесообразности реализации маневренности для проекта АЭС-2006 на основе применения системы аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) по второму контуру». NW2O.C.133.&.0UMA10.LAB&&.000.HG.0002, Москва. – 2007. - 48 с.
82. **Техническое задание** на разработку базового проекта АЭС-2006. Федеральное Агентство по атомной энергетике, 2006 г.
83. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка от 27.03.15. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: www.so-ups.ru
84. **Токов А.Ю.** диссертация Моделирование и оптимизация тепловых схем АЭС с аккумуляторами тепла. М. 1985 г. 234 с.
85. **Трояновский Б. М.** О выборе типа парораспределения для турбин насыщенного пара. – Теплоэнергетика. 1983. № 11. С. 28-32.
86. **Трояновский Б.М.** Паровые и газовые турбины атомных электростанций: Учебное пособие для вузов по специальности «Атомные электростанции и установки» / Б. М. Трояновский, Г. А. Филиппов, А. Е. Булкин. – М.: Энергоатомиздат, 1985 . – 256 с.
87. **Филипчук Е.В.**, Вознесенский В.А., Дунаев В.Г. и др. Управление энергораспределением и безопасностью ВВЭР-1000 при работе в маневренном режиме. - Атомная энергия. 1984. Т.56. Вып.2. С. 61-71
88. Федеральный закон от 26.03.03 №35-ФЗ «Об электроэнергетике» - [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.garant.ru>
89. ФГБУ «Федеральный институт промышленной собственности» - Электронный ресурс – Режим доступа: www.fips.ru

90. **Фомичева А.** Развитие с атомным уклоном. - Энергия без границ. №3(38) - 2016. – с.10-13. <http://www.interra.ru>
91. **Ханова Н.И., Конкина И.В.** Основные свойства строительных материалов. Методические указания по дисциплине «Строительные материалы» студентам всех форм обучения по направлению подготовки 270800.62 Строительство и специальности 271101.65 Строительство уникальных зданий и сооружений, Н. Новгород: ННГАСУ, 2013 - 36с.
92. **Хрусталеv В.А., Демидов О.И., Радченко Е.В., Аминов Р.З.** К вопросу регулирования нагрузки турбогенераторов АЭС – Изв. вузов. Сер. Энергетика. 1979. № 5. С. 114-116.
93. **Чаховский В.М.** Эффективность применения аккумуляторов тепла на АЭС. – М.: ЭНИН им. Г.М. Кржижановского, 1984.
94. **Эксплуатация АЭС.** Ч.1 Работа АЭС в энергосистемах. Ч.II. Обращение с радиоактивными отходами: Учебное пособие. Баклушин Р.П. - М.: НИЯУ МИФИ. 2011. – 304 с.
95. Электронный ресурс - Gigavat.com. Все об электростанциях. - <http://www.gigavat.com>
96. Энергетика и электрификация. Термины и определения. ГОСТ 19431-84 от 01.01.86.
97. Annual report 2015 Gen IV International Forum www.gen-4.org
98. AMBRI.Liquid metal battery cell technology. www.ambri.com
99. *B.I.N.E., 2007.* Informationsdienst. Projekt info 05/07
100. Chen, H. et al., 2009. Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science, Volume 19, pp. 291-312.
101. Ch. Forsberg. Hybrid baseload nuclear power for variable electricity and fuels. – Nuclear News, Sept. 2012. – pp.34-37.
102. Cost estimating guidelines for generation IV nuclear energy systems. Revision 4.2. September 26, 2007. Printed by the OECD Nuclear Energy Agency for the Generation IV International Forum. – 181p.
103. EPRI, 2010. Electricity Energy Storage Technology Options

104. H. Kim, D.A. Boysen, J.M. Newhouse, B.L. Spatocco, B. Chung, P. J. Burke, D.J. Bradwell, K. Jiang, A.A. Tomaszowska, K. Wang, W. Wei, L.A. Ortiz, S.A. Barriga, S. M. Poizeau, and D.R. Sadoway. Liquid Metal Batteries: Past, Present, and Future. - Chemical Reviews, Volume 113, Issue 3, pp.2075 – 2099 (March 2013).
105. John E. Kelly «International Perspective on the Future of Nuclear Power». The 23rd International Conference on Nuclear Engineering. 2015 г. (доклад - презентация)
106. John E. Kelly «Generation IV International Forum», January 2014 (доклад - презентация)
107. John E. Kelly «Generation IV International Forum. Symposium 14 June 2012 (доклад - презентация).
108. Kaldellis, J. K. & Zafirakis, D., 2007. Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency. Energy, Volume 32, p. 2295–2305.
109. Lithium–antimony–lead liquid metal battery for grid-level energy storage. K. Wang, K. Jiang, B. Chung, T. Ouchi, P.J. Burke, D. A. Boysen, D. J. Bradwell, H. Kim, U. Muecke, D.R. Sadoway. - Nature 514, 348–350 (16 October 2014)
110. Ter-Gazarian, A., 2011. Energy Storage for Power Systems, s.l.: IET Power and Energy Series.
111. Simplified Method for Estimating the Cost of Plant Equipment. By Franco Podio, Gilfredo Cavagnolo, Enrico Maria Cipriano 11.01.12 <http://www.hydroworld.com/index.html>
112. Yoshimi Okada, Mitsunori Shimura Development of large-scale H₂ storage and transportation technology with Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC). www.chiyoda-corp.com

Приложение №1 Результаты патентного поиска

В данном приложении в качестве дополнения к главе 1 представлены результаты патентного поиска по теме работы. Ниже приведены перечни патентов по способам маневрирования АЭС (таблица П.1) и по способам теплового аккумулирования (таблица П.2). Патенты по теплоносителям здесь не рассматриваются, однако патент на способ получения ВТТ (ТЛВ-330), описываемого в работе, зарегистрирован в 2002 г. под № 2181350 «Способ получения алкилбензолов», автор - Тыщенко Ю.А.

