

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ  
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ  
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)»

На правах рукописи



Дзюба Анатолий Петрович

**УПРАВЛЕНИЕ СПРОСОМ НА ЭНЕРГОРЕСУРСЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ  
ПРЕДПРИЯТИЙ: ТЕОРИЯ И МЕТОДОЛОГИЯ**

Специальность 08.00.05 – Экономика и управление народным хозяйством  
(экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами:  
промышленность)

Диссертация  
на соискание ученой степени  
доктора экономических наук

Научный консультант:  
д.э.н., доцент Соловьева И.А.

Челябинск

2020

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
ГЛАВА 1. АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ .....	19
1.1. Тенденции развития мирового топливно-энергетического комплекса .....	19
1.2. Волатильность спроса на энергоресурсы как релевантный фактор системы управления энергетической эффективностью .....	41
1.3. Институциональные основы регулирования процессов повышения энергетической эффективности в России .....	67
ГЛАВА 2. ГЕНЕЗИС ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ .....	96
2.1. Генезис мировых исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии .....	96
2.2. Генезис отечественных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии .....	116
2.3. Генезис отечественных исследований в области управления спросом на потребление природного газа .....	136
2.4. Современные инструменты управления спросом на энергоресурсы .....	153
ГЛАВА 3. МЕТОДОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ .....	184
3.1. Концептуальные основы управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России.....	184
3.2. Механизм управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России .....	204
3.3. Система методов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России .....	223
ГЛАВА 4. ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ ВО ВНЕШНЕЙ СРЕДЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ .....	246

4.1. Перспективы внедрения управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ .....	246
4.2. Метод управления спросом на электропотребление по показателю стоимости электрической мощности для промышленных потребителей .....	272
4.3. Методическое обеспечение выбора промышленным предприятием критериев и тарифов на оплату электроэнергии и природного газа .....	293
<b>ГЛАВА 5. ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА НА УРОВНЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ .....</b>	<b>324</b>
5.1. Апробации модели управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях .....	324
5.2. Интеграция модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях с использованием распределённых источников энергоснабжения .....	348
5.3. Экономическая эффективность управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа .....	373
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>398</b>
<b>БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....</b>	<b>411</b>
Приложение А Основные законодательные и нормативные акты в области поставки электроэнергии конечным потребителям России .....	470
Приложение Б Основные законодательные и нормативные акты в области поставки природного газа конечным потребителям России .....	474
Приложение В Работы и этапы генезиса мировых исследований в области управления спросом на электропотребление .....	477
Приложение Г Генезис развития исследований в области управления спросом на электропотребление в отечественной научной школе .....	480
Приложение Д Генезис развития исследований в области управления спросом на потребление природного газа в отечественной научной школе .....	485

Приложение Е Анализ предпосылок к заинтересованности и сдерживанию во введении системы управления спросом на электропотребление в России со стороны субъектов электроэнергетики .....	489
Приложение Ж Анализ предпосылок к заинтересованности и сдерживанию во введении системы управления спросом на потребление природного газа в России со стороны субъектов и уровней газового комплекса .....	494
Приложение З Методическое обеспечение оценки экономической эффективности применения инструментов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в рамках ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов России .....	499
Приложение И Методическое обеспечение оценки экономической эффективности применения инструментов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне промышленных предприятий .....	500
Приложение К Объем потребления электроэнергии регионами России за 2018 г. ....	501
Приложение Л Объем потребления природного газа регионами России за 2018 г. ....	502
Приложение М Структура спроса на электропотребление в регионах России за 2018 г. ....	503
Приложение Н Структура спроса на потребление природного газа в регионах России за 2017 г. ....	504
Приложение О Факторы, влияющие на волатильность спроса на потребление электроэнергии на уровне регионов .....	505
Приложение П Годовой посуточный спрос на потребление природного газа в России за 2017 г. ....	506
Приложение Р Графики посуточных показателей общего спроса на потребление природного газа и спроса на газ электрическими станциями .....	507
Приложение С Показатели коэффициентов волатильности годовых нагрузок потребления природного газа для регионов России за 2017 г. ....	508
Приложение Т Показатели размаха вариации годового графика изменения спроса на потребление природного газа регионов за 2017 г. ....	509



Приложение У Коэффициенты волатильности годовой нагрузки для регионов России и доля электропотребления промышленностью за 2018 г. ....	510
Приложение Ф Показатели размаха вариации годового графика изменения спроса на электропотребление регионов за 2018 г. ....	511
Приложение Х Влияние различных факторов на коэффициент продолжительности годовых графиков нагрузки регионов .....	512
Приложение Ц Интегральные показатели максимума энергосистемы и коэффициента цены электрической мощности в регионах России .....	513
Приложение Ч Инструменты управления спросом, действующие в рамках современных тарифов оптового и розничного рынков электроэнергии .....	515
Приложение Ш Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий управления комплексным спросом для объектов исследуемого металлургического предприятия .....	520
Приложение Щ Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий управления комплексным спросом для исследуемого машиностроительного предприятия .....	523
Приложение Э Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий управления комплексным спросом для исследуемого предприятия цементной промышленности .....	526
Приложение Ю Факторы, усложняющие внедрение модели управления спросом в операционную деятельность промышленных предприятий .....	529
Приложение Я Перечень таблиц, приведенных в работе .....	531
Приложение АА Перечень рисунков, приведенных в работе .....	534

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Одним из приоритетных направлений реализации энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, разработанной в условиях перехода мировой экономики на новые технологические уклады, является совершенствование управления процессами производства, передачи, распределения и потребления всех видов энергетических ресурсов, способствующее повышению эффективности функционирования отраслей топливно-энергетического комплекса. Резервы повышения энергетической эффективности существенны не только в сфере технологий производства, преобразования и потребления энергии, но и в области планирования, организации и контроля процесса обращения топливно-энергетических ресурсов. В период интенсивного внедрения информационных и коммуникационных технологий в мировую промышленность одним из наиболее эффективных инструментов повышения энергетической эффективности, используемым в мировой практике, является управление спросом на энергопотребление со стороны конечных потребителей (DSM – Demand Side Management).

Для экономики России, занимающей лидирующие позиции в мировом производстве и потреблении топливно-энергетических ресурсов, но отстающей по показателям энергоемкости ВВП от большинства развитых и развивающихся стран, задача повышения энергетической эффективности имеет особую актуальность. Для Российской Федерации ключевыми энергетическими ресурсами являются электрическая энергия и природный газ. Анализ показывает, что спрос на потребление электроэнергии и природного газа в России характеризуется значительным уровнем волатильности, что отчасти связано с высокой долей промышленного энергопотребления в структуре энергетического баланса страны (69% от величины общего спроса).

Учитывая высокую степень газификации промышленности России, взаимосвязь отраслей электроэнергетики и газовой промышленности, схожесть

характеристик волатильности спроса на потребление природного газа с электроэнергией, целесообразно проводить исследование и управлять комплексным спросом на эти энергоресурсы. Управление комплексным спросом на энергоресурсы выступает существенным резервом повышения за счет синергетического эффекта энергетической эффективности использования электрической энергии и природного газа не только на уровне промышленности, но и в масштабах всего топливно-энергетического комплекса страны.

Несмотря на существующие резервы повышения энергетической эффективности промышленности, в отечественных энергорыночных и законодательных механизмах вопросу управления спросом на энергоресурсы уделяется недостаточно внимания. В этих условиях необходимо как с научной, так и с практической точек зрения совершенствование теории и методологии управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях России.

**Степень разработанности проблемы.** Проблемами управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности занимались как отечественные, так и зарубежные ученые. Вопросы управления спросом на потребление электроэнергии рассматривали следующие отечественные ученые: Б. Абрамович, Н. Айзенберг, Т. Апштейн, Г. Асланян, В. Афанасьев, В. Болотов, А. Брагин, К. Брайтенбах, В. Вейц, И. Волкова, Н. Воропай, Г. Горбунов, В. Гордеев, В. Гронштейн, М. Губко, Б. Гуревич, А. Дарманчев, Ю. Дементьев, Е. Забелло, Т. Золотарев, Б. Кикодзе, Б. Кобец, В. Колибаба, С. Кукель-Краевский, Л. Кульницкий, С. Ледин, П. Ляпичев, М. Ляховицкий, А. Мангараков, Э. Меерович, А. Митрофанова, В. Михайлов, А. Осепян, Т. Паниковская, С. Перевалов, Н. Сидоровская, Д. Сипин, А. Слоним, В. Стенников, З. Стычински, К. Суслов, М. Фельдман, Р. Ферман, В. Ханаев, С. Цымбал, В. Чемоданов, В. Чичканов, Ш. Чокин, Б. Шелехова, Д. Шувалова, М. Элькинд и др., а среди зарубежных авторов существенный вклад в анализируемую проблематику внесли: R. Aburukba, N. Adilov, C. Anderson, M. Balijepalli, D. Bargiotas, G. Berg, M. Chan, F. Clark, R. Delgado, G. Diana, A. Garcia, H. Geller, H. Geller, C. Gellings,

G. Hamoud, R. Hershey, W. Holmes, M. Ibrahim, K. Jacobs, W. Jefferson, G. Kaplan, J. Knudsen, T. Laaspere, M. Levine, G. Litjens, R. Maliszewski, P. Mc Daniel, J. Mentuck, B. Mitchell, S. Mocci, A. Mohsenian-Rad, W. Morton, Y. Ozturk, A. Requin, P. Schweizer, M. Soderstrom, P. Steiner, M. Takahashi, V. Tipsuwanporn, M. Toro, J. Torriti, G. Van Harmelen, E. Vardaman, R. Walawalkar, D. Walker, J. Wenders, O. Williamson, F. Zarb, Q. Zhang.

Исследованию функций управления спросом на потребление природного газа посвящены работы многих ученых СССР, таких как В. Албул, М. Алиев, И. Бархударян, В. Батенин, А. Боткилин, А. Бренц, Н. Варюхина, Л. Видгоп, Т. Вишневский, А. Гарайшин, Р. Гафаров, О. Гнездилова, Ю. Данилевич, А. Дубинский, Ю. Емельяшина, И. Журавлев, И. Жученко, А. Зейлигер, Н. Илькевич, В. Калик, Е. Кац, А. Киселев, Б. Козырев, А. Картунов, Ю. Кузнецов, А. Ляконис, Л. Мелентьев, Р. Мирзаакбарова, Р. Мирходжаев, Н. Мунько, Ю. Мутовин, А. Немчинов, Ю. Перельцвайг, В. Смирнов, Н. Стаскевич, Л. Телегин, Л. Уткина, И. Фурман, Л. Хрилев, В. Шеремет и другие.

Существенный вклад в решение задач управления энергопотреблением на промышленных предприятиях внесли представители уральской экономической школы: А. Татаркин, И. Баев, Л. Гительман, Т. Демьяненко, А. Домников, Н. Киреева, М. Кожевников, В. Кокшаров, А. Куклин, Е. Магарил, В. Мохов, Б. Ратников, И. Соловьева, М. Ходоровский, Г. Чеботарева и другие.

Несмотря на значительное количество исследований, посвященных управлению спросом на энергоресурсы и управлению энергопотреблением в промышленности, в существующих научных трудах не получило полноценного отражения решение таких вопросов, как управление спросом на потребление электроэнергии и природного газа в действующих энергорыночных условиях хозяйствования, управление комплексным спросом на потребление энергоресурсов в промышленности, и вопрос управления совокупными затратами на закуп энергоресурсов (электроэнергия и природный газ).

Выявленное несоответствие актуальности и степени проработанности организационно-экономических вопросов управления комплексным спросом на

потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях в современных энергорыночных условиях определило выбор темы, цель и задачи диссертационного исследования.

**Цели и задачи диссертационного исследования.** Целью диссертационной работы является развитие теоретико-методологических основ и разработка методов управления спросом на энергоресурсы промышленных предприятий.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд задач.

1. Провести анализ структуры, динамики и особенностей промышленного энергопотребления в России, с идентификацией преимуществ управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

2. Выполнить анализ мировых и отечественных научных исследований в области управления спросом на промышленное энергопотребление.

3. Разработать концепцию управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях России.

4. Разработать методологию, включающую систему методов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями России.

5. Разработать метод выявления перспективных территориальных образований для реализации управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности.

6. Разработать механизмы выбора критериев и тарифов на закуп электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями России.

7. Разработать методические основы управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, использующих распределённые источники энергоснабжения.

Поставленные задачи определили логику и структуру диссертационного исследования.

**Объектом** диссертационного исследования являются промышленные предприятия, осуществляющие покупку электроэнергии на оптовом и розничном рынках электроэнергии России и покупку природного газа у региональных

поставщиков и на товарно-сырьевой бирже, ориентированные на реализацию программ организационно-экономического развития России.

**Предметом** диссертационного исследования являются организационно-экономические отношения, возникающие при управлении спросом на потребление энергоресурсов на промышленных предприятиях.

**Теоретическая и методологическая база исследования.** Теоретической и методологической основой исследования являются теория систем, теория конкуренции, теория инноваций, теория организации, работы отечественных и зарубежных ученых в области управления спросом и затратами на потребление электроэнергии и природного газа на всех уровнях экономики. Для решения поставленных задач были использованы такие научные методы исследования, как матричный и сравнительный методы анализа, метод построения карт позиционирования, экономико-статистические методы, экономическое моделирование, компьютерное моделирование и методы экспертных оценок.

**Информационная база исследования** включает законодательные и нормативные акты Российской Федерации в сфере управления энергетической эффективностью, функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии, поставок природного газа на региональных рынках, функционирования товарно-сырьевой биржи, материалы Федеральной службы государственной статистики, аналитические и статистические отчеты международных организаций, данные Ассоциации «НП Совет рынка», АО «Администратор торговой системы», данные АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа», технико-экономическая и аналитические данные потребления электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями, научные публикации в журналах и сборниках статей, экспертные оценки, собственные исследования автора.

**Соответствие содержания диссертации заявленной специальности.** Работа выполнена в соответствии с пунктами паспорта специальности ВАК 08.00.05 «Экономика и управление народным хозяйством (экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами:

промышленность)»: п.п. 1.1.1. «Разработка новых и адаптация существующих методов, механизмов и инструментов функционирования экономики, организации и управления хозяйственными образованиями в промышленности»; п.п. 1.1.4. «Инструменты внутрифирменного и стратегического планирования на промышленных предприятиях, отраслях и комплексах»; п.п. 1.1.13. «Инструменты и методы менеджмента промышленных предприятий, отраслей, комплексов»; п.п. 1.1.15. «Теоретические и методологические основы эффективности развития предприятий, отраслей и комплексов народного хозяйства»; п.п. 1.1.18. «Проблемы повышения энергетической безопасности и экономически устойчивого развития ТЭК. Энергоэффективность».

В ходе исследования получены следующие **результаты, обладающие научной новизной и являющиеся предметом защиты:**

1. По результатам авторского исследования характеристик спроса на потребление электроэнергии и природного газа доказана возможность получения синергетического эффекта в процессе управления комплексным спросом на их потребление промышленными предприятиями и проведена систематизация потенциальных эффектов по иерархическим уровням энергосистем. Эффект синергии обусловлен единообразием и взаимным влиянием факторов, действующих на спрос на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности, однотипностью энергопотребляющего оборудования и технологических процессов, подобием и взаимозависимостью конфигураций графиков спроса промышленных предприятий на энергоресурсы и однородностью получаемых эффектов на различных уровнях управления. Управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности позволяет существенно сократить затраты на их закуп и повысить энергоэффективность.

2. Раскрыт генезис научных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями, определяющий основные тренды, этапы и особенности развития теоретической базы в этой области. Это позволило идентифицировать перспективы развития

теоретических исследований в области потребления энергоресурсов с выделением актуальных требований и разработкой принципов управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ в промышленности России, что обуславливает развитие нового направления исследований, предопределяет его цели и задачи, фокусируя их на вопросах разработки теории и методологии управления спросом на энергоресурсы с целью повышения эффективности промышленного энергопотребления.

3. Разработана концепция управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности, отличительными особенностями которой являются: интегрированное управление затратами на потребление энергоресурсов; учет дифференциации характеристик спроса на энергоресурсы по уровням энергосистем, учет иерархии и структуры взаимосвязей функционирования промышленных предприятий в рамках топливно-энергетического комплекса; учет релевантных факторов внутренней и внешней среды, влияющих на спрос промышленных предприятий на энергоресурсы; динамичность и гибкость выбора инструментов управления. Реализация предложенной концепции обуславливает возможность снижения совокупной стоимости энергоресурсов для промышленных предприятий за счет выравнивания спроса и сокращения затрат на производство, передачу и распределение энергоресурсов в масштабах Единой энергетической системы и Единой системы газоснабжения России.

4. Разработана методология управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности, включающая механизм и систему взаимосвязанных методов, отличительными особенностями которых являются всесторонний охват экономических, организационных и технологических методов управления, направленных на реализацию отдельных функциональных задач в рамках иерархических уровней разработанного механизма. Реализация предложенной системы методов позволяет, на основе учета вертикальной интеграции иерархических и функциональных взаимосвязей потребления энергоресурсов, повысить эффективность управления спросом и



снизить затраты, связанные с его волатильностью в масштабах ЕЭС и ЕСГ России.

5. Разработан метод выявления перспективных промышленно-развитых территориальных образований для реализации управления комплексным спросом на энергоресурсы, базирующийся на расчете индикаторов его волатильности, построении карт волатильности и матриц территорий, определяющих уровень перспективности внедрения разработанных механизмов. Метод отличается взаимосвязанным учетом характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа, использованием системы абсолютных и относительных показателей вариации, что дает возможность обоснованно определять приоритетные территориальные образования для пилотной реализации программ повышения энергетической эффективности.

6. Разработаны механизмы выбора оптимальных тарифов на закуп электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями по критериям управления спросом. Отличительными особенностями механизмов является проведение последовательного индивидуального анализа закономерностей характеристик графиков спроса промышленных предприятий на потребление энергоресурсов, анализ территориальных ценовых индикаторов их отпуска, использование универсальных алгоритмов и матриц принятия решений. Это позволяет промышленным предприятиям своевременно осуществлять выбор оптимальных вариантов тарифов на закуп электроэнергии и природного газа с учетом существующих технологических особенностей, социально-экономических характеристик территории функционирования и возможностей реализации мероприятий в области управления спросом на энергоресурсы с целью максимизации экономического эффекта, выраженного в сокращении затрат.

7. Разработаны методические основы интегрированного управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, использующих распределённые источники энергоснабжения. Разработки отличаются реализацией единого централизованного ценозависимого управления синхронными режимами

производства и потребления энергоресурсов энергопотребляющими объектами предприятия, системами малой распределенной генерации и промышленными накопителями электроэнергии по критериям управления спросом. Это позволяет, на основе централизованного анализа графиков работы энергопотребляющего оборудования и распределенных источников энергоснабжения, расширить границы управления параметрами потребления энергоресурсов из энергосистемы, повысить эффект от управления комплексным спросом и эффективность эксплуатации распределенных источников энергоснабжения. Данные разработки являются платформой для дальнейшей интеграции механизмов управления комплексным спросом на энергоресурсы с интеллектуальными цифровыми системами, такими как «Умные сети», «Интернет вещей», «Умный учет».

**Теоретическая значимость работы** заключается в приращении знаний в сфере управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов на промышленных предприятиях и в области повышения энергетической эффективности в контексте реализации программ экономического развития России. Новые знания включают одновременное управление спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях по критерию минимизации стоимости энергетических ресурсов с учетом структурных особенностей энергопотребления в промышленности, взаимного влияния характеристик спроса и стоимости закупа энергоресурсов, учета иерархической структуры формирования спроса на различных уровнях энергосистемы и влияния энергорыночной среды и действующих механизмов ценообразования.

**Практическая значимость** проведенного исследования состоит в разработке конкретных практических рекомендаций (методов, методик и алгоритмов) управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа, которые могут быть использованы на промышленных предприятиях с целью сокращения затрат на закуп энергоресурсов и повышения энергетической эффективности основной и вспомогательной производственной деятельности.

Результаты диссертационного исследования могут быть использованы:

- при разработке и реализации программ социально-экономического развития России, программ повышения экономической эффективности промышленного производства в контексте энергоэффективности;
- энергетическими и планово-экономическими службами промышленных предприятий в процессе организации закупочной деятельности и управления энергетическими затратами;
- учреждениями высшего образования при подготовке бакалавров и магистров по направлениям «Экономика» и «Менеджмент».

Достоверность и обоснованность содержащихся в диссертации подходов, выводов и рекомендаций подтверждается применением обоснованного методического инструментария, использованием и корректной обработкой большого объема статистического и фактического материала, внедрением на ряде промышленных предприятий.