Таблица П.1 Патенты в РФ по способам маневрирования АЭС [1-4]

Способ маневрирования	Номер патента	Год	Авторы	Изобретение
АЭС+САТЭ	RU 2 453 938 C1	2010	Анисимов А.М., Багдасаров Ю.Э., Сопленков К.И., Чаховский В.М.	Маневренная атомная электростанция
	RU 2 413 848 C1	2009	Беркович В.М., Филимонцев Ю.Н., Чаховский В.М., Бельский А.А., Смирнов Л.А., Хаустов И.М.	Тепловая электростанция преимущественно атомная

	RU 90 493 U1	2010	Багдасаров Ю.Э., Сопленков К.И., Чаховский В.М.	Регулируемая АЭС
АЭС + аккумулятор фазового перехода	RU 2 094 709 C1	1997	Викин В.А., Гусаров В.И., Иванов Е.С., Крохин В.А., Кузнецов П.П.	Пиковая теплоэнергетическая установка с накопителем тепла на фазовых переходах
АЭС + ГТУ + аккумулятор фазового перехода	RU 2 489 574 C1	2013	Хрусталеv В.А. Новикова З.Ю. Наумов А.С.	Парогазовая установка на базе АЭС
АЭС + подземный тепловой аккумулятор	RU 94 008 123 A1	1996	Синяvский В.В., Юдицкий В.Д.	Адиабатически изолированная атомная станция
АЭС + производство водорода	RU 70 312 U1	2008	Шерстобитов И.В., Ляшов А.С., Щербак Д.С.	Установка для обеспечения маневренности атомных электрических станций
	RU 2 520 979 C1	2014	Аминов Р.З., Юрин В.Е.	Способ резервирования собственных нужд АЭС
	RU 2 425 230 C1	2011	Столяревский А.Я	Способ преобразования энергии
	RU 2004118 371 A	2006	Аминов Р.З., Новичков С.В.	Способ повышения безопасности и маневренности двухконтурных атомных электростанций с водоводяными реакторами путем производства водорода для покрытия пиковых нагрузок

	RU 2007112 033A		Цивинский С.В.	Газопаровая атомно-термоядерная электростанция и способ ее работы
Традиционные методы маневрирования АЭС (борное регулирование, использование органов регулирования, совершенствование конструкции ТВС и активной зоны)	RU 2 470 391 C1	2012	Максимов М.В., Пелых С.Н., Баскаков В.Е., Цисельская В.А.	Способ управления ядерной энергетической установкой с реактором водяного типа при изменении мощности реактора или внешней нагрузки
	RU 2 241 265 C2	2004	Панюшкин А.К., Железняк В.М. , Гамыгин Ю.Л., Бек Е.Г., Доронин А.С., Прошкин А.А., и др.	Стержневой тепловыделяющий элемент преимущественно для чехловых тепловыделяющих сборок водоводяного энергетического реактора
	RU 2 248 629 C2	2004	Потоскаев Г.Г. , Курсков В.С., Иванов А.В., Бек Е.Г., Доронин А.С., Духовенский А.С. и др.	Активная зона водоводяного энергетического реактора
АЭС+ПГУ	RU 2 553 725 C1	2015	Хрусталеv В.А., Башлыков Д.О.	Парогазовая установка на базе АЭС
АЭС+ГАЭС	RU 2010 104 521A		Борисов С.С.	Способ создания крупных электрогенерирующих мощностей совместным возведением объектов ядерных (АЭС) и гидроэлектростанций (ГЭС, ГАЭС) и необходимых элементов линий электропередачи

Таблица П.2 Патенты в РФ по способам аккумулирования тепловой энергии [1-4]

Способ аккумулирования	Номер патента	Год	Авторы	Изобретение
Тепловой аккумулятор	Ru 97488 U1	2010	Носырев Д.Я., Плетнев А.И.	Тепловой аккумулятор
Тепловой аккумулятор	RU 2 532 635 C2	2014	Кёниг Н., Йокенхёфель Т., НИС Райнер, Фортмайер Н., Вольф Э. (Siemens AG (Сименс Акциенгезельшафт))	Аккумуляция электроэнергии тепловым аккумулятором и обратное получение электроэнергии посредством термодинамического кругового процесса
Тепловой аккумулятор	Ru 245 5572 C1	2012	Гевод В.С. Белименко Г.С., Белименко С. С., Долматов В.Г.	Автономная система подогрева воды для использования в системе потребления преимущественно отопления и/или горячего водоснабжения
Тепловой аккумулятор	Ru 114130 U1	2012	Богданович Г.А., Жуков В.А., Слесаренко И.Б. ФГАУ ВПО ДВФУ	Тепловой аккумулятор с регулируемым отбором тепла
Тепловой аккумулятор	RU 2292002	2007	Амерханов Р.А., Ададунов Е.А.,	Тепловой аккумулятор

			Гарьковский К.А., Потапенко И.А. Кубанский государственный аграрный университет	
Тепловой аккумулятор	Ru 2229065 C2	2004	Корнилов В.С., Ершов А.С., Маркелов В.Ф.	Комплексная тепловая система
Тепловой аккумулятор	RU 2 328 619 C1	2008	Буданов Н.П.	Способ жидкостного аккумуляции электроэнергии
Подземные накопители газа, сжатого воздуха	RU 2 435 041 C2	2011	Вестмайер З.	Метод и устройства для эффективной и низкотоксичной эксплуатации электростанций, а также для аккумуляции и преобразования энергии
Термоэлектрическое аккумуляция	RU 2 476 686 C2	2013	Олер К, Меркангоец М.	Система аккумуляции термоэлектрической энергии и способ аккумуляции термоэлектрической энергии
Криогеника	RU 2009 106 716 A	2010	Вестмайер З., Нестке Д.	Метод и устройство для использования низкотемпературного тепла для выработки электроэнергии
Тепловой аккумулятор в	1740547	1992	Клепанда А.С., Филипов Э.Б.,	Способ аккумуляции тепловой энергии в грунте

грунте			Пашко П.В., Гданович Л.С., Васильев Г.П.	
ВАГТУ	RU 2 053 398 C1	1996	Жарков С.В.	Газотурбинные установки со средствами для хранения энергии, например для обеспечения пиковых нагрузок
Аккумулятор на сжиженном воздухе	PCT/US2015/020306	2015	Синатов, Станислав; (Иллинойс). Афремова, Леон; (Иллинойс) Компания «MADA ENERGIE LLC»	LIQUID AIR ENERGY STORAGE SYSTEMS, DEVICES, AND METHODS
Тепловой аккумулятор фазового перехода	Ru 2010153925A	2012	Аветисов В. А., Троян Г. А., Маркарян К. В.	Аккумулятор тепловой энергии
Тепловой аккумулятор фазового перехода	RU 99 858 U1	2010	Медяков А.А., Онучин Е.М., Федоров Д.В., Семенов К.Д.	Устройство для аккумуляции тепловой энергии с помощью изменения фазового состояния теплоаккумулирующего вещества
Тепловой аккумулятор подземный	RU 2 359 183 C1	2009	Ермаков С.А.	Тепловой аккумулятор
Тепловой аккумулятор на сжиженный воздух	RU 2006 101 208 A	2013	Максимов Л.Н.	Способ крупномасштабного аккумуляции энергии

На рисунке П.1 представлена динамика зарубежных патентов по способам маневрирования АЭС за последние 30 лет. Среди патентообладателей - крупные энергетические компании, такие как: Siemens AG, Tohoku Electric Power, Sony Corp, Toshiba KK, Westinghouse Electric Corp и др.

Как видно из представленных данных число патентов выросло на порядок, что еще раз подтверждает актуальность рассматриваемой темы.