**Апробация работы.** Основные положения работы были представлены на ряде международных конференций: Международной научно-практической конференции «Энергосбережение, информационные технологии и устойчивое развитие» (Ижевск, 2014), International conference on industrial engineering (ICIE 2016, ICIE 2017, Челябинск и Санкт-Петербург соответственно), IV Международной научно-практической конференции «Производственный менеджмент: теория, методология, практика» (Новосибирск, 2016), Всероссийской научно-практической конференции «Потенциал региональной экономики России: территории опережающего экономического развития» (Красноярск, 2018), Всероссийской научно-практической конференции «Умные технологии в современном мире» (Челябинск, 2018), Всероссийской научно-практической конференции «Комплексное развитие территориальных систем и повышение эффективности регионального управления в условиях цифровизации экономики» (Орёл, 2018), Международной научной конференции «Передовые инновационные разработки. Перспективы и опыт использования, проблемы внедрения в производство» (Казань, 2018), Всероссийской научно-практической

конференции «Экономика и финансы в технологическом развитии России» (Челябинск, 2019), I Международной научной конференции «Трансформация национальной социально-экономической системы России» (Москва, 2019), III Международной научно-практической конференции «Стратегии развития предпринимательства в современных условиях» (Санкт-Петербург, 2019), Международной научной конференции «Социально-экономические и гуманитарные науки» (Санкт-Петербург, 2019), 71-й научной конференции «Наука ЮУРГУ» (Челябинск, 2019), XI Международной научно-практической конференции «Государство и бизнес. Экосистема цифровой экономики» (Санкт-Петербург, 2019), V Всероссийской научно-практической конференции «Современные информационные технологии: Теория и практика» (Череповец, 2019), Международной научно-технической конференции «Экономические и социальные аспекты развития энергетики. Энергия-2020» (Иваново, 2020), II Всероссийской научно-практической конференции «Умные технологии в современном мире» (Челябинск, 2020), Международной научно-практической конференции «Инновационные, финансовые и экономические аспекты информационной экономики XXI века» (Магнитогорск, 2020), а также на ряде региональных и вузовских научно-практических конференций.

Результаты проведенного исследования прошли апробацию в практике работы следующих промышленных предприятий: АО «Балтийский завод», ПАО «Ижнефтемаш», ПАО «НЕФАЗ», АО «АКОМ», АО «Ижевский завод пластмасс», ПАО «Амурский судостроительный завод», ООО «Окуловская бумажная фабрика».

**Публикации.** Результаты диссертационного исследования опубликованы в 65 работах, в том числе в 3 авторских монографиях, научных статьях (24 в журналах, определенных ВАК РФ, 8 в журналах, входящих в базы Scopus и WOS), 4 свидетельствах о регистрации программных продуктов, научных докладах. Общий объем публикаций 96,5 п.л., в том числе авторских 70,6 п.л.

**Логика и структура диссертационного исследования.** Цель и задачи диссертационного исследования определили его логику и структуру. Диссертация

состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы из 535 наименований. Текст работы изложен на 542 страницах печатного текста, включая 28 таблиц и 85 рисунков.

Во введении обоснована актуальность темы, определены цель, задачи, объект и предмет исследования, сформулирована научная и практическая ценность полученных результатов.

В первой главе «Актуальные задачи управления спросом на потребление энергетических ресурсов» проведен эмпирический обзор параметров функционирования мирового топливно-энергетического комплекса, с исследованием характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа в России и странах мира. Идентифицированы технологическое и экономическое подобие и взаимное влияние неравномерности спроса на электроэнергию и природный газ в промышленности, а также общность эффектов, возникающих в процессе выравнивания спроса на потребление энергоресурсов. Проведено исследование законодательной базы РФ в части механизмов ценообразования на поставку энергоресурсов, с выявлением инструментов, позволяющих выполнять комплексное управление затратами на закуп электроэнергии и природного газа.

Во второй главе «Генезис исследований в области управления спросом на энергопотребление» проведен анализ исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа отечественных и зарубежных ученых, с определением их генезиса, основных этапов развития и обуславливающих их факторов и оценкой возможностей приложения мирового опыта использования инструментов управления спросом на потребление энергоресурсов в промышленном секторе России.

В третьей главе «Методология управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России» на основе систематизации факторов, ограничивающих развитие в России управления комплексным спросом на энергоресурсы, определены актуальные требования к управлению комплексным спросом на электроэнергию и природный газ, разработаны концепция, система

принципов, механизм, а также система методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях России.

В четвертой главе «Дифференциация методов управления энергетическим комплексом во внешней среде промышленного предприятия» выполнена разработка метода выявления наиболее перспективных территориальных образований для реализации управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ в промышленности, разработан метод управления спросом на электропотребление промышленных предприятий по показателю стоимости электрической мощности, разработаны методические основы выбора промышленным предприятием критериев и тарифов на оплату электроэнергии и природного газа.

В пятой главе «Эффективность управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне промышленных предприятий» представлены результаты апробации механизмов и алгоритмов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, разработаны методические основы интеграции управления комплексным спросом промышленных предприятий на энергоресурсы с использованием распределённых источников энергоснабжения, проведена оценка экономической эффективности управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа по уровням энергосистемы.

В заключении сформулированы основные выводы и обобщены результаты диссертационного исследования.

## ГЛАВА 1. АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ

### 1.1. Тенденции развития мирового топливно-энергетического комплекса

Топливо-энергетический комплекс – базовая структурная составляющая национальной экономики любой страны мира, обеспечивающая потребности всех отраслей экономики энергетическими ресурсами. Эффективное использование потенциала топливно-энергетического комплекса формирует основу для устойчивого роста экономики, обеспечивает развитие промышленного производства, является базой для развития территорий и повышения уровня благосостояния населения. Вне зависимости от размеров, климатического положения и отраслевой специфики экономики стран мира опережающее развитие топливно-энергетического комплекса является фундаментом для успешного технологического и социально-экономического развития национальной экономики [191].

Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) представляет собой сложную систему, объединяющую совокупность процессов и производств, отраслей по добыче, переработке, преобразованию, транспортировке, распределению как первичных, так и конечных энергоносителей. Рост масштабов потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в странах мира со временем привел к тому, что деятельность, связанная с обращением отдельных видов энергетических ресурсов, структурировалась в отдельные отрасли экономики [156]. Среди отраслей топливно-энергетического комплекса можно выделить электроэнергетику, газовую промышленность, нефтяную промышленность, угольную промышленность, химическую промышленность. Топливо-энергетический комплекс выполняет межотраслевые функции, что проявляется в одновременном тесном взаимодействии с различными отраслями экономики, в том числе высокотехнологичными: машиностроением, обрабатывающей промышленностью, электронной промышленностью, атомной промышленностью,

транспортом и другими отраслями, потребляющими топливно-энергетические ресурсы [179].

Процесс странового социально-экономического развития, освоение территорий, рост промышленных производств неразрывно связаны с ростом количества обрабатываемого сырья и производимой продукции, увеличением площадей производственных помещений, ростом количества бытовых электроприборов [214]. На рисунке 1.1 представлены графики мирового спроса на потребление первичных ТЭР и электроэнергии за период с 1973 до 2016 гг. Первичными ТЭР являются ресурсы, которые изымаются из природных источников: нефть, уголь, природный газ, атомная энергия, гидроэнергия, а также энергия, получаемая из возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

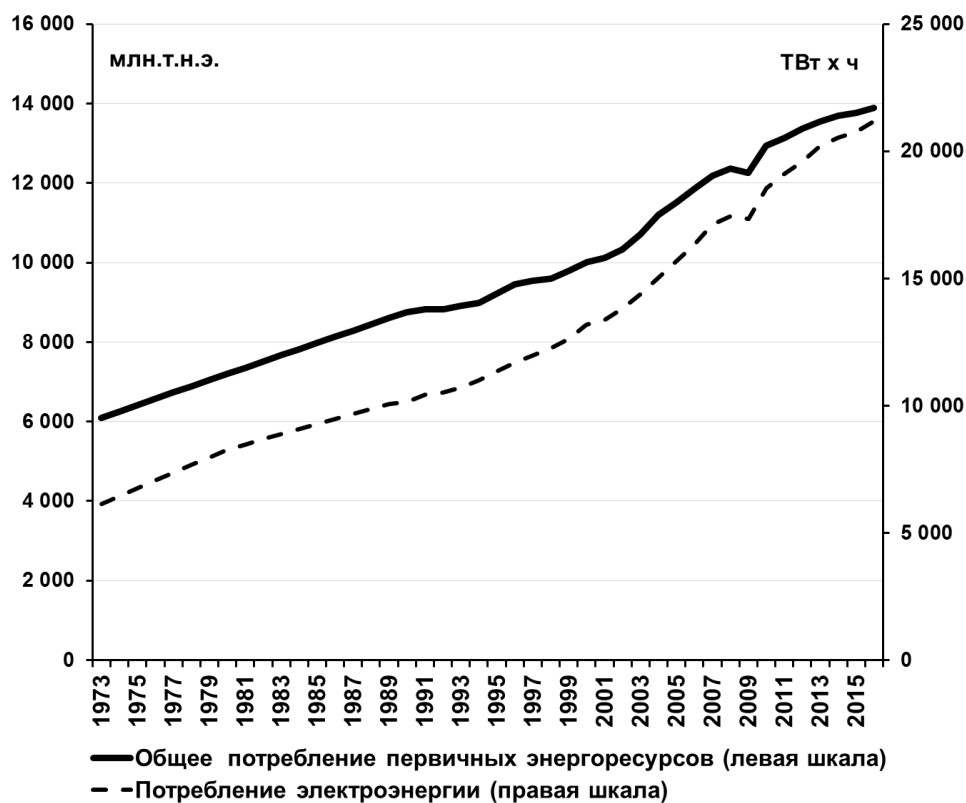


Рисунок 1.1 – Изменение мирового спроса на потребление первичных энергетических ресурсов и электроэнергии за период с 1973 до 2016 гг.

(составлено автором) [159, 525]

Очевидно, что потребление ТЭР имеет тенденцию к постоянному росту. За период с 1973 г. до 2016 г. мировой прирост потребления ТЭР составил 228%, что



в среднегодовом выражении составляет 2% ежегодно. За исследуемые 43 года совокупный спрос на потребление первичных ТЭР возрос на величину, превышающую объем роста потребления энергоресурсов за всю историю существования человечества предшествующего периода.

Анализ мирового энергодобавки показывает, что объемы производства и потребления топливно-энергетических ресурсов в странах мира имеют существенную дифференциацию (рисунок 1.2). Объемы спроса на потребление первичных ТЭР по странам мира отличаются в десятки раз, что обусловлено масштабами экономической деятельности, степенью собственной энергетической обеспеченности и зависимостью от стран – импортеров ТЭР.

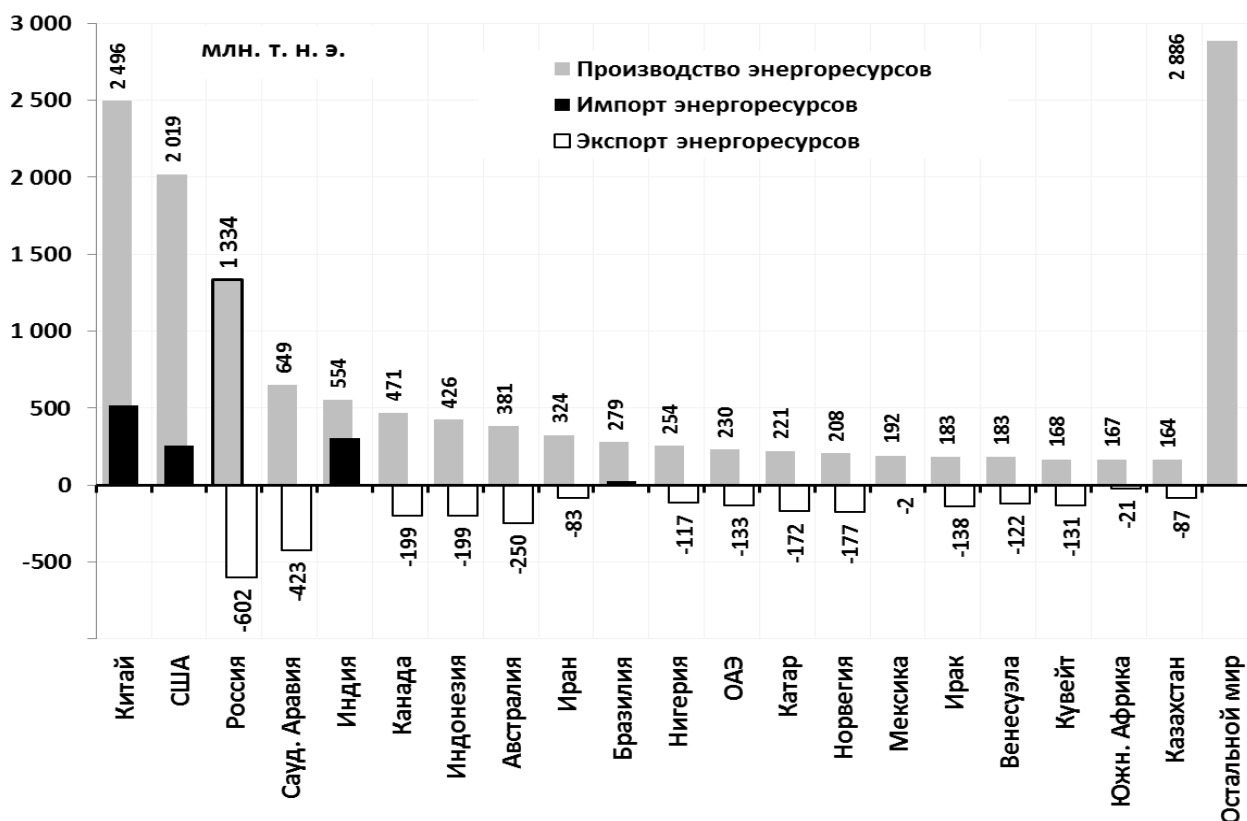


Рисунок 1.2 – Рейтинг производства первичных энергетических ресурсов по наиболее энергоемким странам мира в 2016 г. (составлено автором) [402]

Россия входит в тройку крупнейших мировых производителей топливно-энергетических ресурсов, уступая лишь Китаю и США. По объемам экспорта в структуре мирового энергодобавки Россия является первой, реализуя на внешние

рынки 45% производимых энергоресурсов. Основными составляющими в экспорте ТЭР России являются природный газ, нефть и уголь [239].

За счет экспорта энергоресурсов ТЭК России формирует значительную часть федерального бюджета и региональных бюджетов некоторых субъектов РФ, а также существенную долю валютных поступлений от экспортных операций. По различным оценкам основные фонды ТЭК России составляют 30% производственных фондов промышленности, на долю ТЭК приходится до 30% стоимости продукции, производимой промышленностью страны. ТЭК России использует 10% продукции отечественного машиностроительного комплекса, 12% продукции металлургии, использует порядка 70% трубопроводов, эксплуатируемых в стране, и значительное количество сырья, производимого химической промышленностью [167]. Доля ТЭК во внутренних грузоперевозках составляет 30% по железнодорожному транспорту, 50% по морскому транспорту, 99% по трубопроводному транспорту. От результатов деятельности ТЭК России на внутреннем рынке зависят темпы и масштабы промышленного производства, а также степень конкурентоспособности отечественной продукции. Результаты деятельности ТЭК России на внешних рынках определяют уровень платежного баланса национальной экономики, уровень курса рубля на международных валютных биржах, а также инвестиционные рейтинги страны по оценкам международных агентств.

Параметры мирового спроса первичных ТЭР определяются масштабами потребления энергоресурсов, непосредственно используемых конечными потребителями. За период 1973–2016 гг. структура первичных ТЭР претерпела изменения, связанные с вытеснением более дорогих первичных ТЭР более экономичными и экологичными, что также приводит к ужесточению конкуренции на глобальных энергетических рынках (рисунок 1.3). Изменение структуры первичных ТЭР при общем увеличении спроса на энергопотребление проявляется в увеличении доли природного газа, атомной энергии и ВИЭ. Спрос на данные энергоресурсы прежде всего формируется наиболее динамично развивающейся во всем мире отраслью ТЭК – электроэнергетикой.

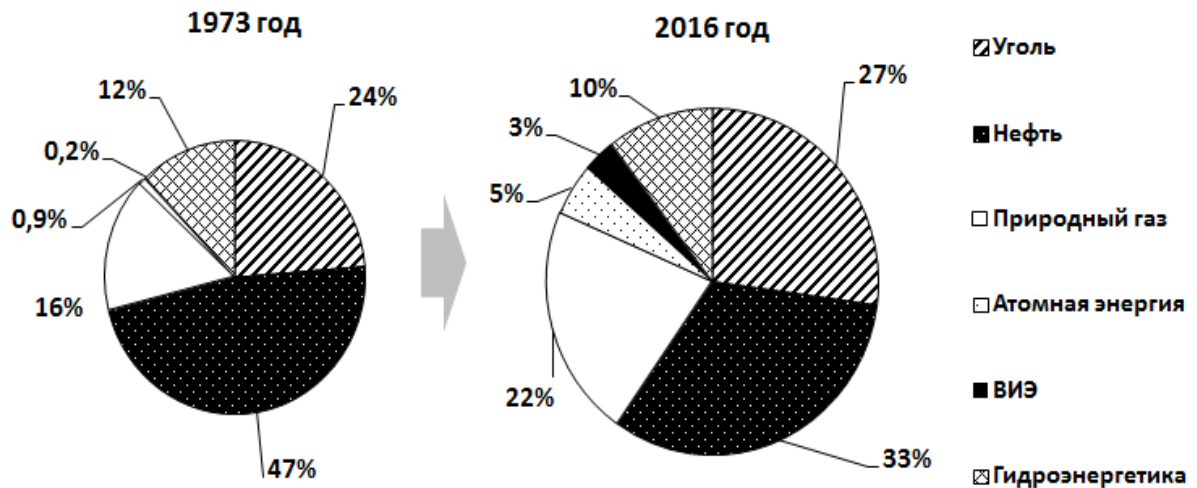


Рисунок 1.3 – Структура мирового спроса на потребление первичных топливно-энергетических ресурсов за 1973 и 2016 гг. (составлено автором) [523]

Электроэнергетика – отрасль экономики любой страны мира, включающая в себя технологически взаимосвязанный комплекс процессов производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии. Электроэнергия является универсальным энергоносителем, способным в своей конечной форме без значительных затрат с большой скоростью передаваться на большие расстояния непосредственно потребителям электроэнергии. На уровне конечных потребителей электроэнергия способна с относительно небольшими затратами преобразовываться в другие виды энергии: механическую, тепловую, химическую, световую [139].

Преимущества использования электроэнергии привели к ее применению во всех сферах жизнедеятельности человечества. Вне зависимости от отраслевой специфики экономики конкретной страны, ее размеров и климатических особенностей основная доля потребляемых ТЭР будет приходиться именно на электроэнергию. Кроме того, значительная доля продукции, производимой отраслями ТЭК, такими как угольная и газовая промышленность, используется для выработки электроэнергии [126]. По различным оценкам в электроэнергетике расходуется около 40% всех первичных ТЭР, добываемых в мире. Развитие

мировой электроэнергетики определяет структуру и динамику развития мирового ТЭК [19].

Масштабы потребления электроэнергии в странах мира традиционно являются индикатором деятельности национальных экономик. Чем больше электроэнергии потребляется внутри страны, тем больше масштабы ее деятельности, тем больше страна обрабатывает сырья и производит промышленной продукции. Взаимосвязь объемов и динамики национальной экономики и показателей потребления электроэнергии наглядно отражается вариацией параметров годового потребления электроэнергии и ВВП по ППС мировыми континентами за период 1990–2016 гг. (рисунок 1.4).

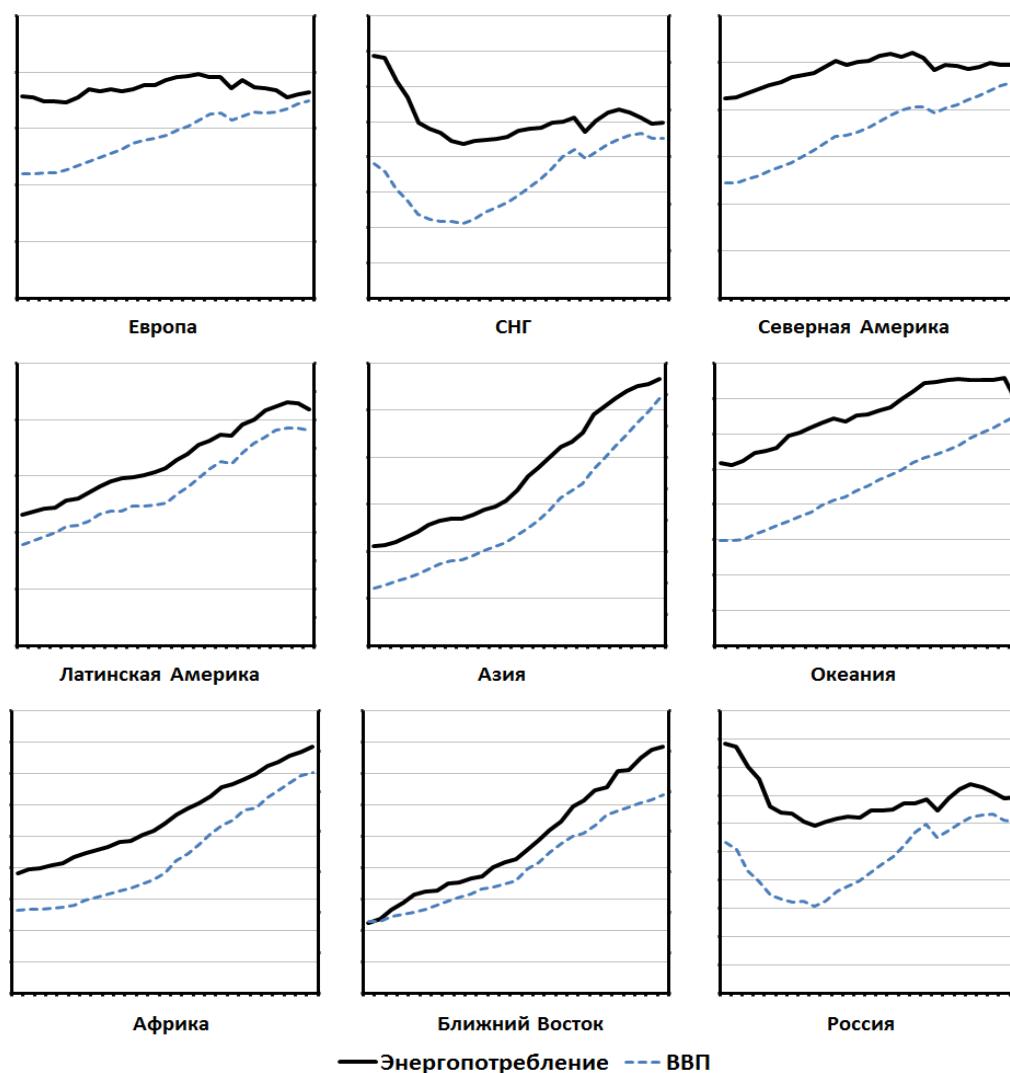


Рисунок 1.4 – Динамика изменения параметров годового потребления электроэнергии и ВВП по ППС мировыми континентами за период 1990–2016 гг. (систематизировано автором) [285, 357]

По масштабам отрасли электроэнергетики Россия также занимает одно из ведущих мест в мире, уступая лишь Китаю, США, Индии и Японии. Стоит отметить, что с 2013 г. Россия уступила позицию Индии, прежде находящейся в рейтинговой цепочке за Россией (рисунок 1.5).

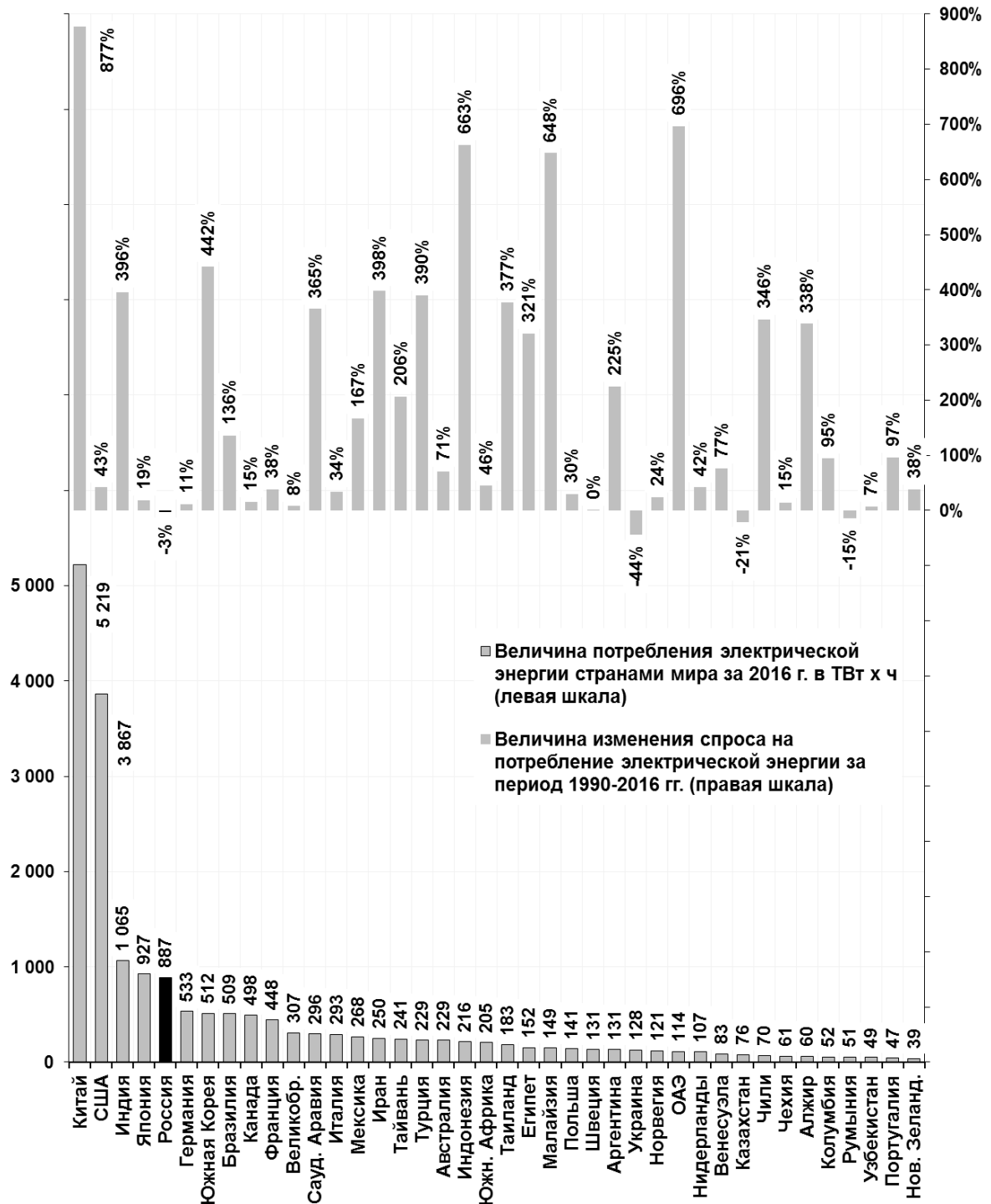


Рисунок 1.5 – Величина спроса на потребление электроэнергии за 2016 г. и динамика изменения спроса некоторых стран мира за период 1990–2016 гг.

(систематизировано автором) [280, 525]

По протяженности электросетевой инфраструктуры российская электроэнергетика является первой в мире. Количество электростанций в России составляет более 600 единиц, протяженность ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше составляет более 130 тыс. км, протяжённость ЛЭП классом 0,4-110 кВ в ЕЭС России оценивается в несколько миллионов километров. В электроэнергетике России заняты сотни тысяч сотрудников во всех регионах страны. Среди основных функций электроэнергетики России можно выделить следующие: обеспечение электрической и тепловой энергией потребителей регионов России, обеспечение спроса на потребление первичных ТЭР, создание рабочих мест для граждан, развитие инфраструктуры отдаленных территорий страны, объединение регионов России, а также обеспечение энергетической безопасности национальной экономики.

Оценка динамики роста отрасли электроэнергетики в России и странах мира за период 1990–2016 гг., представленная в сопоставлении с объемами электропотребления (рисунок 1.5), демонстрирует значительный прирост, который за исследуемый период достигает 877% (Китай), 696% (ОАЭ), 663% (Индонезия), 648% (Малайзия). В России за исследуемый период динамика изменения спроса на потребление электроэнергии является отрицательной. Объем потребления электроэнергии в стране в 2016 г. по отношению к 1990 г. снизился на 3%. Отрицательная динамика также наблюдается в Казахстане, Украине, Румынии [163].

Динамика изменения спроса на потребление электроэнергии в масштабах национальных экономик синхронна с показателями изменения ВВП по ППС. Доказательством тому служит анализ соотношения параметров электропотребления и ВВП за период 1990–2016 гг. по странам мира, представленный на рисунке 1.6.

Исследование динамики роста спроса на потребление электроэнергии и первичных ТЭР в рамках мировых континентов за период 1990–2016 гг. позволяет констатировать, что рост спроса на электропотребление значительно опережает рост спроса на потребление первичных ТЭР (рисунок 1.7). Указанная тенденция

свидетельствует об интенсивном опережающем развитии мировой электроэнергетики, о постепенном замещении электроэнергией других видов энергетических ресурсов, о расширении сфер применения электроэнергии, о разработке новых технологий, основанных на применении электроэнергии. Электроэнергия становится универсальным энергоносителем, постепенно вытесняющим многие конечные виды ТЭР, такие как уголь и природный газ, необходимые для обогрева, и даже топливо, используемое традиционным автотранспортом, на смену которому приходят электромобили.

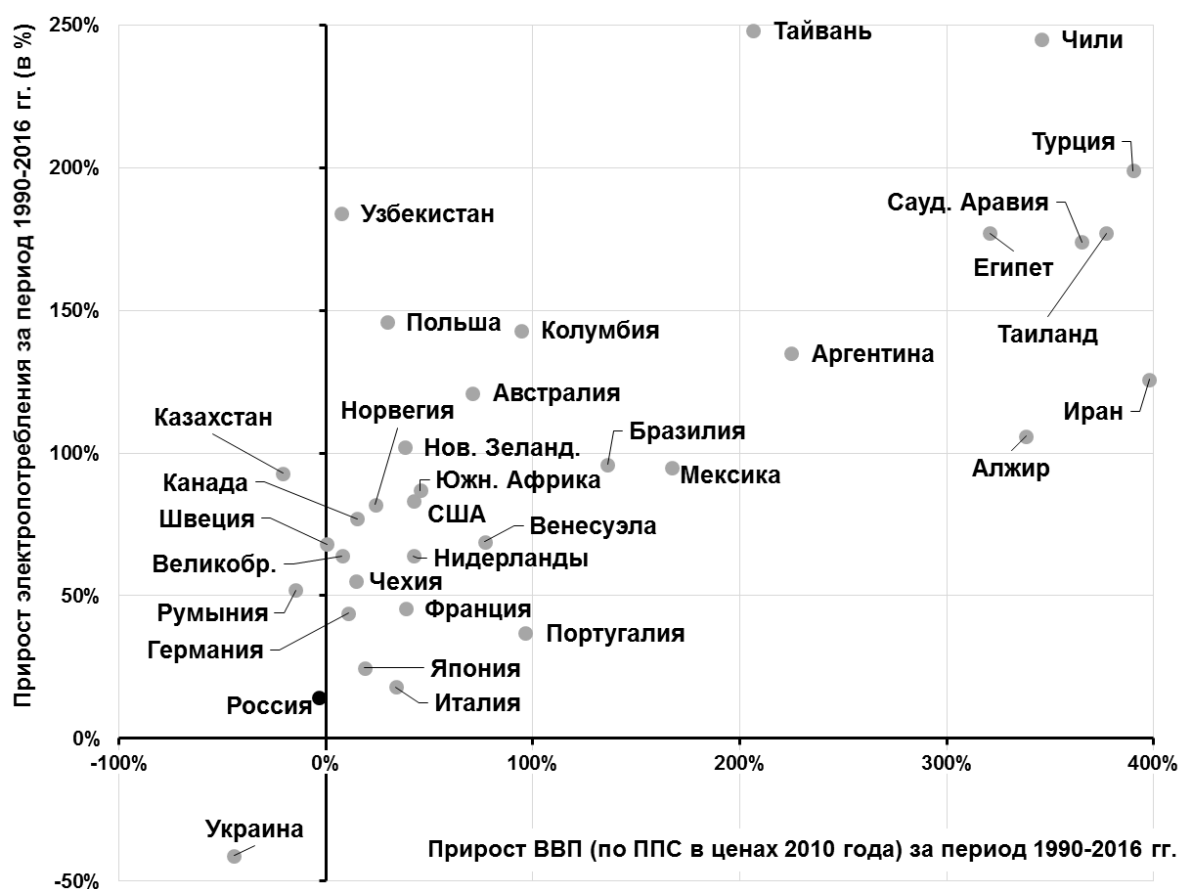


Рисунок 1.6 – Соотношение параметров изменения ВВП (по ППС в ценах 2010 г.) и изменения объемов электропотребления в некоторых странах мира за период 1990–2016 гг. (систематизировано автором) [88, 285, 402]

В последнее десятилетие в мире наблюдается тенденция развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ), используемых для замены традиционных углеводородных ТЭР для выработки электроэнергии. В 2016 г.

доля использования ВИЭ, в том числе гидроэнергетики, в Дании, Норвегии, Исландии превысило 80%. Несмотря на развитие технологий альтернативной энергетики конечным и самым массово используемым энергоресурсом в мировой экономике остается электроэнергия.

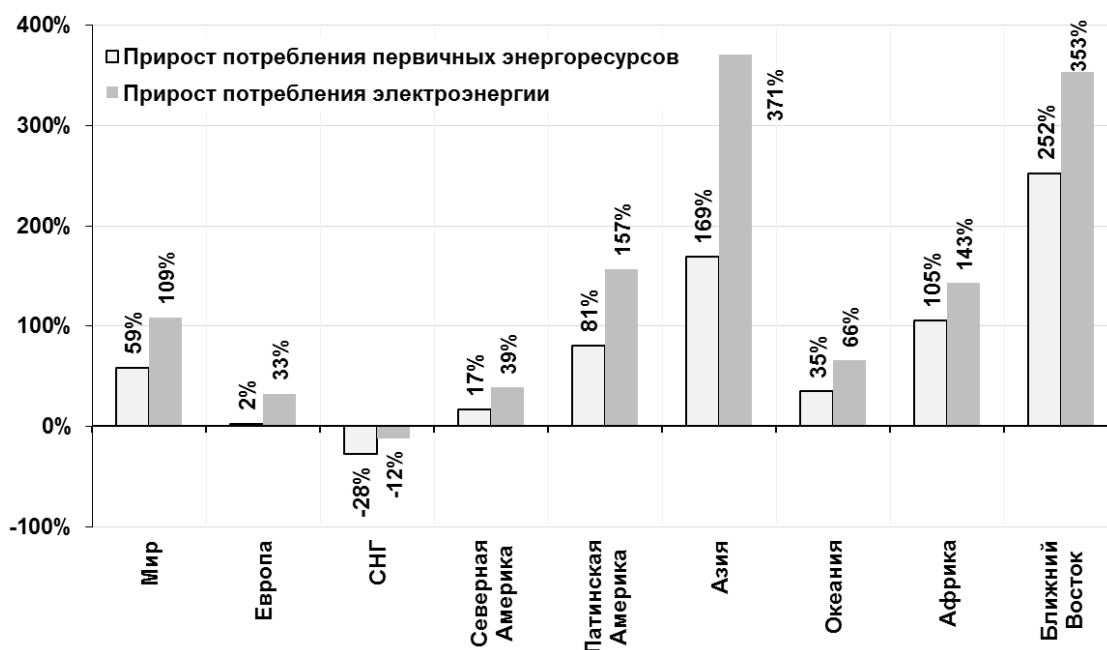


Рисунок 1.7 – Динамика изменения спроса на топливно-энергетических ресурсов и электроэнергии за период 1990–2016 гг.

(систематизировано автором) [159, 285, 402]

Согласно данным МВФ, Россия входит в состав десяти стран мира, обеспечивающих 59% мирового ВВП [165]. Как показано в таблице 1.1, сохранение топовых позиций России в рейтинге мировых экспортеров энергоресурсов на основе поддержки высоких цен на мировых энергетических рынках в период с 2000 по 2008 гг. позволило экономике страны достичь высоких темпов роста ВВП и оправиться от последствий экономических реформ 1990-х гг.

В период снижения цен на нефть на мировых рынках в 2014–2015 гг. произошло резкое сокращение поступлений в бюджет России, что на фоне международных экономических санкций привело к развертыванию политики импортозамещения, основанной на развитии внутреннего промышленного производства.



Таблица 1.1 – Показатели общемировых рейтингов ТЭК и экономики России за периоды 1990 и 2015 гг. (систематизировано автором) [159, 523, 524, 402]

№ пп	Показатель	Место в рейтинге стран мира	
		1990 г.	2016г.
1	Производство энергоресурсов	2	3
2	Потребление энергоресурсов	2	5
3	Экспорт энергоресурсов	1	1
4	Производство электроэнергии	2	5
5	Экспорт электроэнергии	4	4
6	Потребление электроэнергии	2	5
7	Добыча природного газа	1	2
8	Экспорт природного газа	1	1
9	Потребление природного газа	2	2
10	Производство угля	4	6
11	Экспорт угля	11	3
12	Потребление угля	4	5
13	Добыча нефти	1	3
14	Экспорт нефти	2	2
15	Потребление нефти	2	3
16	Выбросы CO <sub>2</sub> при сжигании топлива	2	4
17	Интенсивность выбросов CO <sub>2</sub> к ВВП по ППС	6	1
18	Численность населения	6	9
19	ВВП по ППС (2015 г.)	6	6
20	ВВП по ППС на душу населения (в ценах 2015 г.)	53	49
21	Энергоемкость ВВП	н.д.	129
22	Электроемкость ВВП	н.д.	123
23	Потребление энергии на душу населения	н.д.	124
24	Потребление электроэнергии на душу населения	н.д.	114

На рисунке 1.8 представлено изменение годовых энергетических характеристик экономики России за период 1990–2016 гг., которое показывает, что по характеристикам внутреннего спроса на потребление энергоресурсов России после спада энергопотребления в период 1990-х гг. удалось вернуться к докризисному уровню 1990 г., при этом экспорт энергоресурсов находится на стабильно растущем уровне. Доминирующее положение на внешних энергетических рынках, казалось бы, гарантирует экономике России стабильный рост. Однако те проблемы, которые стоят перед топливно-энергетическим комплексом и электроэнергетикой России, не менее впечатляющие, чем ее масштабы.

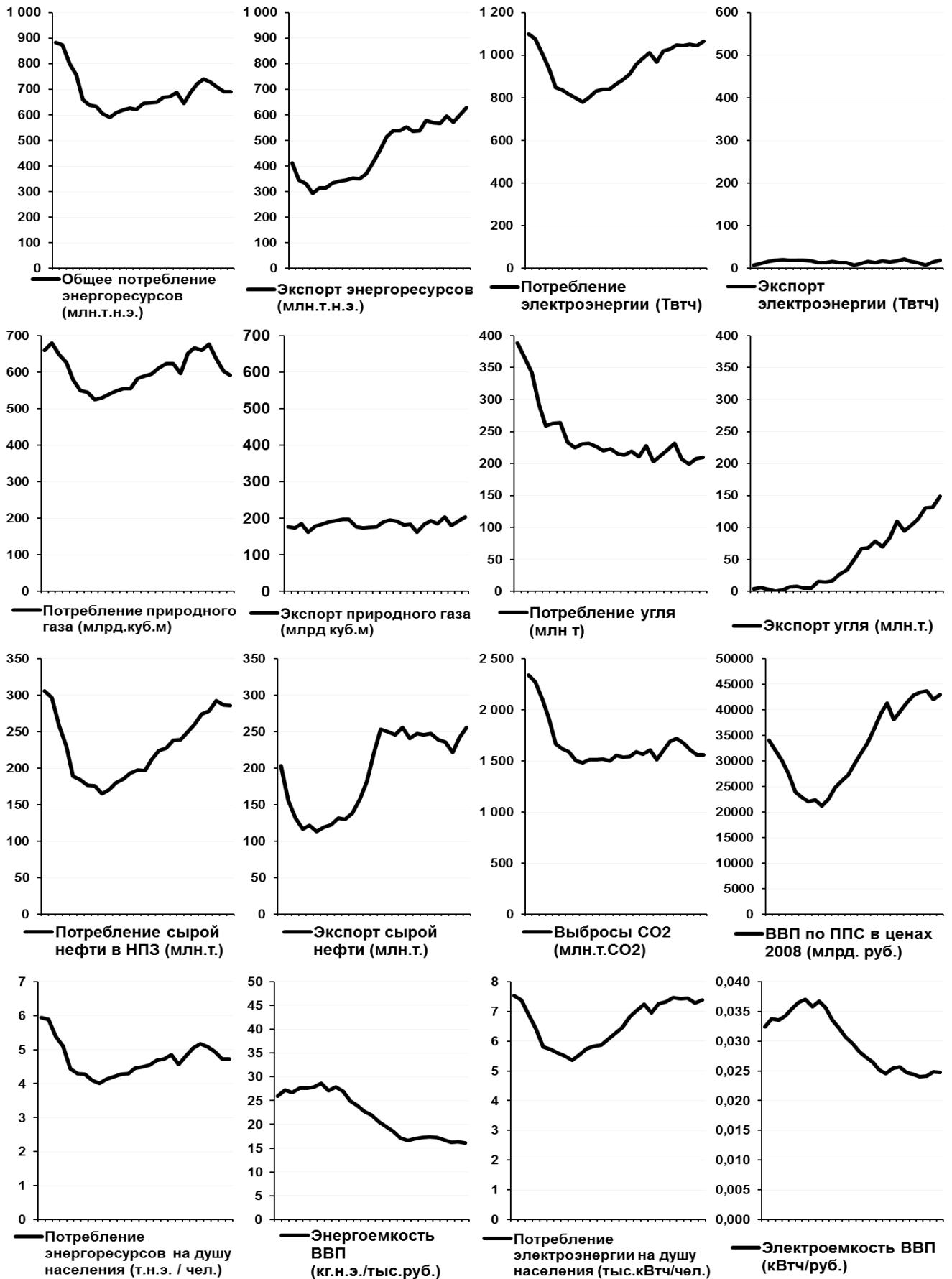


Рисунок 1.8 – Динамика изменения энергетических характеристик экономики России за период 1990–2016 гг. (систематизировано автором) [280, 402, 525]

Показателем, отражающим масштабы потребления электроэнергии, уровень использования электроэнергии во всех сферах народного хозяйства, является электропотребление на душу населения [124], которое отражает масштабы развития промышленного производства, выпуска продукции и благосостояния населения в расчете на одного жителя страны. Несмотря на значительный промышленный потенциал России, по показателям электропотребления на душу населения Россия существенно отстает от многих стран с быстро развивающейся экономикой, что свидетельствует о недоиспользовании имеющегося внутреннего энергетического потенциала (рисунок 1.9).