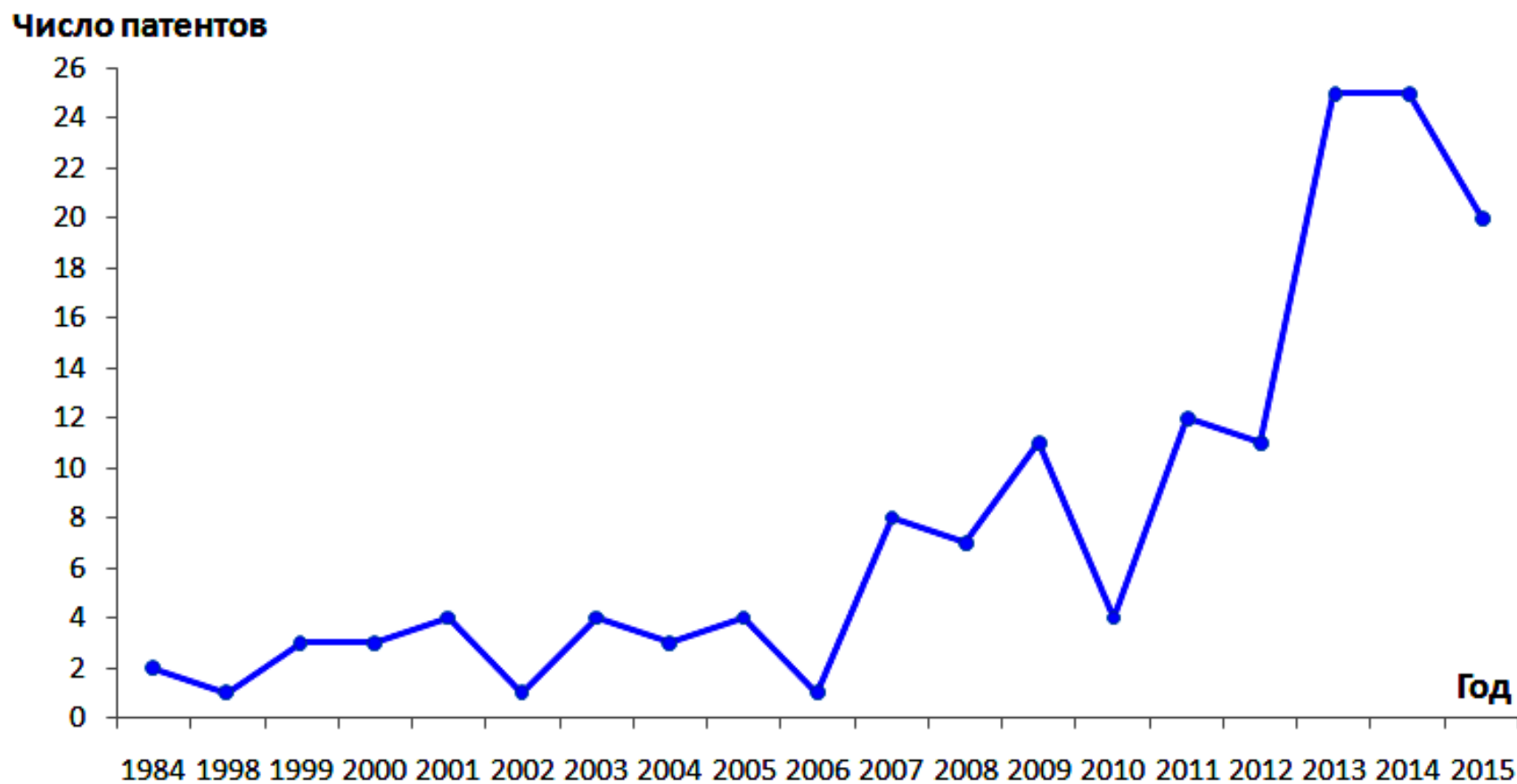


Рисунок П.1 Динамика зарубежных патентов по маневренным АЭС 1984 – 2015 г. [2]

На рисунке П.2 представлена динамика зарубежных патентов по системам аккумулирования за последние 18 лет.

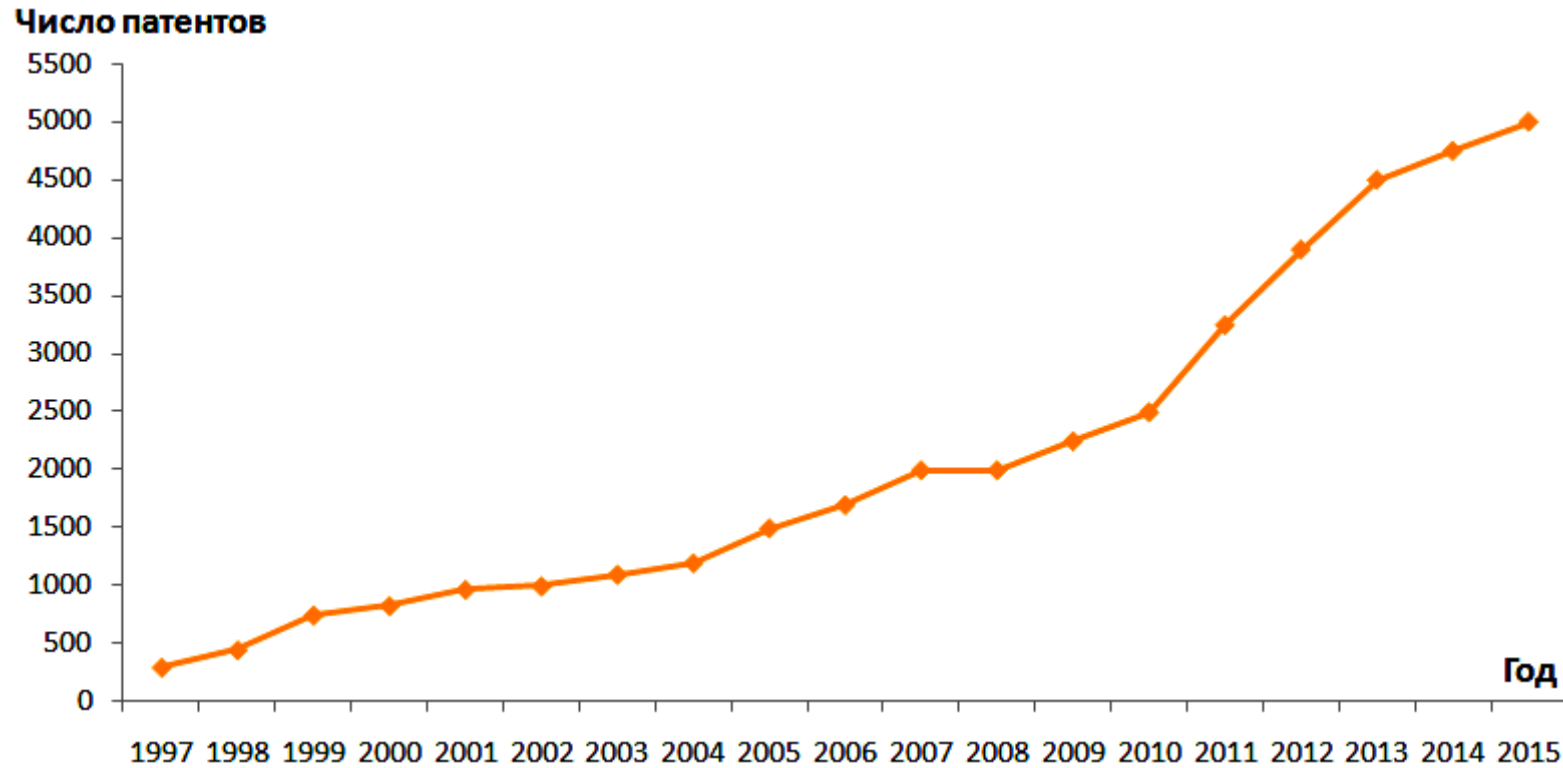


Рисунок П.2 Динамика зарубежных патентов по системам теплового аккумулирования АЭС 1997 – 2015 г. [2]

Список источников

- 1) Поисковая система PatSearch – Электронный ресурс - <http://www.rupto.ru>
- 2) Thomson Innovation – Электронный ресурс - <http://thomsonreuters.com/en.html>
- 3) ФГБУ Федеральный институт промышленной собственности (ФИПС) – Электронный ресурс - <http://www1.fips.ru>
- 4) Free Patent – Электронный ресурс - <http://www.freepatent.ru>