Условия постоянного роста спроса на потребление энергии в глобальном экономическом пространстве и одновременного исчерпания общемировых запасов первичных углеводородов приводят к повышению уровня цен на энергоресурсы на мировых энергетических рынках. Это стало предпосылкой для появления тренда повышения удельных затрат на потребление энергоресурсов в структуре себестоимости производимой продукции во всех странах мира. Вместе с этим рост добычи и переработки углеводородного сырья оказывает пагубное воздействие на экосистему планеты, в связи с чем одним из элементов стратегии долгосрочного экономического развития большинства стран мира является реализация политики энергосбережения и повышения энергетической эффективности [96]. Эффективное использование энергии называют «пятым видом топлива», что связано с использованием меньшего количества энергии при сохранении уровня энергообеспечения зданий и технологий процессов производства [285].

В мировой и отечественной литературе существует множество вариантов описания термина «энергетическая эффективность» (англ. Efficient energy use, energy efficiency), но наиболее емким является следующее: энергетическая эффективность – отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к их величине или стоимостному выражению затрат на использованные энергетические ресурсы, произведенным в целях получения такого эффекта

применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю [46].

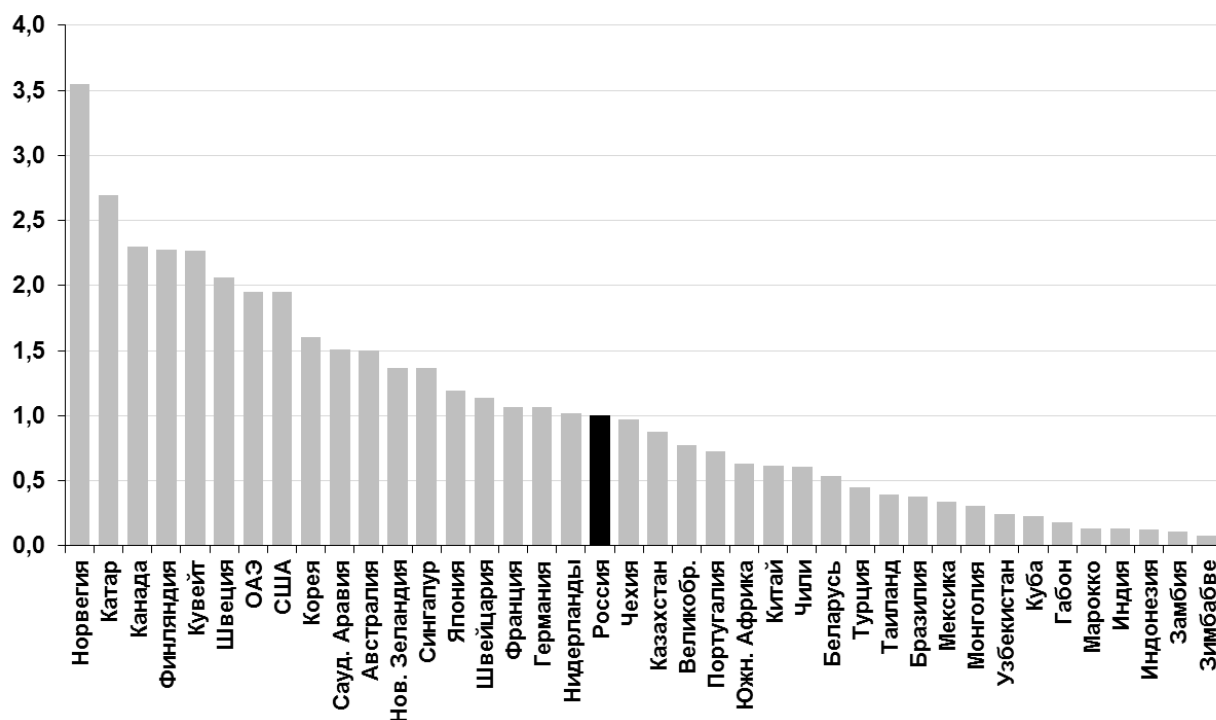


Рисунок 1.9 – Электропотребление на душу населения в странах мира за 2016 г. (за 1 принято значение России) (систематизировано автором) [285, 525]

Часто термин «энергетическая эффективность» применяют в связке с термином «энергосбережение», в результате чего данные термины часто употребляются в качестве синонимов, однако они имеют существенные различия. Согласно Государственному стандарту РФ, энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических и экономических мер, направленных на уменьшение объема используемых топливно-энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования, в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг [61].

Таким образом, термин «энергетическая эффективность» является описательной характеристикой, которая определяет полезность (эффективность) расходования энергоресурсов. Термин «энергосбережение» отражает комплекс

организационных действий, направленных на повышение энергетической эффективности.

Как и в случае с выявленным различием показателей объемов и динамики потребления энергоресурсов, показатели энергетической эффективности для различных стран мира также не являются одинаковыми. Сравнение показателей энергетической эффективности между странами мира проводят на основе анализа характеристик потребления наиболее масштабно используемого конечного энергетического ресурса – электроэнергии. Основным показателем, определяющим энергетическую эффективность территориальных образований, является электроемкость валового внутреннего продукта.

Электроемкость ВВП – показатель, характеризующий количественное потребление электроэнергии национальной экономикой либо территориальным образованием, затрачиваемой на единицу валового внутреннего продукта (национального дохода) [4]. По экономике страны показатель рассчитывается как отношение годовых затрат электроэнергии к объему произведенного национального дохода. При выполнении сравнительной оценки применяется показатель валового внутреннего (регионального) продукта, приведенный по паритету покупательной способности.

Для расчета электроемкости национальных и региональных экономик используют следующую формулу (1.1).

$$\mathcal{E}_{\text{ВВП}}^{\text{страна}} = \mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{страна}} / \text{ВВП}_{\text{год}}^{\text{страна}}, \quad (1.1)$$

где  $\mathcal{E}_{\text{ВВП}}^{\text{страна}}$  – электроемкость валового внутреннего продукта либо регионального продукта (кВт\*ч/ед. валюты);

$\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{страна}}$  – потребление электроэнергии за календарный год (кВт\*ч);

$\text{ВВП}_{\text{год}}^{\text{страна}}$  – валовый внутренний продукт либо валовый региональный продукт (ден. ед.).

Экономический смысл показателя электроемкости заключается в измерении затрат электроэнергии на производство одной денежной единицы ВВП. Чем ниже количество потребляемой энергии при производстве товаров на ту же сумму, тем

лучше для страны. Например, если в Китае при производстве товаров на сумму 1 тыс. долл. затрачивается меньше энергии, чем в Бразилии, то очевидно, что экономика Китая энергетически эффективнее.

На рисунке 1.10 представлены показатели электроемкости ВВП по ППС в странах мира за 2016 г. Как следует из диаграммы, показатели электроемкости ВВП по ППС России существенно превышают значения большинства показателей стран мира. Для примера, на производство 1 долл. выпускаемой продукции (по ППС) в России расходуется на 30% больше электроэнергии, чем в Японии, Греции, Австралии, на 50% больше, чем в Италии и Индии, на 60% больше, чем в Дании и Турции. В таких странах, как Киргизия и Мозамбик, потребление электроэнергии на производство доллара продукции выше показателей России.

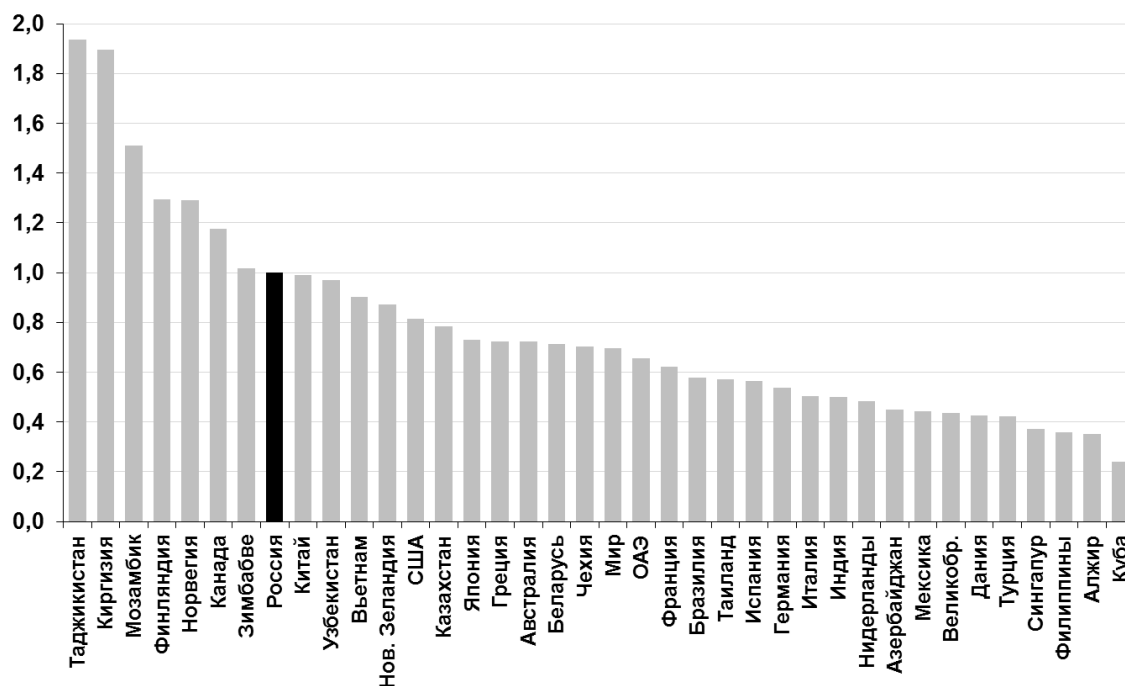


Рисунок 1.10 – Электроемкость ВВП по ППС стран мира за 2016 г.

(за 1 принято значение России) (систематизировано автором) [285, 524]

Казалось бы, показатели ВВП по ППС таких стран, сходных по климатическим характеристикам с Россией, как Финляндия и Норвегия, даже уступают России, и нет ничего особенного в высокой электроемкости России. Ситуацию проясняет карта электроемкости ВВП по ППС, представленная на

рисунке 1.11, в которой показатели электроемкости ВВП стран распределены в соответствии с показателем подушевого ВВП.

Как следует из карты электроемкости ВВП по ППС, страны мира можно разделить на ключевые группы, отражающие уровень эффективности потребления электроэнергии и уровень развития экономики [15]. Несмотря на то, что уровень электроемкости ВВП России находится на уровне Кореи и опережает Финляндию, Канаду и Норвегию, по показателям подушевого ВВП Россия существенно отстает от этих стран. Это подчеркивает наименьшую эффективность использования электроэнергетического потенциала в расчете на душу населения в России по сравнению со странами, имеющими сопоставимый уровень электроемкости ВВП по ППС.

Подушевое электропотребление России сравнимо с показателями Франции, Германии, Нидерландов, величина ВВП которых в 1,5–2 раза выше показателей России. При этом уровень подушевого ВВП России сравним со странами, чье подушевое электропотребление более чем в 5 раз отстает от России. Показатель подушевого электропотребления России явно непропорционален объемам производимого ВВП. Электроэнергетический потенциал России способен производить ВВП, резервы которого составляют более чем 2 раза от действующих показателей. Это свидетельствует о крайне неэффективном использовании Россией потенциала ТЭК и отрасли электроэнергетики.

Низкие показатели энергетической эффективности экономики России негативным образом влияют на многие направления деятельности:

✓ снижение конкурентоспособности промышленности – низкая энергоэффективность России приводит к постоянному повышению удельных затрат на потребление энергоресурсов в структуре себестоимости конечной продукции, что в первую очередь касается промышленного сектора, который покрывает более 60% потребления электроэнергии России [15];

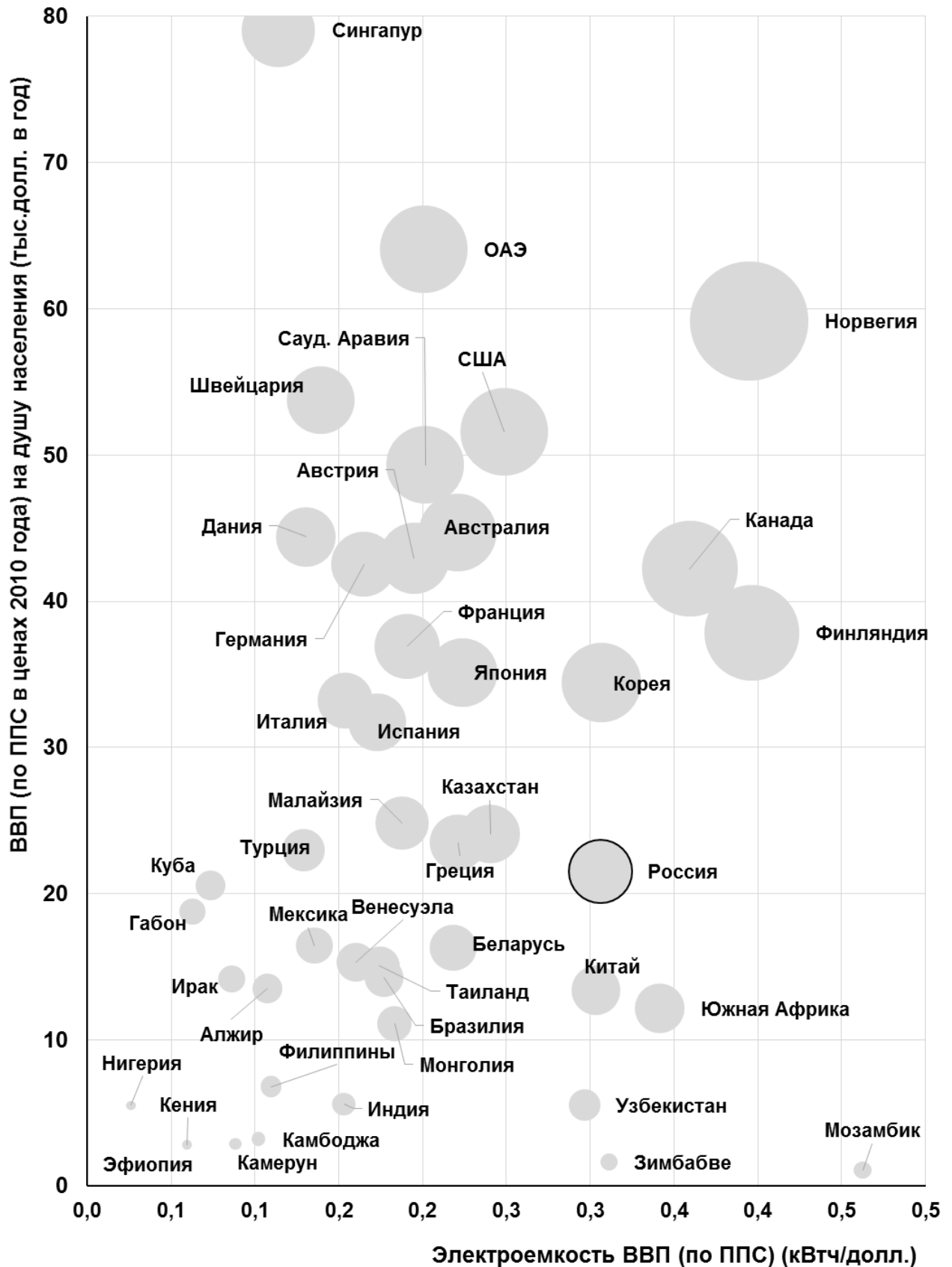


Рисунок 1.11 – Карта электроёмкости ВВП стран мира (по ППС в ценах 2010 г.).

Площадь круга пропорциональна величине подушевого потребления электроэнергии в стране (систематизировано автором) [79, 285, 402, 523]



✓ увеличение расходов бюджетов всех уровней – рост затрат на потребление энергоресурсов субъектами экономики означает необходимость увеличения статей затрат в региональном и федеральном бюджетах на покрытие энергетических издержек [285];

✓ недополученные прибыли в федеральный бюджет от экспортных операций – доходная часть федерального бюджета России более чем на 50% состоит от нефтегазовой составляющей, высокое энергопотребление внутри страны вследствие низкой энергоэффективности ограничивает возможности роста объемов экспортных поставок;

✓ ослабление стратегических запасов ТЭР – повышенные расходы внутренних запасов ТЭР России вследствие неэффективного использования могут привести к преждевременному их исчерпанию, дефициту и росту тарифов на внутренних энергетических рынках [239];

✓ повышение уровня технологической отсталости экономики – развитие технологий энергосбережения приводит к повышению уровня технологического развития страны не только в области энергетики, но и в смежных отраслях и наоборот;

✓ дефицит энергетических мощностей – неэффективное использование энергоресурсов приводит к сокращению свободных энергетических мощностей и ограничивает возможности потребителей выполнять новые технологические присоединения либо увеличивать уровень энергопотребления у действующих [147];

✓ ослабление энергетической безопасности – неэффективное использование энергоресурсов приводит к дефициту собственных ТЭР и энергетических мощностей, что повышает зависимость национальной экономики от внешних рынков и поставщиков [146];

✓ негативное влияние на окружающую среду – неэффективное использование конечных энергоресурсов приводит к увеличению загрязнения окружающей среды как внутри России, так и в масштабе планеты посредством избыточного выделения углекислого газа (CO<sub>2</sub>).

Низкие показатели энергетической эффективности экономики России связаны с рядом ключевых факторов:

- ✓ суровые природно-климатические условия, определяющие повышенные расходы ТЭР на обеспечение отопительной нагрузки;
- ✓ масштабность пространственного распределения экономических центров, приводящая к повышению потерь и затрат на транспортировку как первичных, так и конечных энергоресурсов;
- ✓ высокая доля энергоемких потребителей, представленных электроемкими отраслями промышленности, в структуре спроса на конечные энергоресурсы;
- ✓ устаревшее энергопотребляющее оборудование, используемое в реальном секторе экономики, характеризующееся низкой энергетической эффективностью;
- ✓ сравнительно низкие тарифы на конечные энергетические ресурсы, определяющие увеличение сроков окупаемости проектов по повышению энергетической эффективности;
- ✓ слабое действие политики энергосбережения и повышения энергетической эффективности в России.

Начиная с 2003 г. руководством страны проводятся комплексные преобразования, направленные на повышение эффективности функционирования отечественного ТЭК. С 2003 г. по 2008 г. в стране проведено реформирование ОАО РАО «ЕЭС России», в процессе которого все генерирующие и сбытовые активы были переданы в частную собственность, что привело к краткосрочному привлечению инвестиций в отрасль и частичному обновлению основных фондов. С 2005 г. в России начали функционировать оптовый и розничный рынки электроэнергии, которые основаны на более гибких механизмах ценообразования, объективно отражающих затраты на поставляемую электроэнергию [235].