Приложение №2 Модуль дополнительных капитальных затрат и выручки

$$\Delta K(N_0, \delta, \delta_{\text{пред}}, \delta_{\text{САТЭ}}, t_{\text{сут}}, t_{\text{разр}}, t_{\text{пик_нов}}, t_{\text{пик_0}}, t_{\text{ночь_0}}, t_{\text{разгр_0}}, t_{\text{разгр_нов}}, \eta, \eta_{\text{нов}}, \eta_{\text{сатэ_0}}, \eta_{\text{сатэ_нов}}, k_{\text{САТЭ}}, k_{\text{ПТУ}}) :=$$

$$\begin{aligned}
& t_{\text{баз_нов}} \leftarrow t_{\text{сут}} - t_{\text{пик_нов}} - t_{\text{ночь_0}} \\
& K_{\text{ПТУ_0}} \leftarrow 12 \cdot 10^9 \\
& K_{\text{т.о.зар_0}} \leftarrow 428.75 \cdot 10^6 \\
& K_{\text{т.о.разр_0}} \leftarrow 261.25 \cdot 10^6 \\
& K_{\text{ВТТ_0}} \leftarrow 1.296 \times 10^9 \\
& K_{\text{ПТУ}} \leftarrow K_{\text{ПТУ_0}} \text{ if } \delta \leq \delta_{\text{пред}} \\
& K_{\text{ПТУ}} \leftarrow K_{\text{ПТУ_0}} (1 + \delta - \delta_{\text{пред}})^{k_{\text{ПТУ}}} \text{ if } \delta > \delta_{\text{пред}} \\
& K_{\text{ВТТ}} \leftarrow K_{\text{ВТТ_0}} \cdot \frac{\frac{\delta \cdot t_{\text{пик_нов}}}{\eta_{\text{сатэ_нов}} \cdot t_{\text{разгр_нов}}}}{\frac{\delta_{\text{САТЭ}} \cdot t_{\text{пик_0}}}{\eta_{\text{сатэ_0}} \cdot t_{\text{разгр_0}}}} \\
& K_{\text{т.о.зар}} \leftarrow K_{\text{т.о.зар_0}} \cdot \left(\frac{\frac{\delta \cdot t_{\text{пик_нов}}}{\eta_{\text{сатэ_нов}} \cdot t_{\text{разгр_нов}}}}{\frac{\delta_{\text{САТЭ}} \cdot t_{\text{пик_0}}}{\eta_{\text{сатэ_0}} \cdot t_{\text{разгр_0}}}} \right)^{k_{\text{САТЭ}}} \\
& K_{\text{т.о.разр}} \leftarrow K_{\text{т.о.разр_0}} \cdot \left(\frac{\frac{\delta \cdot t_{\text{пик_нов}}}{\eta_{\text{сатэ_нов}} \cdot t_{\text{разгр_нов}}}}{\frac{\delta_{\text{САТЭ}} \cdot t_{\text{пик_0}}}{\eta_{\text{сатэ_0}} \cdot t_{\text{разгр_0}}}} \right)^{k_{\text{САТЭ}}} \\
& \Delta K \leftarrow (K_{\text{ПТУ}} - K_{\text{ПТУ_0}}) + K_{\text{т.о.разр}} + K_{\text{т.о.зар}} + K_{\text{ВТТ}} \\
& \Delta K_{\text{ПТУ}} \leftarrow K_{\text{ПТУ}} - K_{\text{ПТУ_0}} \\
& \Delta K_{\text{т.о.разр}} \leftarrow K_{\text{т.о.разр}} \\
& \Delta K_{\text{т.о.зар}} \leftarrow K_{\text{т.о.зар}} \\
& \Delta K_{\text{ВТТ}} \leftarrow K_{\text{ВТТ}} \\
& K \leftarrow \begin{pmatrix} \Delta K \\ \Delta K_{\text{ПТУ}} \\ \Delta K_{\text{т.о.разр}} \\ \Delta K_{\text{т.о.зар}} \\ \Delta K_{\text{ВТТ}} \end{pmatrix} \\
& K
\end{aligned}$$

$$\Delta B(\delta, N_0, K_{\text{ДО}}, K_{\text{ГОТ}}, t_{\text{СУТ_ГОД}}, t_{\text{БАЗ_0}}, t_{\text{ПИК_0}}, t_{\text{НОЧЬ_0}}, t_{\text{РАЗГР_0}}, t_{\text{ПИК_НОВ}}, t_{\text{БАЗ_НОВ}}, \tau_{\text{ПИК}}, \tau_{\text{БАЗ}}, \tau_{\text{НОЧЬ}}, \tau_{\text{МОЩ}}, \tau_{\text{МОЩ_ПИК}}, n, \eta_{\text{САТЭ_0}}) :=$$