С 2009 г. в России начали активно развиваться государственные стратегии и законодательные нормы, направленные на энергосбережение и повышение энергетической эффективности экономики, целью которых являлось сокращение энергоемкости отечественной экономики на 40% к 2020 г. относительно фактического уровня 2007 г. [235]. При этом к 2016 г. динамика фактического

повышения уровня энергетической эффективности и снижения электроемкости России не превысила 4%. Таким образом, реализация политики энергосбережения и повышения энергоэффективности в масштабах России – задача чрезвычайно сложная, требующая комплексного последовательного подхода и учета специфики экономики, особенностей регионального устройства и параметров ТЭК страны.

Мировой опыт реализации мероприятий в области повышения энергетической эффективности является более фундаментальным, чем в России. В мировой истории разработка и реализация методов, направленных на повышение энергетической эффективности, началась в США с 1970-х гг., после первого энергетического кризиса 1973 г. [101]. Постепенно, по мере роста объемов мирового спроса на потребление топливно-энергетических ресурсов, увеличения их стоимости на всех уровнях, популяризация энергосбережения охватила большинство стран мира.

Во всем мире методы, направленные на повышение энергетической эффективности, сконцентрированы на сдерживании роста спроса потребления электроэнергии, в том числе со стороны конечных потребителей. Основные группы мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности в мировой практике, представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Основные группы мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности, используемые в мировой практике (систематизировано автором) [501, 531]

№ пп	Тип мероприятий	Описание	Направления повышения энергоэффективности
1	Использование энергоэффективного оборудования	Использование энергопотребляющего оборудования, способного при меньшем потребляемом количестве энергии выполнять те же задачи	Снижение общего потребления энергоресурсов на уровне их конечного потребления

## Окончание таблицы 1.2

№ пп	Тип мероприятий	Описание	Направления повышения энергоэффективности
2	Использование возобновляемых источников энергии	Использование источников энергии, способных исключить потребление углеводородных ТЭР	Снижение общего потребления углеводородных энергоресурсов на производство электрической и тепловой энергии
3	Использование распределенных источников энергии	Использование источников энергии, установленных в непосредственной близости от потребителя энергии	Снижение потерь на транспортировку энергоресурсов, выработка энергоресурсов в соответствии с величиной спроса
4	Управление спросом на энергопотребление	Выравнивание графиков спроса на энергопотребление на различных периодах	Снижение затрат на обеспечение неравномерных характеристик производства, передачи и распределения энергоресурсов

Одним из эффективных механизмов повышения энергетической эффективности, используемых в мировой практике, является управление спросом на энергопотребление. В настоящий момент управление спросом на энергопотребление практически не применяется в ТЭК России, при этом реализация мер по выравниванию спроса на энергопотребление России может привести к существенному повышению уровня энергетической эффективности в масштабах отечественной промышленности.

## **1.2. Волатильность спроса на энергоресурсы как релевантный фактор системы управления энергетической эффективностью**

Спрос на потребление электроэнергии на различных уровнях управления, начиная от промышленных предприятий до региональных и объединенных энергосистем и энергосистем отдельных государств характеризуется высокой степенью волатильности. Волатильность параметров спроса на потребление электроэнергии на разных уровнях управления вызвана прерывистым характером работы электропотребляющих устройств конечных потребителей электроэнергии, который в свою очередь определяется особенностью технологических процессов и режимов работы оборудования на промышленных предприятиях, производственными программами промышленных предприятий, сменностью работы производств, чередованием рабочих и выходных дней, погодными условиями, продолжительностью светового дня и другими факторами [234].

До настоящего момента человечеством не были придуманы технические решения, способные осуществлять хранение электроэнергии в промышленных масштабах и позволяющие аккумулировать выработанную электроэнергию в часы снижения спроса с последующей выдачей электроэнергии в энергосистему в часы с наибольшим потреблением [155]. Поэтому процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии электроэнергетическими системами характеризуются рядом технологических и экономических особенностей:

1) одновременное функционирование значительного количества потребителей электроэнергии в рамках электроэнергетической системы, количество которых может достигать сотен тысяч или нескольких миллионов единиц [60];

2) одновременное функционирование значительного количества производителей электроэнергии в рамках электроэнергетической системы, количество которых может достигать десятков или нескольких сотен единиц;

3) объединение в рамках единого технологического режима мгновенных процессов производства, распределения и потребления электроэнергии, синхронно работающих в рамках электроэнергетической системы;

4) необходимость обеспечения мгновенного баланса между неразрывными по времени параметрами производства и потребления электроэнергии;

5) индивидуальный характер графиков спроса на электропотребление различных типов промышленных потребителей [91];

6) отсутствие возможности мгновенного контроля и ограничения нагрузки электропотребления каждого потребителя, действующего в рамках электроэнергетической системы;

7) отсутствие возможности аккумулирования электроэнергии в промышленных масштабах с целью выдачи в энергосистему для покрытия пиковых нагрузок электропотребления;

8) высокая волатильность спроса на электропотребление в рамках электроэнергетической системы в различные периоды [13].

В случае рассогласования баланса между процессами производства и потребления электроэнергии как со стороны источников, так и со стороны потребителей электроэнергии происходит снижение качественных характеристик электроэнергии у конечных потребителей, что проявляется в отклонении параметров частоты и напряжения от номинальных режимов и может привести к массовому выходу из строя электропотребляющего оборудования потребителей либо срабатыванию устройств противоаварийной автоматики энергосистем и веерному отключению потребителей отдельных энергорайонов [258].

Поскольку в электроэнергетической системе отдельной страны одновременно могут функционировать до сотен тысяч или нескольких миллионов потребителей, контроль и мгновенное ограничение нагрузок всех потребителей в случае превышения параметров их спроса выше заданных значений невозможны. Для обеспечения устойчивости режимов работы электроэнергетической системы необходимо гибкое регулирование режимов работы электростанций, обеспечивающих покрытие спроса на электроэнергию [255].

Пример графика посуточного спроса на электропотребление России за 2017 г. представлен на рисунке 1.12. Как следует из диаграммы, параметры электропотребления характеризуются существенной волатильностью, которая проявляется как в годовом, так и в недельном и суточном разрезе. Разброс потребления электроэнергии в России в годовом измерении составляет 45 ГВт, или 45% от величины среднего летнего максимума. Изменение электропотребления в России в рамках недели между рабочими и выходными днями в некоторые периоды достигает 12 ГВт, или 12% от величины летнего пика выходного дня. Изменение почасового электропотребления в России в рамках суток достигает 24 ГВт, или 23% от величины летнего суточного минимума.

Неравномерный характер спроса на потребление электроэнергии приводит к возникновению ряда существенных сложностей на всех этапах обращения электроэнергии: производство на электростанциях, передача по высоковольтным магистральным линиям электропередачи, распределение между конечными потребителями по электрическим сетям среднего и низкого класса напряжения.

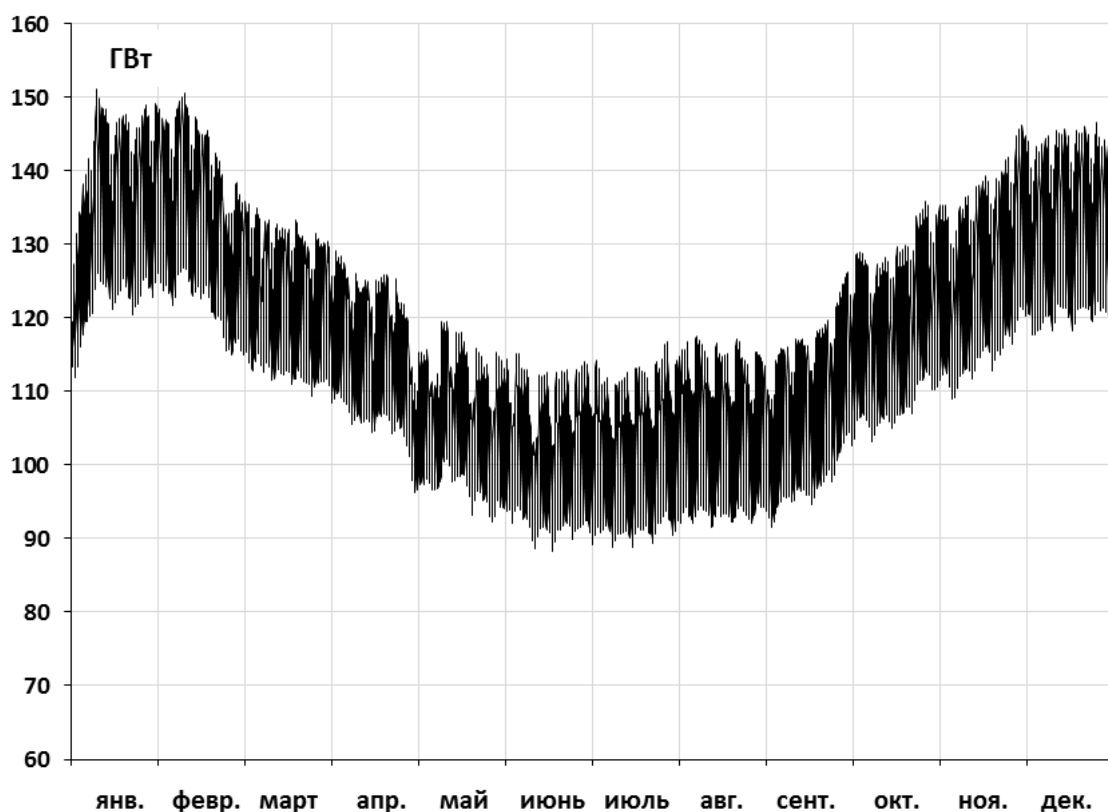


Рисунок 1.12 – Почасовой спрос на электропотребление России за 2017 г. (составлено автором) [171]

А. Уровень производства электроэнергии. Если часть электростанций производит работу в круглосуточном режиме, покрывая постоянную часть спроса энергосистемы, то загрузка других («пиковых») электростанций осуществляется только в зимние периоды, либо производится прерывистая выработка электроэнергии, покрывающая только периоды суточных максимумов энергосистемы или временно замещающая выработку электроэнергии генерирующих объектов, находящихся в ремонте.

На рисунке 1.13 представлен почасовой график покрытия нагрузки энергосистемы электростанциями, входящими в европейскую ценовую зону оптового рынка электроэнергии России за период 01–10.02.2018 г. Как следует из почасового графика покрытия нагрузки, на долю атомных электростанций (АЭС) приходится порядка 25% нагрузки, при этом из соображений эксплуатационной безопасности АЭС не участвуют в покрытии неравномерности спроса. На гидроэлектростанции в зимний период приходится до 6% покрытия нагрузки, в летний период их доля возрастает до 12%. Несмотря на неравномерный характер выработки электроэнергии гидроэлектростанциями, их доля в покрытии волатильности спроса является незначительной. Основным типом электростанций, покрывающим волатильный спрос, являются менее маневренные и более дорогостоящие тепловые электростанции, на долю которых приходится до 70% общей нагрузки и покрытие значительной части суточного и сезонного спроса. Тепловые электростанции в качестве топлива используют природный газ, уголь и мазут, удельное потребление которых имеет высокую зависимость от волатильности спроса на уровне конечного потребления [127]. Низкий коэффициент загрузки электростанций и постоянные изменения его параметров приводят к завышению показателей удельного расхода топлива, увеличению степени износа турбогенераторов, что учащает выполнение текущих и капитальных ремонтов, что в свою очередь приводит к завышению стоимости вырабатываемой электроэнергии.

Учитывая постоянную неопределенность изменения графиков спроса на потребление электроэнергии, часть генерирующих мощностей



электроэнергетической системы должна постоянно находиться в горячем резерве и в случае возможных изменений параметров спроса оперативно включаться в работу. Величина постоянного горячего резерва в ЕЭС России составляет 15% от планируемого спроса [202]. В периоды спада спроса вынужденный избыток генерирующих мощностей должен поддерживаться в работоспособном состоянии: на объектах, находящихся в резерве, выполняются текущие и капитальные ремонты, поддерживаются запасы топлива, круглогодично сохраняется штатная численность персонала, что также приводит к завышению стоимости вырабатываемой электроэнергии.

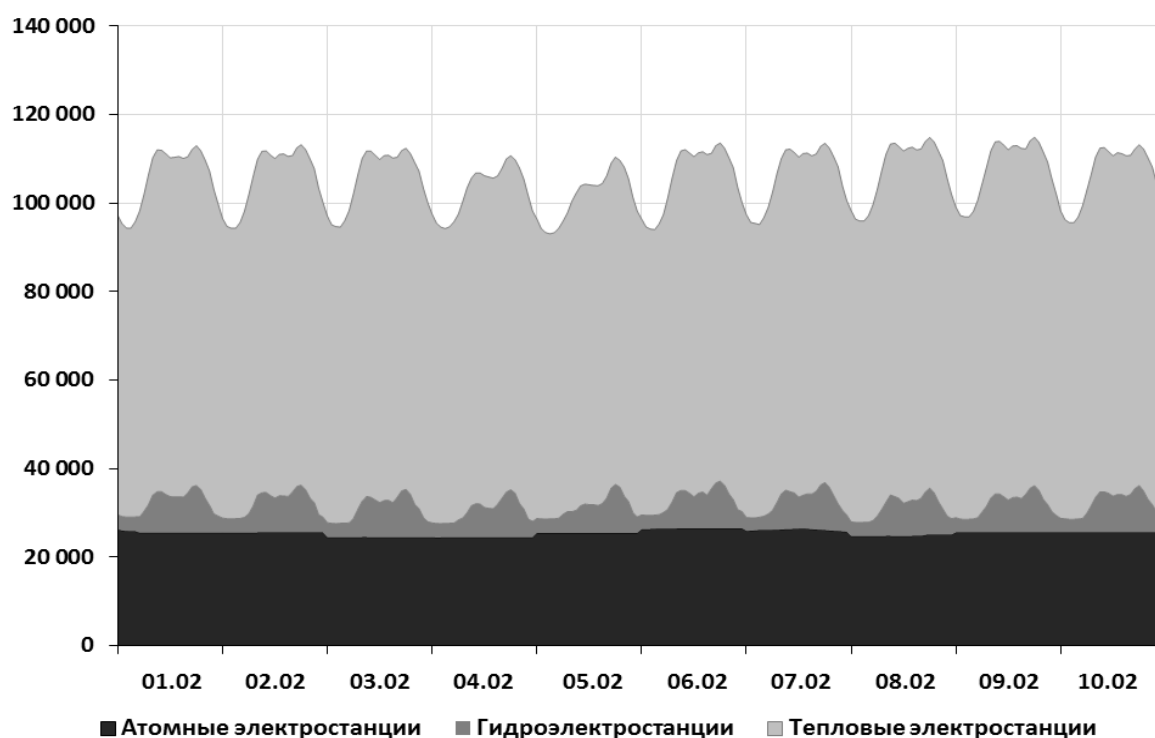


Рисунок 1.13 – Почасовой график покрытия нагрузки электростанциями, входящими в европейскую ценовую зону оптового рынка России за 01–10.02.2018 г.

(систематизировано автором) [169]

Б. Уровень передачи электроэнергии по высоковольтным магистральным линиям электропередачи. Наряду с генерирующим комплексом, высоковольтная электросетевая инфраструктура также испытывает сложности, связанные с волатильностью спроса на электропотребление. Магистральная электросетевая

комплекс ЕЭС, в который входят магистральные линии электропередачи, высоковольтные трансформаторы и коммутационная аппаратура, вынужден иметь расчетный запас, учитывающий волатильность спроса. Вынужденный запас прочности оборудования обуславливает повышение как инвестиционных затрат на закуп и монтаж оборудования, так и операционных затрат на обслуживание и ремонт на протяжении всего жизненного цикла его эксплуатации. Волатильность спроса на потребление электроэнергии приводит к необходимости постоянного диспетчерского контроля и регулирования работы электросетевой инфраструктуры. Кроме того, волатильность спроса на потребление электроэнергии приводит к нестабильности режимов работы высоковольтного электросетевого оборудования, что повышает вероятность аварий на генерирующих и электросетевых объектах, а также сокращает срок эксплуатации не только генерирующего и электросетевого оборудования энергосистем, но и электропотребляющего оборудования, что приводит к завышению затрат на передачу электроэнергии по магистральным электрическим сетям.

В. Уровень распределения по электрическим сетям среднего и низкого класса напряжения. Неравномерность спроса на потребление электроэнергии конечными потребителями определяет необходимость создания существенных резервов во всех элементах электрической сети среднего и низкого класса напряжения: распределительных линиях, понижающих трансформаторах и пускорегулирующей аппаратуре. Степень волатильности спроса на электропотребление в распределительных сетях выше, чем в магистральных, поэтому удельные показатели потерь в распределительных электрических сетях, связанные с изменениями электрической нагрузки и увеличением сечения проводников, также будут выше, чем в магистральных электрических сетях. Таким образом, на уровне распределительных электрических сетей требуется формирование резервов установленной мощности оборудования, что приводит к увеличению затрат на эксплуатацию и строительство распределительных электрических сетей, что в свою очередь приводит к завышению затрат на передачу электроэнергии по распределительным сетям.

Описанные сложности приводят к системному завышению затрат отрасли электроэнергетики на всех этапах жизненного цикла элементов электроэнергетических энергосистем: проектные работы, закуп оборудования, монтажные работы, эксплуатационные затраты, затраты на ремонты, топливообеспечение оборудования. Величина превышения затрат, связанных с волатильностью электропотребления в ЕЭС России, оценивается в сотни миллиардов рублей ежегодно, которые оплачиваются без исключения всеми потребителями электроэнергии, действующими в рамках энергосистемы страны.

Волатильность спроса на потребление электроэнергии характерна для электроэнергетических систем всех стран мира. При анализе графиков спроса на потребление электроэнергии наиболее явными периодами волатильности являются календарный год, календарный месяц, неделя и сутки [155].

На рисунке 1.14 представлены графики помесечного спроса на потребление электроэнергии в некоторых странах мира за календарный год. Как следует из графиков, параметры потребления электроэнергии стран мира волатильны и характеризуются индивидуальными особенностями. Для примера, у США, Турции, Греции годовой максимум нагрузок приходится на лето, на период работы климатических систем. И наоборот, в России, Германии, Финляндии годовой максимум нагрузки приходится на зимние периоды, на время работы систем освещения и электроотопления. Таким образом, параметры волатильности годового спроса на потребление электроэнергии в страновом разрезе характеризуются годовой цикличностью и индивидуальной по странам мира помесечной структурой.

На рисунке 1.15 представлены графики посуточного спроса на потребление электроэнергии в некоторых странах мира за неделю зимы 23–29.01.2017 г. и неделю лета 19–25.06.2017 г. Как следует из рисунков, графики недельного спроса на потребление электроэнергии также являются волатильными, что прежде всего проявляется в снижении потребления электроэнергии в субботу и воскресенье относительно уровня рабочих дней. При этом уровень спроса в воскресенье всегда ниже относительно уровня субботы.