$$\left. \begin{array}{l} V_{\text{БАЗА_0}} \leftarrow N_0 \cdot t_{\text{СУТ_ГОД}} \cdot K_{\text{ГОТ}} \cdot t_{\text{БАЗ_0}} \cdot \tau_{\text{БАЗ}} \\ V_{\text{ПИК_0}} \leftarrow N_0 \cdot t_{\text{СУТ_ГОД}} \cdot K_{\text{ГОТ}} \cdot t_{\text{ПИК_0}} \cdot \tau_{\text{ПИК}} \\ V_{\text{НОЧЬ_0}} \leftarrow K_{\text{ДО}} \cdot t_{\text{НОЧЬ_0}} \cdot \tau_{\text{НОЧЬ}} \cdot N_0 \cdot t_{\text{СУТ_ГОД}} \cdot K_{\text{ГОТ}} \\ V_{\text{Э.Э_0}} \leftarrow V_{\text{БАЗА_0}} + V_{\text{ПИК_0}} + V_{\text{НОЧЬ_0}} \\ V_{\text{МОЩ_0}} \leftarrow \tau_{\text{МОЩ}} \cdot n \cdot N_0 \\ V_0 \leftarrow V_{\text{МОЩ_0}} + V_{\text{Э.Э_0}} \\ V_{\text{ПИК}} \leftarrow N_0 \cdot (1 + \delta) \cdot t_{\text{ПИК_НОВ}} \cdot t_{\text{СУТ_ГОД}} \cdot K_{\text{ГОТ}} \cdot \tau_{\text{ПИК}} \\ V_{\text{БАЗА}} \leftarrow N_0 \cdot t_{\text{БАЗ_НОВ}} \cdot t_{\text{СУТ_ГОД}} \cdot K_{\text{ГОТ}} \cdot \tau_{\text{БАЗ}} \\ V_{\text{НОЧЬ}} \leftarrow \begin{array}{l} N_{\text{ДО}} \leftarrow N_0 \cdot K_{\text{ДО}} \\ N_{\text{НОЧЬ_00}} \leftarrow N_0 - \frac{N_0 \cdot \delta \cdot t_{\text{ПИК_0}}}{\eta_{\text{САТЭ_0}} \cdot t_{\text{РАЗГР_0}}} \\ N_{\text{НОЧЬ_0}} \leftarrow N_{\text{НОЧЬ_00}} \text{ if } N_{\text{НОЧЬ_00}} < N_{\text{ДО}} \\ N_{\text{НОЧЬ_0}} \leftarrow N_{\text{ДО}} \text{ if } N_{\text{НОЧЬ_00}} \geq N_{\text{ДО}} \\ V_{\text{НОЧЬ}} \leftarrow N_{\text{НОЧЬ_0}} \cdot t_{\text{НОЧЬ_0}} \cdot t_{\text{СУТ_ГОД}} \cdot K_{\text{ГОТ}} \cdot \tau_{\text{НОЧЬ}} \\ V_{\text{НОЧЬ}} \end{array} \\ V_{\text{МОЩ}} \leftarrow \tau_{\text{МОЩ}} \cdot n \cdot N_0 + \tau_{\text{МОЩ_ПИК}} \cdot n \cdot N_0 \cdot \delta \\ V_{\text{Э.Э}} \leftarrow V_{\text{ПИК}} + V_{\text{БАЗА}} + V_{\text{НОЧЬ}} \\ V \leftarrow V_{\text{МОЩ}} + V_{\text{Э.Э}} \\ \text{ДВ} \leftarrow V - V_0 \\ \text{ДВ} \leftarrow \begin{pmatrix} \text{ДВ} \\ V_{\text{МОЩ}} - V_{\text{МОЩ_0}} \\ V_{\text{Э.Э}} - V_{\text{Э.Э_0}} \\ V_{\text{ПИК}} - V_{\text{ПИК_0}} \\ V_{\text{БАЗА}} - V_{\text{БАЗА_0}} \\ V_{\text{НОЧЬ}} - V_{\text{НОЧЬ_0}} \end{pmatrix} \\ \text{ДВ} \end{array} \right.$$

Приложение №3 Программа расчета себестоимости электроэнергии для различных КИУМ

Исходные данные		АЭС + САТЭ	Выработка электроэнергии	Базовый вариант (без САТЭ)
Начальные капитальные затраты на ПТУ	$K_{ПТУ_0} := 12 \cdot 10^9$	$W_э := \left[N_0 \cdot (1 + \delta) \cdot t_{пик} + N_0 \cdot t_{база} + \left(N_0 - \frac{N_0 \cdot \delta \cdot t_{пик}}{\eta_{сагэ} \cdot t_{ночь}} \right) \cdot t_{ночь} \right] \cdot (1 - \beta_{с.н.}) \cdot 365 \cdot \phi \cdot 10^3$	$W_э := N_0 \cdot 10^3 \cdot (1 - \beta_{с.н.}) \cdot \phi \cdot T$	$W_э := N_0 \cdot 10^3 \cdot (1 - \beta_{с.н.}) \cdot \phi \cdot T$
КПД САТЭ:	$\eta_{сагэ} := 0.8$			
Число часов в году	$T := 8760$	<p>рассчитывается по алгоритму, приведенному в Приложении 2</p> $I_{ам} := \frac{2 \cdot K_{ПТУ}}{T_{сп}}$	<p>Штатный коэффициент $k_{шт} := \frac{N_{чел}}{N_{уст}}$</p> <p>Капитальные затраты на ПТУ</p>	<p>Начальные</p> $I_{ам} := \frac{2 \cdot K_{ПТУ_0}}{T_{сп}}$
Численность персонала, чел	$N_{чел} := 1000$			
Отчисления на собственные нужды	$\beta_{с.н.} := 0.05$	$I_{фот} := (1 + a_{зп}) \cdot k_{шт} \cdot N_0 \cdot (1 + \delta) \cdot n \cdot ЗП$	<p>Издержки на амортизацию</p> <p>Издержки на текущий ремонт</p> $I_{т.р.} := a_{т.р.} \cdot I_{ам}$	<p>Издержки на ФОТ</p> $I_{фот} := (1 + a_{зп}) \cdot k_{шт} \cdot N_0 \cdot n \cdot ЗП$
Длительность пика, ч	$t_{пик} := 4$			
Длительность ночного провала нагрузки, ч	$t_{ночь} := 7$	<p>Общестанционные издержки</p> $I_{общ} := a_{общ} \cdot (I_{ам} + I_{т.р.} + I_{фот})$	<p>Издержки на топливо</p> $I_{топл} := I_{т} \cdot \frac{N_{уст} \cdot \phi \cdot T_{г}}{B \cdot \eta_{бр}}$	<p>Полные издержки</p> $I_э := I_{ам} + I_{т.р.} + I_{фот} + I_{общ} + I_{топл}$
Длительность базовой нагрузки, ч	$t_{база} := 24 - t_{пик} - t_{ночь}$			
Установленная мощность, МВт	$N_{уст} := 1200$	$c_{дв} := \frac{I_э - \Delta B}{W_э}$	<p>Себестоимость электроэнергии</p> $c_0 := \frac{I_э}{W_э}$	
Прирост мощности	$\delta := 0.1$			
Базовая мощность, МВт	$N_0 := 1200$	<p>Дополнительная выработка ΔB</p> <p>рассчитывается по алгоритму, приведенному в Приложении 2 для различных КДО</p>		
Число месяцев в году	$n := 12$			
Зарплата специалиста	$ЗП := 25000$			
КИУМ	$\phi = 20\% - 100\%$			
Число суток в году	$T_{г} := 365$			
Глубина выгорания топлива, МВт сут/кг	$B = 40$			
КПД брутто	$\eta_{бр} = 0.35$			
Коэффициенты отчислений	$a_{т.р.} := 0.2 \quad a_{общ} := 0.2 \quad a_{зп} := 0.26$			

Приложение №4 К оптимизации температурных напоров в САТЭ (часть расчетного файла в среде Excel)

Исходные данные						
Количество теплоты, МВт						
Q β	зарядка	разрядка	КЗ_т/о_зар, млн. руб.	КЗ_т/о_разр, млн. руб.	КЗ_ВТТ, млн. руб.	КЗ_ВТТ с засыпкой, млн. руб.
		887,40				
Q α	168,00					
Q γ	693,60					
Q β /Q α	5,28	2,48				
Q β /Q γ	1,28		Расчеты начальных параметров			

Температуры, °C	
tA	281
tB	281
tC	50
tD	41,9
tE	267
tF	35,9
tG	209
tB1	132
tB2	219
tF1	152,4
tG1	186

Абсолютные начальные температурные напоры, °C	
Δt_{AE}	14
Δt_{BB1}	149
Δt_{CD}	8,1
Δt_{EG}	58
Δt_{B2G1}	33
Δt_{DF}	6
Δt_{B2F1}	66,6
n	100

Разность абсолютных начальных температурных напоров, °C	
$\Delta t_{BB1} - \Delta t_{CD}$	140,9
$\Delta t_{BB1} - \Delta t_{AE}$	135
$\Delta t_{EG} - \Delta t_{B2G1}$	25
$\Delta t_{B2F1} - \Delta t_{DF}$	60,6

Отношение абсолютных начальных температурных напоров	
$\Delta t_{BB1} / \Delta t_{CD}$	18,40
$\Delta t_{BB1} / \Delta t_{AE}$	10,64
$\Delta t_{EG} / \Delta t_{B2G1}$	1,76
$\Delta t_{B2F1} / \Delta t_{DF}$	11,10

Логарифмические начальные температурные напоры	
lg_o_AEBB1	57,15
lg_o_B1BCD	48,44
lg_o_EB2G1G	44,38
lg_o_F1B2DF	25,21

Шар_o_AE	ho_AG	0,72
----------	-------	------

Шаг_o_CF	hCF	0,14								
Пересчет двигаемых точек	tE_нов	280,28	279,56	278,84	278,12	277,40	276,68	275,96	275,24	274,52
	tB1_нов	138,08	137,79	137,50	137,20	136,91	136,62	136,33	136,04	135,75
	tB2_нов	228,22	227,66	227,09	226,53	225,97	225,41	224,84	224,28	223,72
	tD_нов	41,90	41,90	41,90	41,90	41,90	41,90	41,90	41,90	41,90
Пересчет абсол-х темп напоров	$\Delta t_{AE_{нов}} = t_A - t_{E_{нов}}$	0,72	1,44	2,16	2,88	3,60	4,32	5,04	5,76	6,48
	$\Delta t_{BB1_{нов}} = t_B - t_{B1_{нов}}$	142,92	143,21	143,50	143,80	144,09	144,38	144,67	144,96	145,25
	$\Delta t_{CD_{нов}} = t_C - t_{D_{нов}}$	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10	8,10
	$\Delta t_{DF_{нов}}$	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
	$\Delta t_{B2F1_{нов}}$	75,82	75,26	74,69	74,13	73,57	73,01	72,44	71,88	71,32
	$\Delta t_{B2G1_{нов}}$	42,22	41,66	41,09	40,53	39,97	39,41	38,84	38,28	37,72
	$\Delta t_{EG_{нов}}$	71,28	70,56	69,84	69,12	68,40	67,68	66,96	66,24	65,52
Разность пересчитанных абс-х темп наопров	$\Delta t_{BB1_{нов}} - \Delta t_{AE_{нов}}$	142,20	141,77	141,34	140,92	140,49	140,06	139,63	139,20	138,77
	$\Delta t_{BB1_{нов}} - \Delta t_{CD_{нов}}$	134,82	135,11	135,40	135,70	135,99	136,28	136,57	136,86	137,15
	$\Delta t_{EG_{нов}} - t_{B2G1_{нов}}$	29,06	28,90	28,75	28,59	28,43	28,27	28,12	27,96	27,80
	$\Delta t_{B2F1_{нов}} - \Delta t_{DF_{нов}}$	69,82	69,26	68,69	68,13	67,57	67,01	66,44	65,88	65,32
Частное пересчитанных абс-х темп наопров	$\Delta t_{BB1_{нов}} / \Delta t_{AE_{нов}}$	198,51	99,45	66,44	49,93	40,02	33,42	28,70	25,17	22,41
	$\Delta t_{BB1_{нов}} / \Delta t_{CD_{нов}}$	17,64	17,68	17,72	17,75	17,79	17,82	17,86	17,90	17,93
	$\Delta t_{EG_{нов}} / t_{B2G1_{нов}}$	1,69	1,69	1,70	1,71	1,71	1,72	1,72	1,73	1,74
	$\Delta t_{B2F1_{нов}} / \Delta t_{DF_{нов}}$	12,64	12,54	12,45	12,36	12,26	12,17	12,07	11,98	11,89