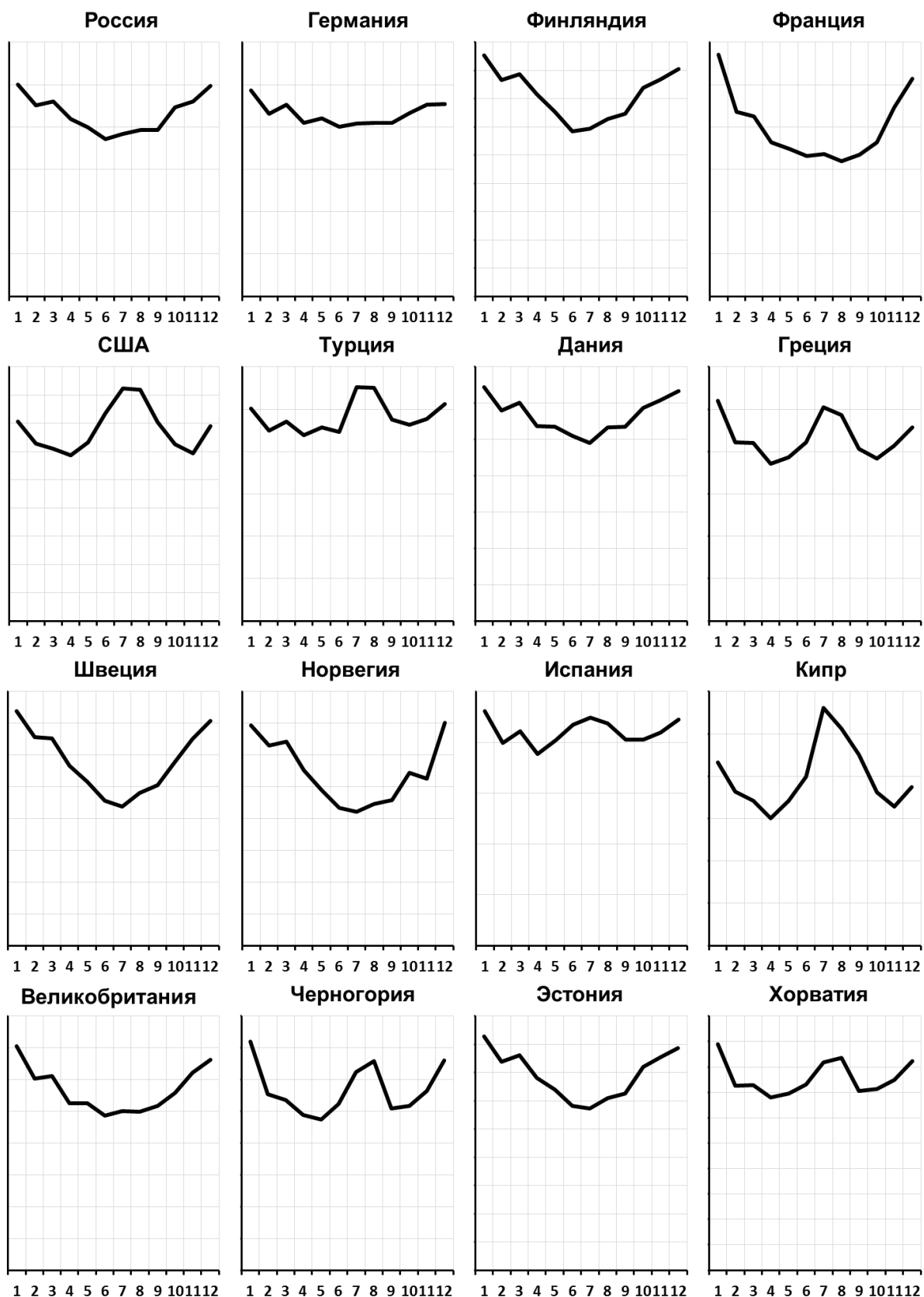


Рисунок 1.14 – Помесячный спрос на потребление электроэнергии в странах мира за январь–декабрь 2017 г. (систематизировано автором) [160, 161, 171]

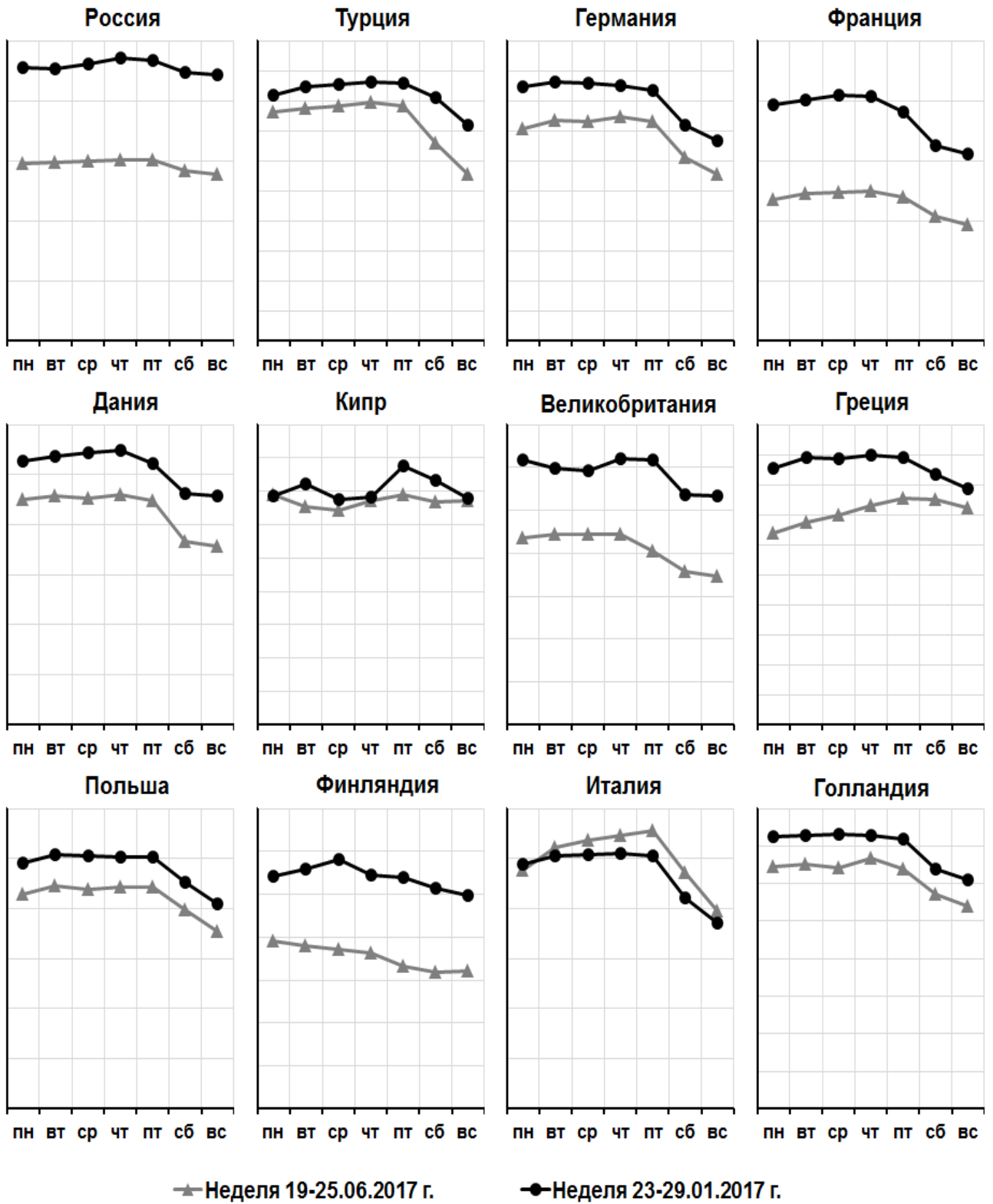


Рисунок 1.15 – Посуточный спрос на потребление электроэнергии в странах мира за календарную неделю 23–29.01.2017 г. и 19–25.06.2017 г.

(систематизировано автором) [160, 171]

Снижение объемов потребления электроэнергии в выходные дни объясняется остановкой многих промышленных предприятий и офисных помещений. При этом для рабочих дней недели чаще всего характерно снижение потребления электроэнергии в понедельник, дальнейший рост нагрузки во вторник, среду, четверг с последующим снижением в пятницу.

Сравнение структуры потребления электроэнергии в недельном разрезе по странам мира позволяет констатировать существенную дифференциацию в форме и величине соотношения спроса между рабочими и выходными днями, цикличность и изменчивость параметров внутринедельной структуры спроса, что объясняется индивидуальной спецификой спроса каждой страны мира.

Волатильность суточных графиков спроса на потребление электроэнергии проявляется в существенном снижении потребления электроэнергии в ночные часы, обусловленном режимами работы промышленных предприятий, и обратном росте нагрузки в утренние периоды, в наличии дневных и вечерних пиков. Графики суточного потребления электроэнергии стран мира индивидуальны, что проявляется в несовпадении часов утреннего и вечернего максимумов, в различии размаха вариации между ночным минимумом и дневным максимумом, в наличии специфики дневной волатильности спроса, а также в соотношении электропотребления между выходными и рабочими днями.

На рисунке 1.16 представлены графики почасового спроса на потребление электроэнергии в некоторых странах мира за сутки рабочего дня (среды) 21.06.2017 г. и выходного дня (воскресенья) 25.06.2017 г. Сравнение показателя «соотношение максимального и минимального часового потребления электроэнергии за сутки» (21.06.2018 г.) показывает, что значение у России – 124%, среднее значение по представленным странам составляет 149%. Соотношение потребления электроэнергии в типовые выходной и рабочий дни у России – 96%, среднее значение по представленным странам – 89%. Размах вариации годового графика нагрузки за 2017 г. у России – 152%, среднее значение по представленным странам – 187%.

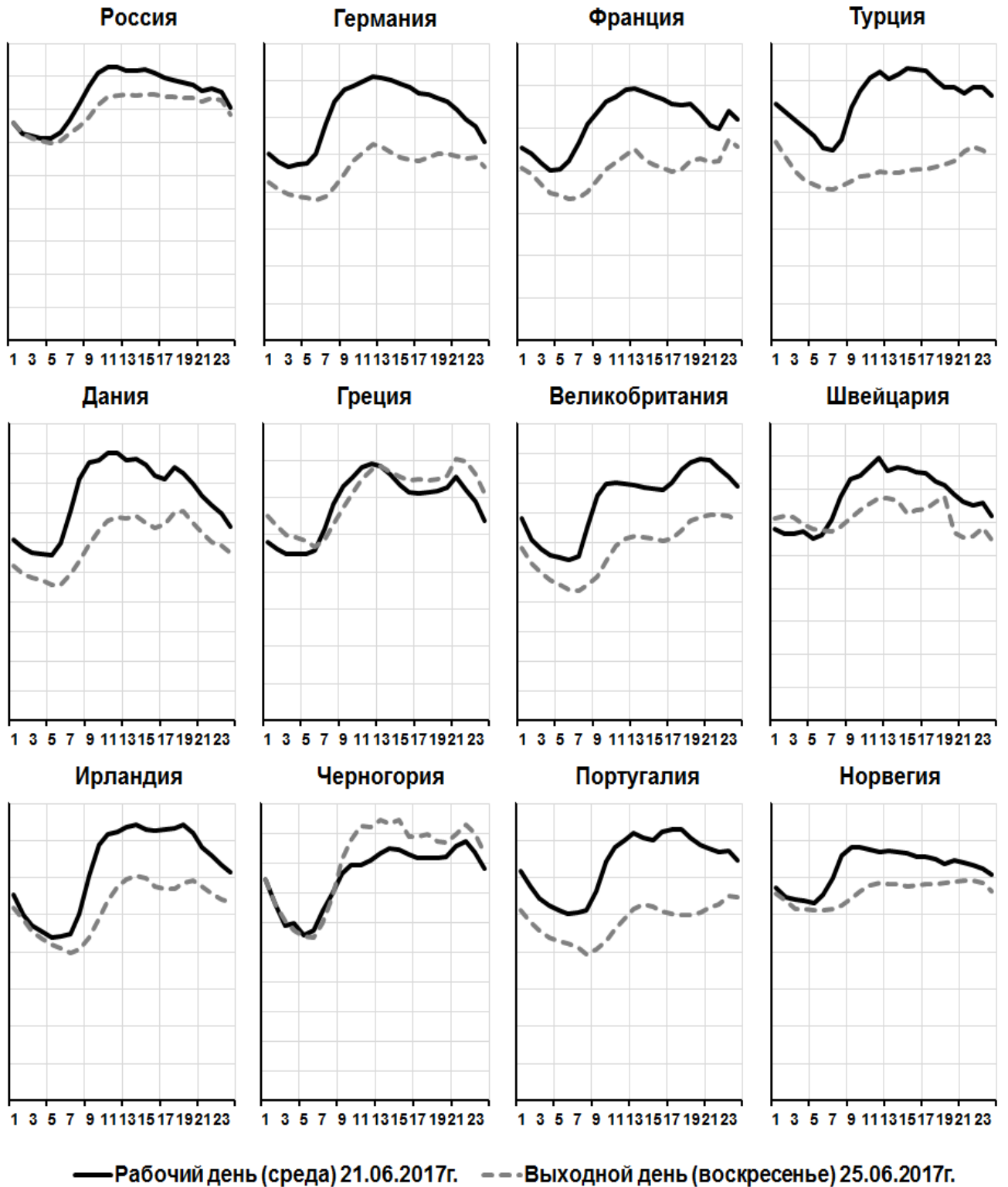


Рисунок 1.16 – Почасовой спрос на потребление электроэнергии в странах мира за сутки рабочего и выходного дня (систематизировано автором) [160, 171]

Сравнение показателей неравномерности спроса на потребление электроэнергии в мировой практике производится и в годовом разрезе, что

отражает продолжительность использования электроэнергетической системой отдельного предприятия, территориального образования или собственной установленной мощности энергосистемы государства (Рисунок 1.17).

Как следует из графиков годовой продолжительности потребления электроэнергии, большинство стран мира использует максимальные нагрузки собственных электроэнергетических систем лишь в 10% времени календарного года, остальное время мощности простаивают, что значительно снижает эффективность использования оборудования энергосистем. Характеристики параметров волатильности потребления электроэнергии некоторых стран мира за 2017 г. сведены в таблице 1.3.

Как следует из таблицы 1.3, показатели волатильности потребления электроэнергии России находятся на среднемировом уровне. Так, параметр соотношения максимального и минимального месячного потребления электроэнергии в рамках календарного года в России составляет 135%, в Германии – 121%, во Франции – 179%, а среднее значение показателя по представленным странам – 141%.

Разный уровень волатильности потребления электроэнергии по странам мира обусловлен такими факторами, как структура экономики, степень использования электроэнергии потребителями, наличие в стране альтернативных источников энергоснабжения, заменяющих электроэнергию, отраслевой состав потребителей электроэнергии в стране, интегральный страновой объем спроса на потребление электроэнергии, климатические характеристики территорий, действующие механизмы энергосбережения и повышения энергетической эффективности и др.

Казалось бы, параметры волатильности потребления электроэнергии России несущественно отличаются от среднемировых и, следовательно, не имеют значительного влияния на конечную стоимость отпускаемой электроэнергии. Ситуацию проясняет сравнение масштабов потребления электроэнергии России и стран мира. Величины абсолютной изменчивости электропотребления России значительно выше общих объемов потребления электроэнергии отдельных стран мира, таких как Италия, Саудовская Аравия или Великобритания. Величина



изменения суточного электропотребления России сравнима с годовой нагрузкой Польши, Египта или Тайланда, что подчеркивает необходимость внедрения механизмов выравнивания спроса на электропотребление в России.

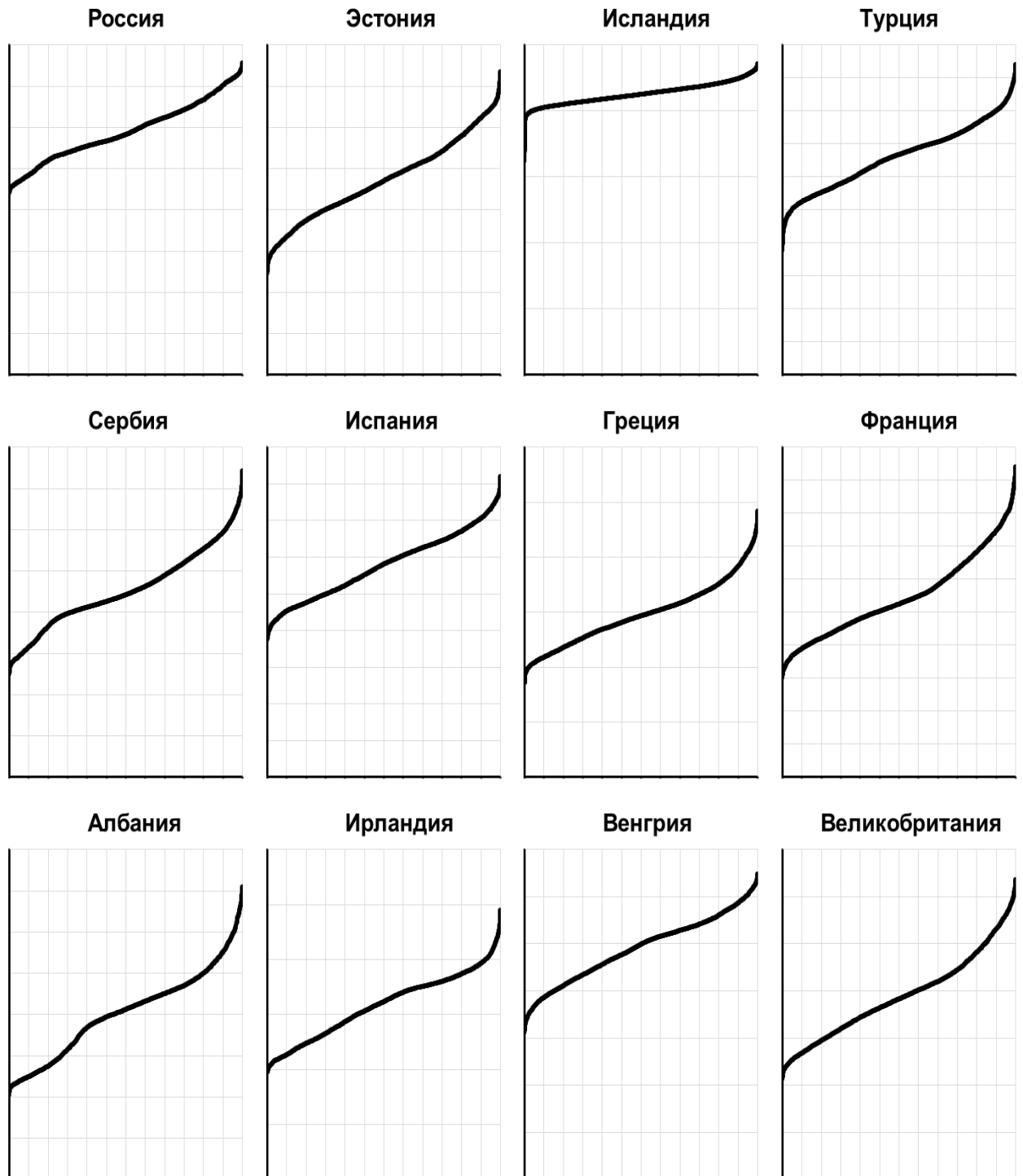


Рисунок 1.17 – Годовая продолжительность потребления электроэнергии в странах мира за 2017 г. (систематизировано автором) [160, 171]

Таблица 1.3 – Характеристики волатильности спроса на потребление электроэнергии некоторыми странами мира за 2017 г. (систематизировано автором) [160, 171]

№ пп	Страна	Месяц с наибольшим электропотреблением в 2017 г.	Месяц с наименьшим электропотреблением в 2017 г.	Соотношение макс. и мин. месячного потребления электроэнергии в 2017 г. (%)	Соотношение макс. и мин. часового потребления электроэнергии за сутки 21.06.2018 г. (%)	Соотношение электропотребления в выходной и рабочий день за неделю 19–25.06.2017 г. (%)	Размах вариации годового графика спроса за 2017 г. (%)
1	Россия	январь	июнь	135	124	96	152
2	Албания	январь	сентябрь	145	186	104	248
3	Великобритания	январь	июнь	144	163	81	220
4	Венгрия	январь	апрель	122	149	89	164
5	Германия	январь	июль	121	152	80	179
6	Голландия	январь	апрель	122	142	85	168
7	Греция	январь	апрель	140	154	105	196
8	Дания	январь	июль	132	162	80	195
9	Ирландия	декабрь	июнь	122	169	88	189
10	Исландия	март	февраль	113	110	99	114
11	Испания	январь	апрель	123	146	84	169
12	Кипр	июль	апрель	187	155	100	238
13	Норвегия	декабрь	июль	167	128	91	193
14	Польша	январь	июнь	120	146	85	171
15	Португалия	январь	апрель	127	145	80	175
16	Сербия	январь	июнь	164	167	98	211
17	Турция	июль	апрель	126	143	78	167
18	Финляндия	январь	июнь	146	133	87	167
19	Франция	январь	август	179	147	83	215
20	Черногория	январь	май	152	157	106	204
21	Швейцария	январь	апрель	136	144	94	161
22	Швеция	январь	июль	169	139	85	207
23	Эстония	январь	июль	145	167	81	206

Электроэнергетика России имеет ряд индивидуальных особенностей спроса на потребление электроэнергии, отличных от большинства стран мира, среди которых можно выделить:

✓ значительные объемы общего спроса на потребление электроэнергии (пятое место в рейтинге стран мира [158]);

- ✓ большая часть потребителей и производителей электроэнергии страны объединены в Единую энергетическую систему [8];
- ✓ энергосистема состоит из значительного количества потребителей электроэнергии, расположенных в разных регионах страны;
- ✓ большое количество субъектов электроэнергетики, действующих на разных уровнях управления [12];
- ✓ существенная доля потребления электроэнергии приходится на промышленный сектор [238];
- ✓ глубокая регионализация спроса на потребление электроэнергии (85 регионов с индивидуальными географическими, климатическими, структурными и прочими условиями);
- ✓ климатогеографические параметры (покрытие зимнего спроса на потребление электроэнергии генерирующими мощностями, работающими в теплофикационном цикле);
- ✓ наличие большого количества электростанций, работающих на разном типе топлива;
- ✓ параллельная работа ЕЭС России с энергосистемами смежных иностранных государств;
- ✓ существенная связь отраслей электроэнергетики и газовой промышленности России [231].

С нашей точки зрения, вопрос сокращения параметров волатильности спроса на потребление электроэнергии в России является особо актуальным в связи с существенными масштабами деятельности отрасли.

Так, например, магистральная электросетевая инфраструктура России имеет более значительные масштабы по сравнению с большинством стран мира. В таблице 1.4 представлены характеристики протяженности электрических сетей, количества трансформаторных подстанций, установленная мощность трансформаторов в различных странах мира.

Количественные характеристики магистральной электросетевой инфраструктуры России кратно превышают аналогичные показатели большинства

стран мира, что подчеркивает увеличение затрат энергосистемы России, связанных с волатильностью электропотребления в сравнении с остальным миром.

Таблица 1.4 – Характеристики магистральной электросетевой инфраструктуры некоторых стран мира за 2017 г. (систематизировано автором) [171, 357]

№ пп	Страна	Протяженность электрических сетей, км		Количество трансформаторных подстанций, ед.		Установленная мощность трансформаторов, МВА	
		110-220 кВ	330> кВ	110-220 кВ	330> кВ	110-220 кВ	330> кВ
1	Россия	407 711	55 673	8 874	190	446 164	183 827
2	Бельгия	3 802	1 425	6	35	1 775	15 959
3	Болгария	12 665	2 571	65	36	12 400	15 714
4	Швейцария	4 800	1 728	306	52	41 111	21 744
5	Чехия	1 993	3 724	21	52	4 200	17 780
6	Германия	13 290	21 245	384	135	85 420	81 141
7	Дания	3 179	1 378	239	30	24 121	13 271
8	Финляндия	9 169	5 140	34	73	4 379	28 878
9	Франция	26 477	22 024	270	43	34 724	81 089
10	Великобритания	1 768	19 280	64	105	12 247	70 582
11	Хорватия	6 059	1 246	24	13	3 740	4 400
12	Ирландия	267	6	39	8	9 927	4 750
13	Италия	54 525	10 993	307	146	44 932	61 802
14	Черногория	462	374	50	5	2 219	1 550
15	Польша	7 793	6 259	179	109	34 545	41 314
16	Португалия	6 195	2 670	159	78	18 424	23 959
17	Румыния	4 745	5 143	127	75	25 506	24 605
18	Словения	2 194	669	11	13	1 760	4 987
19	Словакия	725	1 740	10	47	1 850	14 000
20	Турция	38 767	21 029	1 339	101	84 456	61 040

Масштабы производства электроэнергии в России также имеют особенности, которые влияют на увеличение стоимости конечной выработки электроэнергии. Как было выяснено ранее, основными типами электростанций, изменение удельных затрат на выработку электроэнергии которых зависит от неравномерности спроса, являются тепловые электростанции (ТЭЦ или ГРЭС). Для выработки электроэнергии данные типы электростанций используют горючие типы топлива, которыми являются уголь, нефтепродукты, природный газ, торф,

биотопливо и пр. (рисунок 1.18). Так, значительную часть энергоресурсов занимают именно горючие типы топлива, 47,6% из общего потребления которых занимает природный газ. Это связано с тем, что Россия занимает 2 место в мире по добыче природного газа после США, по объему экспорта – 1, реализуя 37% от общей добычи природного газа на внешних рынках.

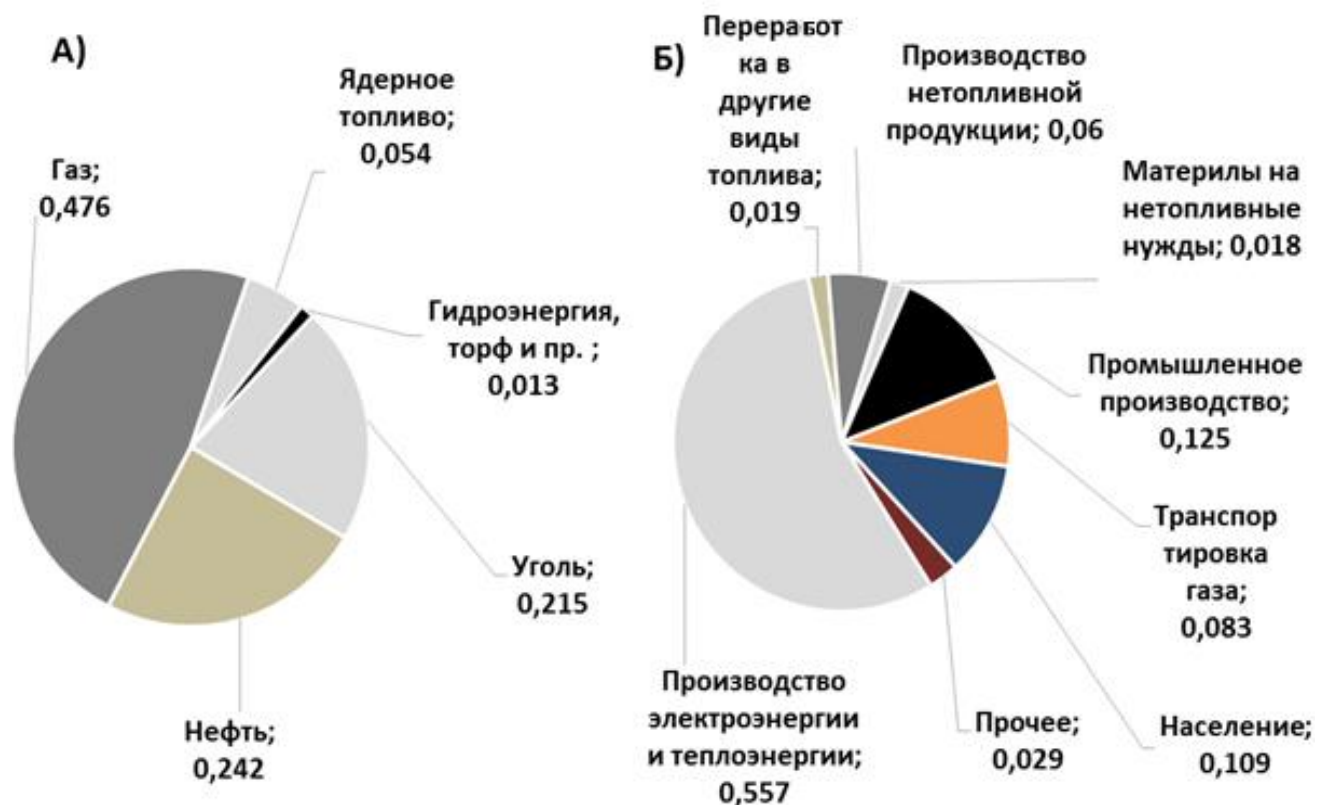


Рисунок 1.18 – Структура потребления первичных энергоресурсов в России  
 а) Общая структура потребления первичных энергоресурсов, б) структура потребления природного газа (систематизировано автором) [199, 212, 217]

Низковольтная распределительная электросетевая инфраструктура России по масштабам протяженности существенно превышает показатели магистральных электросетей. Как следует из рисунка 1.19, магистральные электрические сети напряжением 110–1150 кВ составляют 18% от протяженности общей электросетевой инфраструктуры страны, оставшуюся долю занимают распределительные сети среднего и низкого напряжения 3–20 кВ и 0,38 кВ. Учитывая значительную долю распределительных сетей среднего и низкого класса напряжения в общем масштабе протяженности электросетевой

инфраструктуры России, увеличение затрат на обеспечение электроснабжения потребителей от неравномерности спроса также является значительным.

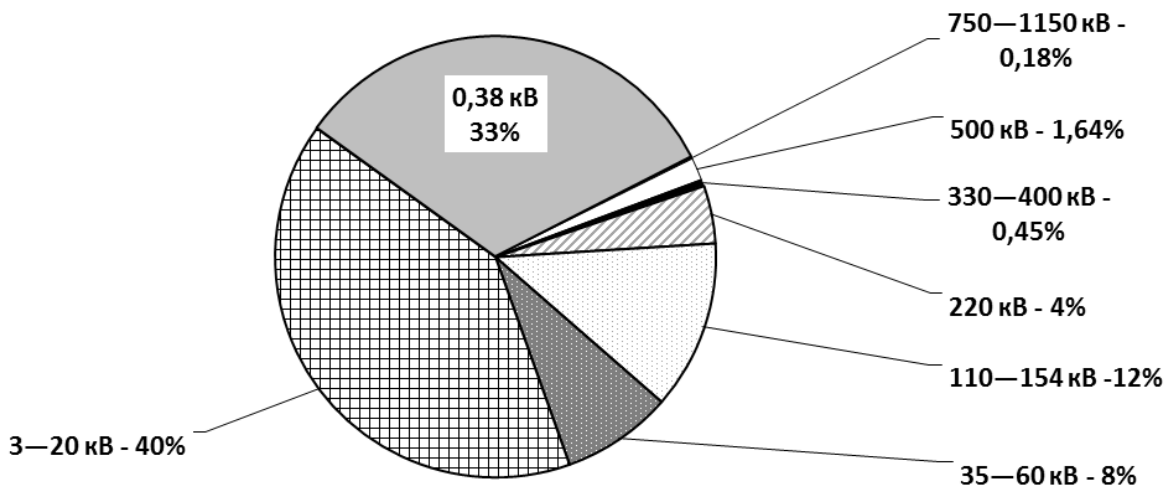


Рисунок 1.19 – Структура протяжённости электрических сетей в России по классам напряжения (систематизировано автором) [261]

Почти 58% внутреннего потребления природного газа в стране используется на выработку электроэнергии, из чего следует, что природный газ играет важную роль как в общем энергобалансе страны, так и в формировании топливного баланса отрасли электроэнергетики. Для сравнения на рисунке 1.20 проиллюстрированы характеристики доли производства электроэнергии на горючих топливах по странам мира.

На основе этого можно сделать вывод, что показатели доли производства электроэнергии на горючих топливах в России находятся на среднемировом уровне, но доля природного газа в структуре горючих видов топлива, используемых на выработку электроэнергии в России, опережает большинство стран мира и составляет 74%. Учитывая значительную долю потребления природного газа в России, который является вторым по масштабам потребляемых энергоресурсов в стране, повышение энергетической эффективности потребления природного газа имеет существенный народнохозяйственный эффект на уровне всей национальной экономики страны.

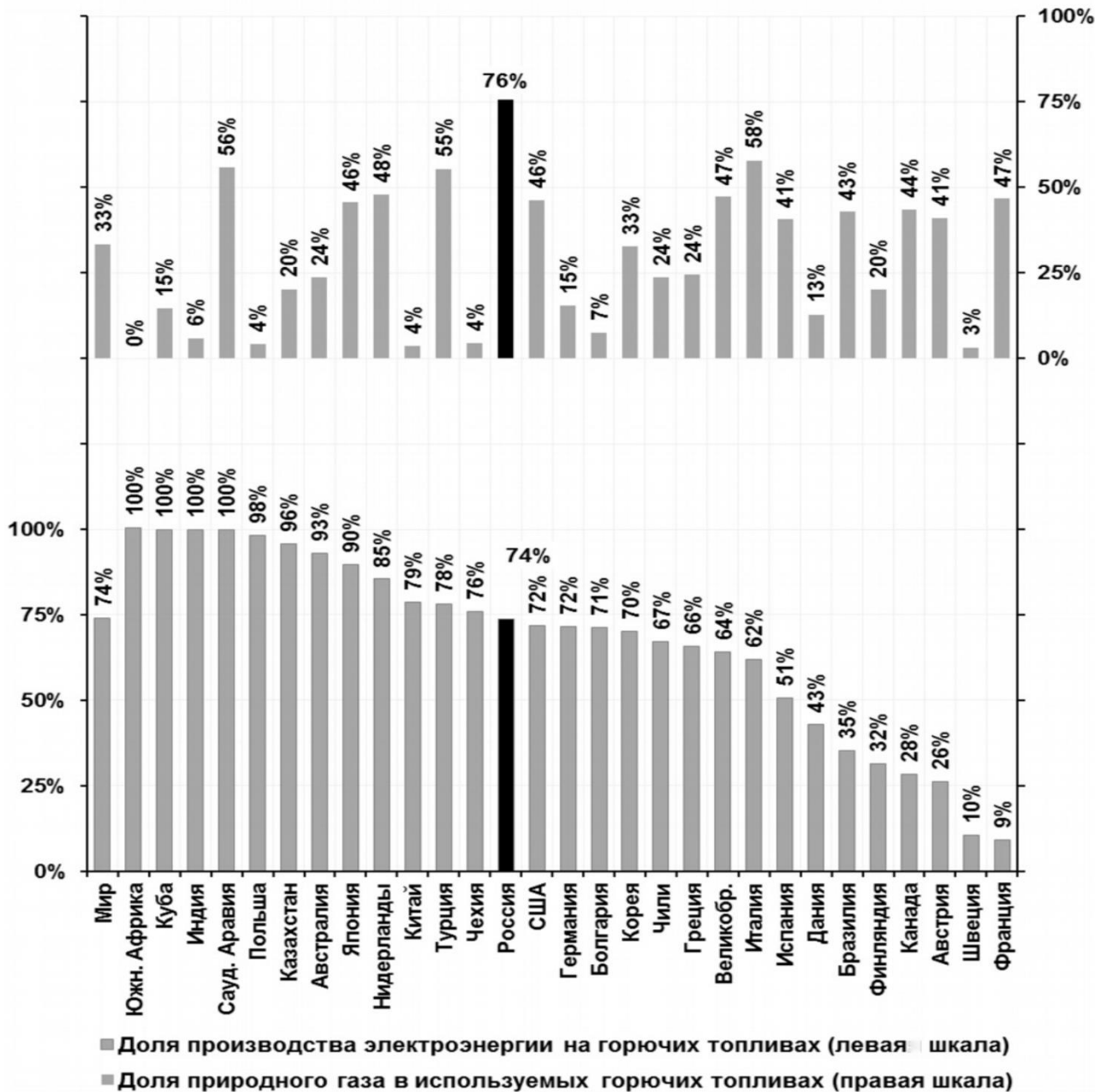


Рисунок 1.20 – Доля производства электроэнергии на горючих топливах в странах мира и доля природного газа в используемых горючих топливах (систематизировано автором) [83, 523]

Особенностью отрасли газовой промышленности России является не только тесная связь с электроэнергетикой, но и схожесть процессов обращения природного газа с электроэнергией на уровне Единой электроэнергетической системы и Единой системы газоснабжения России. Газообеспечивающая система России объединена Единой системой газоснабжения (далее – ЕСГ), в рамках

единого технологического режима которой функционируют производители и потребители природного газа, объединенные между собой десятками тысяч километров магистральных и распределительных газопроводов. Как и ЕЭС России, ЕСТ России является крупнейшей в мире системой транспортировки природного газа.

Параметры спроса на потребление природного газа промышленными потребителями характеризуются волатильностью, по форме и характеру схожей с параметрами неравномерности электропотребления. Как представлено на рисунке 1.21, параметры годового спроса на потребление природного газа полностью повторяют тенденции потребления электроэнергии, что объясняется общностью комплекса влияющих факторов, а также тесной взаимосвязью и взаимозависимостью спроса на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности России.

В России процессы производства, передачи, распределения и потребления природного газа характеризуются рядом технологических особенностей, схожих с характеристиками обращения электроэнергии, а именно:

1) значительное количество потребителей природного газа, объединенных в рамки единой технологической системы производства, распределения и потребления природного газа, работающих в едином технологическом режиме функционирования Единой системы газоснабжения [173];

2) необходимость обеспечения мгновенного баланса между режимными параметрами производства и потребления природного газа, в случае рассогласования которого происходит снижение качества газоснабжения и повышение аварийности в работе ЕСТ [75];

3) отсутствие возможности мгновенного контроля и ограничения нагрузки потребления природного газа каждого потребителя, действующего в рамках ЕСТ;

4) отсутствие возможности аккумулирования природного газа в требуемых масштабах для покрытия пиковых нагрузок спроса;

5) высокая неравномерность спроса на потребление природного газа в разрезе различных временных периодов [266];



б) потребление природного газа, как и электроэнергии, обеспечивается преимущественно промышленными предприятиями.

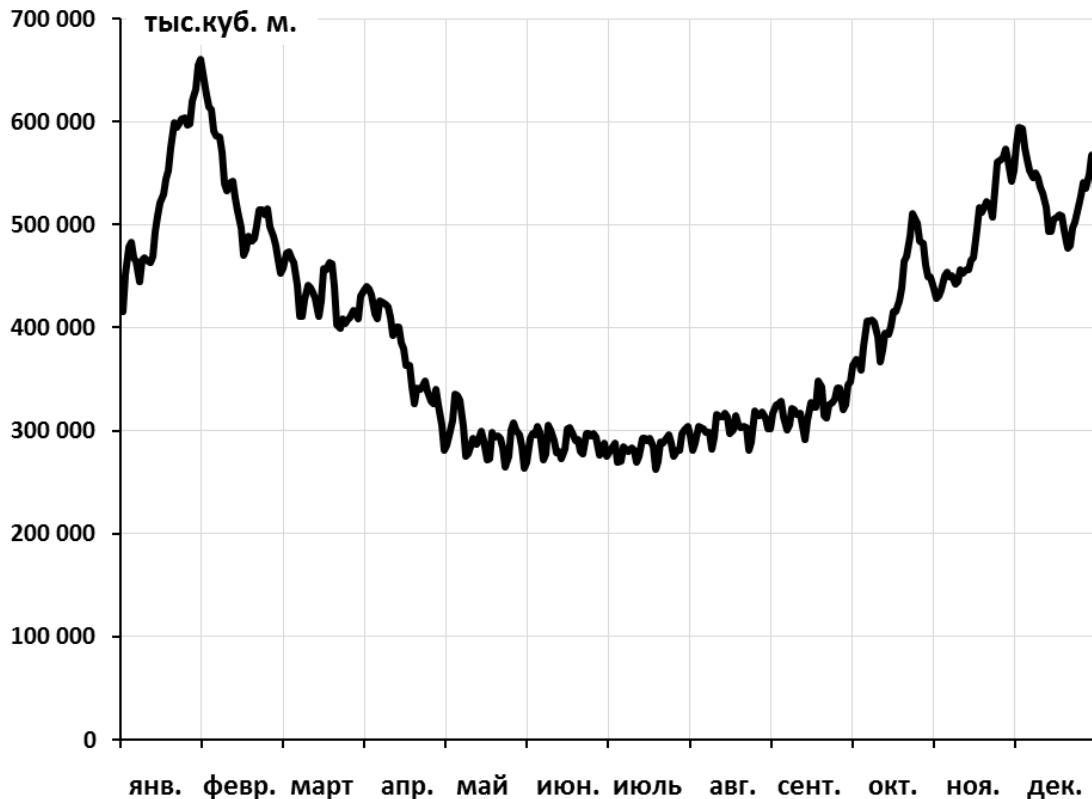


Рисунок 1.21 – Посуточное потребление природного газа электрогенерацией в России за 2016 г. (систематизировано автором) [176]

На уровне производства природного газа России, величина которого в 2017 г. составила 690 млрд куб. м, газовым заводам, а также добывающим месторождениям приходится подстраиваться под режимы спроса на природный газ, формируемые конечными потребителями, что, как и в электроэнергетике, приводит к повышению коэффициента использования оборудования. В газовой промышленности, несмотря на наличие подземных хранилищ природного газа (ПХГ), существует необходимость формирования резервов мощностей производства, передачи и распределения природного газа на период увеличения спроса со стороны энергосистемы, это приводит к увеличению затрат на производство и обращение природного газа в масштабах ЕЭС России. [2].

Волатильность спроса на природный газ на этапе транспортировки также имеет существенное значение. Протяженность магистральных газопроводов России составляет более 180 тыс. км, включающих порядка 300 компрессорных станций (КС), а общая мощность газоперекачивающих агрегатов составляет более 50 ГВт. Волатильность потребления природного газа влияет на снижение коэффициентов загрузки магистрального газоперекачивающего оборудования, необходимость формирования технологического резерва газотранспортной инфраструктуры, что связано с необходимостью привлечения дополнительных операционных и инвестиционных затрат, приводящих к завышению стоимости природного газа для конечных потребителей.

Протяженность региональных газораспределительных сетей России составляет 75% от общей протяженности газотранспортной инфраструктуры ЕЭС России, или 540 тыс. км. Характеристики волатильности потребления природного газа на уровне распределения также влияют на технико-экономические параметры работы газопроводов, в частности увеличение затрат на установленную мощность оборудования, выполнение ремонтов и привлечение инвестиционных затрат. Это также в конечном итоге отражается на повышении тарифов на отпуск природного газа для конечных потребителей и ограничивает возможности наличия свободных газораспределительных мощностей для вновь подключаемых промышленных предприятий и увеличения потребляемой мощности существующих [173].