	Площадь F1B2DF	183,21	183,21	183,21	183,21	183,21	183,21	183,21	183,21	183,21
КЗ_зар_нов	Площадь AEVB1	221,35	203,33	192,44	184,56	178,35	173,23	168,85	165,03	161,65
	Площадь B1BCD	95,59	95,50	95,42	95,33	95,25	95,16	95,08	94,99	94,91
КЗ_разр_нов	Площадь EB2G1G	44,54	44,86	45,19	45,53	45,87	46,22	46,57	46,94	47,31
	Площадь F1B2DF	173,36	173,91	174,47	175,04	175,61	176,19	176,77	177,36	177,95
КЗ_ВТТ		569,75	571,47	573,21	574,96	576,71	578,48	580,26	582,05	583,85
КЗ_САТЭ		1 104,58	1 089,08	1 080,73	1 075,41	1 071,79	1 069,28	1 067,54	1 066,38	1 065,67
КЗ_т/о сумм		534,83	517,60	507,52	500,45	495,08	490,79	487,27	484,32	481,82
КЗ_зар_нов		316,93	298,83	287,86	279,89	273,60	268,39	263,93	260,03	256,55
КЗ_разр_нов		217,90	218,77	219,66	220,56	221,48	222,40	223,34	224,30	225,26
КЗ_ВТТ_с засыпкой		270,07	270,89	271,71	272,54	273,37	274,21	275,05	275,90	276,75
КЗ_САТЭ_с засыпкой		804,90	788,49	779,23	772,99	768,45	765,00	762,32	760,22	758,57
КЗ_ВТТ_при t зар=3,5 ч		284,87	285,74	286,60	287,48	288,36	289,24	290,13	291,03	291,93
КЗ_САТЭ_при t зар=3,5 ч		819,70	803,34	794,12	787,93	783,43	780,03	777,40	775,35	773,74
КЗ_ВТТ_при t зар=10 ч		814,74	817,21	819,69	822,19	824,70	827,23	829,78	832,34	834,91
КЗ_САТЭ_при при t зар=10 ч		1 349,57	1 334,81	1 327,21	1 322,64	1 319,78	1 318,02	1 317,05	1 316,66	1 316,73
КЗ_САТЭ_МИН		0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЗ_САТЭ_ t зар=3,5 ч МИН		0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЗ_САТЭ_ t зар=10 ч МИН		0	0	0	0	0	0	0	1316,66	0
КЗ_САТЭ_ засыпка МИН		0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЗ_зар_нов_N/No= 1,0		316,93	298,83	287,86	279,89	273,60	268,39	263,93	260,03	256,55
КЗ_зар_нов_N/No= 0,25		134,18	126,52	121,87	118,50	115,83	113,63	111,74	110,09	108,62
КЗ_зар_нов_N/No= 0,5		206,22	194,44	187,30	182,12	178,02	174,63	171,73	169,19	166,93
КЗ_зар_нов_N/No= 1,25		407,52	384,24	370,13	359,88	351,80	345,10	339,36	334,35	329,88

КЗ_зар_нов_N/No= 2,0	487,09	459,26	442,40	430,15	420,49	412,48	405,63	399,63	394,29
КЗ_САТЭ_N/No= 1,0	886,68	870,30	861,07	854,85	850,31	846,87	844,19	842,08	840,41
КЗ_САТЭ_N/No= 0,25	703,93	697,99	695,08	693,45	692,55	692,11	692,00	692,14	692,47
КЗ_САТЭ_N/No= 0,5	775,97	765,91	760,51	757,07	754,74	753,12	751,99	751,25	750,79
КЗ_САТЭ_N/No= 1,5	977,26	955,71	943,34	934,84	928,51	923,58	919,63	916,40	913,74
КЗ_САТЭ_N/No= 2,0	1 056,84	1 030,74	1 015,61	1 005,11	997,20	990,96	985,89	981,68	978,15
КЗ_САТЭ_N/No= 1,0 МИН	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЗ_САТЭ_N/No= 0,25 МИН	0	0	0	0	0	0	692,0034	0	0
КЗ_САТЭ_N/No= 0,5 МИН	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЗ_САТЭ_N/No= 1,5 МИН	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЗ_САТЭ_N/No= 2,0 МИН	0	0	0	0	0	0	0	0	0
КЗ_ВТТ_с засыпкой	270,06712	270,8853	271,70845	272,53662	273,3699	274,2082	275,0517	275,9004	276,7544
КЗ_т/о сумм	534,83136	517,60359	507,51987	500,45311	495,0774	490,7922	487,2729	484,3237	481,8174
КЗ_т/о сумм засыпка	780,85379	755,70125	740,979	730,66154	722,8131	716,5566	711,4184	707,1126	703,4534
КЗ_САТЭ_МВт	1050,9209	1026,5865	1012,6875	1003,1982	996,1829	990,7648	986,4701	983,013	980,2077