В таблице 1.5 систематизированы экономические эффекты от управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях управления ЕЭС и ЕЭС России, подчёркивающие схожесть эффектов, связанных с выравниванием волатильности спроса на потребление энергоресурсов.

Тесная взаимосвязь и взаимозависимость технологических процессов ЕЭС России и ЕЭС России, общность промышленных потребителей, формирующих спрос на энергопотребление, иерархическая и режимная аналогия технологических параметров обращения электроэнергии и природного газа определяют возможность совместного управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями.

Таблица 1.5 – Эффекты от управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях (разработано автором) [79, 229]

Уровень управления	Получаемый эффект	
	Электроэнергия	Природный газ
Уровень производства	<ul style="list-style-type: none"> <li>• повышение коэффициента использования оборудования энергоблоков;</li> <li>• снижение «горячего» резерва генерирующих мощностей;</li> <li>• снижение сезонного резерва генерирующих мощностей;</li> <li>• снижение вынужденных запасов топлива;</li> <li>• снижение потребностей в использовании дорогостоящего резервного топлива;</li> <li>• повышение устойчивости режимов производства;</li> <li>• снижение аварийности;</li> <li>• сокращение потребности в инвестиционных затратах на обновление основных фондов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• повышение коэффициента использования оборудования газовых месторождений и газовых заводов;</li> <li>• снижение «горячего» резерва добывающих и перерабатывающих мощностей;</li> <li>• снижение сезонного резерва добывающих и перерабатывающих мощностей;</li> <li>• повышение устойчивости режимов добычи и переработки;</li> <li>• снижение аварийности за счет неритмичных режимов работы;</li> <li>• снижение необходимых запасов в ПХГ;</li> <li>• сокращение потребности в инвестиционных затратах на обновление основных фондов</li> </ul>
Уровень передачи по магистральным сетям	<ul style="list-style-type: none"> <li>• снижение резерва электросетевых мощностей, связанное с неравномерностью спроса;</li> <li>• снижение эксплуатационных расходов на содержание электросетевых мощностей и подстанций;</li> <li>• снижение аварийности;</li> <li>• снижение технологических потерь электроэнергии;</li> <li>• сокращение потребности в инвестиционных затратах на обновление основных фондов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• снижение резерва распределительных мощностей газопроводов и КС, связанное с неравномерностью спроса;</li> <li>• повышение точности управления режимами распределения газа;</li> <li>• повышение качества обеспечения обязательств по поставке природного газа по международным контрактам;</li> <li>• снижение эксплуатационных расходов на содержание трубопроводов и КС на транспортировку газа;</li> <li>• сокращение потребности в инвестиционных затратах на обновление основных фондов</li> </ul>

Окончание таблицы 1.5

Уровень управления	Получаемый эффект	
	Электроэнергия	Природный газ
Уровень передачи по распределительным сетям	<ul style="list-style-type: none"> <li>• снижение резерва электросетевых мощностей, связанное с неравномерностью спроса;</li> <li>• снижение эксплуатационных расходов на содержание электросетевых мощностей и подстанций;</li> <li>• снижение аварийности;</li> <li>• снижение технологических потерь электроэнергии;</li> <li>• сокращение потребности в инвестиционных затратах на обновление основных фондов;</li> <li>• высвобождение мощностей для подключения новых потребителей;</li> <li>• снижение коммерческих потерь электроэнергии</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• снижение резерва распределительных мощностей газопроводов и КС, связанное с неравномерностью спроса;</li> <li>• повышение точности управления режимами распределения газа;</li> <li>• повышение качества обеспечения обязательств по поставке газа по международным контрактам;</li> <li>• снижение эксплуатационных расходов на содержание трубопроводов и КС на транспортировку газа;</li> <li>• сокращение потребности в инвестиционных затратах на обновление основных фондов;</li> <li>• снижение потерь в процессе распределения;</li> <li>• высвобождение мощностей для подключения новых потребителей;</li> <li>• сокращение ограничений в поставках газа</li> </ul>
Уровень потребления	<ul style="list-style-type: none"> <li>• снижение затрат на закуп электроэнергии;</li> <li>• повышение качества электроэнергии;</li> <li>• расширение возможностей для технологического присоединения новых потребителей и увеличения разрешенной мощности для существующих</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• снижение затрат на закуп природного газа;</li> <li>• возможность увеличения договорных лимитов для отбора природного газа;</li> <li>• расширение возможностей для технологического присоединения новых потребителей</li> </ul>

Управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями представляет собой одновременное управление графиками технологических процессов на потребление электроэнергии и природного газа по критериям минимизации интегральной стоимости закупа электроэнергии и природного газа, с учетом

технологической возможности, экономической целесообразности и системной надежности управления спросом. Управление спросом позволяет за счет увеличения количества критериев управления графиками работы энергопотребляющего оборудования повысить точность и расширить диапазоны управления спросом.

Среди факторов, обуславливающих целесообразность управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа, можно выделить следующие:

- ✓ высокая доля электрификации и газификации регионов России;
- ✓ работа отраслей энергетики и газовой промышленности в рамках систем, объединяющих всех производителей и потребителей энергии через магистральные и распределительные сети [74];
- ✓ обеспечение электроэнергетической и газоснабжающей системой одновременно большого количества промышленных потребителей энергоресурсов, действующих в рамках единой системы [350];
- ✓ необходимость адаптации режимов производства электроэнергии и природного газа под мгновенные параметры спроса на энергоресурсы со стороны потребителей;
- ✓ отсутствие возможности мгновенного ограничения спроса на потребление электроэнергии и природного газа отдельных потребителей ЕЭС и ЕСГ;
- ✓ необходимость согласования режимов производства и потребления электроэнергии и природного газа между производителями и всеми потребителями системы;
- ✓ одновременное потребление электроэнергии и природного газа общими нуждами единых отраслевых групп потребителей, такие как промышленность;
- ✓ схожесть параметров волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа в рамках ЕЭС и ЕСГ России (рисунки 1.12, 1.21);

- ✓ общность факторов, влияющих на параметры спроса на потребление электроэнергии и природного газа в рамках ЕЭС и ЕСГ России;
- ✓ значительная доля потребления природного газа на выработку электроэнергии электростанциями и, соответственно, существенная доля газовой генерации в структуре топливного баланса ЕЭС России;
- ✓ потребление электроэнергии и природного газа единым оборудованием и едиными технологическими процессами на промышленных предприятиях;
- ✓ взаимное влияние параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа.

Учитывая выявленную взаимосвязь и взаимное влияние потребления электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, регулирование формы спроса по критерию одного энергетического ресурса на промышленном предприятии неизбежно приводит к изменению графиков спроса других энергетических ресурсов. Таким образом, мы считаем, что управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в рамках различных уровней управления ЕЭС и ЕСГ России позволит получить синергетический эффект, который выражается в приращении эффекта в результате управления комплексным спросом. Синергетический эффект проявляется в увеличении экономии от управления спросом, превосходящий сумму отдельных эффектов от управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

### 1.3. Институциональные основы регулирования процессов повышения энергетической эффективности в России

Современное законодательство, регулирующее деятельность топливно-энергетического комплекса России, является относительно молодым и было разработано в первой половине 2000-х гг. Началом развития отечественной законодательной базы в области электроэнергетики является запуск процессов реформирования РАО «ЕЭС России» и внедрение механизмов конкурентной торговли электроэнергией с 2003 г. [150]. С этого периода было утверждено значительное количество федеральных законов, постановлений правительства, приказов федеральных ведомств и иных отраслевых нормативных документов, направленных на комплексное развитие и совершенствование механизмов функционирования российской электроэнергетики. Наиболее значимые современные законодательные и нормативные акты в области регулирования отечественной электроэнергетики представлены в приложении А, их можно разделить на 3 основные функциональные категории с точки зрения внедрения механизмов управления спросом на потребление электроэнергии:

- ✓ описывающие общие принципы взаимодействия между различными субъектами электроэнергетики, действующими в рамках отрасли;
- ✓ касающиеся механизмов ценообразования на электроэнергию на различных этапах технологической цепочки процессов энергоснабжения и принципов применения тарифов на поставляемую электроэнергию;
- ✓ содержащие элементы механизмов выравнивания спроса на потребление электроэнергии.

Элементы механизмов выравнивания спроса на потребление электроэнергии прежде всего содержатся в документах, регулирующих параметры ценообразования поставляемой электроэнергии, основными из которых являются федеральный закон №35-ФЗ «Об электроэнергетике», определяющий основные принципы обращения электроэнергии в России, а также постановления Правительства РФ №1172 «Правила оптового рынка электрической энергии и

мощности» и №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии», описывающие принципы взаимоотношений между субъектами в рамках оптового и розничного рынков электроэнергии. Также ключевые принципы ценообразования на электроэнергию закладываются в Приказе ФСТ № 20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке», а также в договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка и приложениях к нему – регламентах оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) [97]. Именно в регламентах оптового рынка закладывается основа методических принципов ценообразования на обращаемую в России электроэнергию, которая в дальнейшем транслируется в механизмы розничного рынка электроэнергии. Разработка комплекса законодательных и нормативных актов в электроэнергетике производилась постепенно, что привело к внедрению наиболее выверенных механизмов функционирования электроэнергетического комплекса, основанных на принципах конкурентных взаимоотношений между субъектами.

Российское законодательство в области обращения электрической энергии продолжает непрерывно совершенствоваться. Одним из последних этапов существенного изменения законодательства в области электроэнергетики является развитие положений об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, которые привели к дополнительному комплексному усовершенствованию законодательной и нормативной базы в области электроэнергетики [193].

Учитывая то, что одним из современных трендов развития мировых энергетических комплексов является внедрение технологий управления спросом, в российском законодательстве также появляются изменения, направленные на стимулирование развития положений о необходимости выравнивания спроса.

В 2016 г. было утверждено постановление Правительства РФ №699 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности», которое вносило изменения в законодательство в части развития



технологий ценозависимого электропотребления. На основании указанного постановления было разработано приложение к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка – «Приложение 19.9. Регламент участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением» [211], в котором были разработаны возможности для участников оптового рынка электроэнергии снижения собственного графика спроса с последующим снижением обязательств по запуску электрической мощности в рамках механизма «конкурентный отбор мощности» (КОМ). При этом данный механизм не нашел применения у участников оптового рынка и был использован лишь несколькими промышленными предприятиями, действующим в ценовой зоне Сибири.

20 марта 2019 г. было утверждено постановление Правительства РФ №287 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности», которое призвано усовершенствовать действующий механизм управления спросом в России и запустить современный механизм системного выравнивания спроса на электропотребление в рамках электроэнергетической системы России [192]. Практическая реализация нововведений, регулируемых указанным нормативным актом, не позволяет промышленным предприятиям получать значительную экономию от участия в действующих механизмах управления спросом, при этом позволяет выявить интерес у отечественных промышленных предприятий к участию в выравнивании собственных графиков нагрузки.

Учитывая попытки внедрения механизмов управления спросом на электроэнергию в России, по нашему мнению, отечественное законодательство в области управления спросом на потребление электроэнергии будет развиваться и в дальнейшем.

Как было выяснено ранее, вторым по значимости и масштабности потребляемым энергетическим ресурсом, используемым в России, является

природный газ. Учитывая высокую долю монополизации рынка природного газа в России в сравнении с отраслью электроэнергетики, отечественное законодательство в области газоснабжения стало развиваться и совершенствоваться несколько позже. В приложении Б представлены основные законодательные и нормативные акты, регулирующие механизмы обращения природного газа в России. Количество нормативных актов, регулирующих обращение природного газа в России, существенно отстает от объема аналогичных нормативных актов в области электроэнергетики. Содержание нормативной базы в области обращения природного газа в основном направлено на регулирование механизмов взаимодействия поставщиков и потребителей газа, а также установление нормативов потребления газа. Основным документом, регулирующим принципы и механизмы обращения природного газа в России, является федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации». Также в России действуют постановление правительства РФ №162 «Об утверждении Правил поставки газа в РФ», регулирующее общие правила газоснабжения, постановление №1021 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов» и постановление №333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ», регулирующие порядок формирования тарифов на природный газ, поставляемый потребителям.

В 2014 г. в законодательстве в области газоснабжения России наблюдался период либерализации, началом которого стал выход Постановления правительства РФ №566 «Об организованных торгах газом в Российской Федерации», которое определило возможность реализации природного газа в рамках биржевых торгов. С учетом нормативной базы была организована товарно-сырьевая биржа природного газа, позволяющая потребителям производить закуп газа напрямую у производителей по ценам, формируемым посредством конкурентного механизма ценообразования. Однако развитие механизмов биржевой торговли природным газом ограничилось инициативами

2014 г. и до настоящего момента не претерпело изменений в направлении его совершенствования.

Современные механизмы ценообразования на поставляемую электроэнергию и природный газ для промышленных предприятий России базируются на многокомпонентной структуре ценообразования конечной стоимости, а также на дискретных параметрах цен для различных временных периодов, что формирует зависимость стоимости закупа электроэнергии и природного газа для промышленных предприятий от характеристик графиков спроса на их потребление.

### **Стоимость закупа электроэнергии**

Стоимость закупа электроэнергии для промышленных предприятий России состоит из трех основных структурных компонент: стоимости электрической энергии, стоимости электрической мощности и стоимости оплаты услуг по передаче электроэнергии.

Также в структуре стоимости электроэнергии, обращаемой в рамках рынков электроэнергии (мощности) России, присутствуют сбытовая надбавка поставщиков и оплата услуг инфраструктурных организаций рынка электроэнергии [201]. Учитывая, что доля этих компонент в структуре конечной стоимости электроэнергии (мощности) для промышленных предприятий не превышает 5%, управление этими компонентами затрат осталось за рамками настоящего исследования.

На рисунке 1.22 проиллюстрирована структура стоимости электроэнергии для промышленных предприятий России, оплачиваемой при закупе электроэнергии в рамках механизмов как оптового, так и розничного рынков электроэнергии (мощности).

Стоимость компонент электрической энергии и энергетической мощности формируется посредством конкурентного механизма ценообразования, а стоимость услуги по передаче электроэнергии – через регулируемые ценовые параметры. Все три представленных компонента конечной стоимости электроэнергии зависят от индивидуального почасового графика

электропотребления каждого промышленного предприятия и, следовательно, поддаются управлению посредством механизмов ценозависимого электропотребления, что дает возможность потребителям существенно снижать затраты на оплату потребляемой электроэнергии.

Ценозависимое электропотребление – метод управления стоимостью потребляемой электроэнергии посредством регулирования собственных почасовых графиков спроса на электропотребление потребителями в зависимости от ценовых параметров их закупа.



Рисунок 1.22 – Структура стоимости электроэнергии, закупаемой промышленными предприятиями России (составлено автором) [297]

Общая стоимость электроэнергии ( $SE$ ), закупаемой промышленными предприятиями как в рамках оптового, так и в рамках розничного рынка электроэнергии (мощности), рассчитывается по формуле (1.2).

$$SE = SW + SP + СП, \quad (1.2)$$

где:  $SW$  – стоимость компонента электрической энергии (руб.) (2);

$SP$  – стоимость компонента электрической мощности (руб.) (4);

$СП$  – стоимость компонента услуг по передаче электроэнергии (руб.) (8).

Величина обязательств по оплате компонент электрической энергии, электрической мощности и услуг по передаче электроэнергии для каждого промышленного предприятия рассчитывается отдельно на основе индивидуального почасового графика спроса электропотребления, расчетным

периодом для которого является календарный месяц. При этом методика расчета величины обязательств по оплате каждого компонента стоимости имеет свои принципы, правила и особенности.

Компонент «стоимость электрической энергии». Стоимость электрической энергии ( $SW$ ) отражает удельные затраты энергосистемы на выработку электроэнергии в разрезе каждого часа суток. Расчет величины обязательств по оплате компонента стоимости электрической энергии выполняется на основе произведения почасовых дифференцированных по часам расчетного периода цен на электрическую энергию и индивидуальных объемов соответствующего почасового электропотребления каждого промышленного предприятия (1.3) [297].

$$SW = \sum_m (W_t \times \Pi_{\text{ЭЭ}}^t), \quad (1.3)$$

где:  $W_t$  – величина электрической энергии, потребляемой промышленным предприятием из энергосистемы в час  $t$  (кВт\*ч);

$\Pi_{\text{ЭЭ}}^t$  – дифференцированная по часам расчетного периода цена на электрическую энергию в отношении поставляемого в час расчетного периода объема электрической энергии (руб./кВтч). Для участников оптового рынка – почасовая цена рынка на сутки вперед, для участников розничного рынка – дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию.

Также в рамках стоимости электрической энергии присутствует составляющая стоимости балансирующего рынка, отражающая величину затрат, связанных с ошибками в прогнозе планового почасового потребления электроэнергии [14].

Пример почасовых цен компонента электрической энергии на оптовом рынке на территории Ленинградской области за период 16–22.07.2018 г. представлен на рисунке 1.23. Как следует из рисунка, цены на электроэнергию, формируемые для каждого часа, характеризуются значительной внутрисуточной волатильностью. Цены в периоды ночного минимума нагрузки и цены в периоды часов суточного максимума энергосистемы могут отличаться более, чем в 2,5 раза, что позволяет потребителям электроэнергии управлять затратами на закуп компонента

«стоимость электрической энергии» посредством управления конфигурацией собственного графика спроса на потребление электроэнергии.

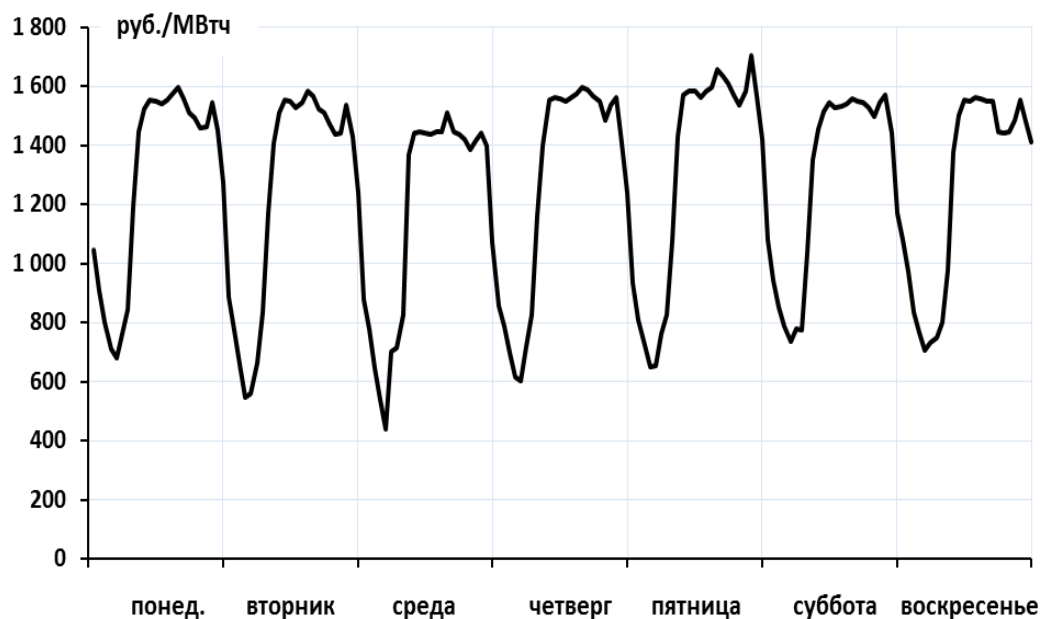


Рисунок 1.23 – Пример почасовых цен на электрическую энергию на оптовом рынке на территории Ленинградской области за период 16–22.07.2018 г. (составлено автором) [169]

Компонент «стоимость электрической мощности». Стоимость электрической мощности (SP) отражает оплату поставщикам электроэнергии стоимости услуг по готовности к выработке электроэнергии в необходимой величине и в необходимом периоде спроса [128]. Величина обязательств по оплате компонента электрической мощности формируется для каждого календарного месяца на основе индивидуального почасового графика спроса на электропотребление каждого промышленного предприятия.

Величина обязательств рассчитывается как среднее значение потребляемой электрической мощности в часы, совпадающие с часами суточного максимума электропотребления региональной электроэнергетической системы за рабочие дни расчетного месяца. Часы суточного максимума региональной электроэнергетической системы ограничены диапазоном плановых часов пиковой нагрузки (1.4) [237].

$$SP = VP_m \times TP_m, \quad (1.4)$$

где:  $VP_m$  – величина обязательств по покупке компонента электрической мощности промышленным предприятием в расчетный месяц (кВт × месяц) (1.5);

$TP_m$  – цена мощности, купленной потребителем электроэнергии в расчетный месяц (руб/кВт × месяц).

$$VP_m = \sum_{\text{раб},m} W_t^{\text{мес}} / n_{\text{раб},m} \quad \text{где } t = t_{\text{max\_регион}}, \quad (1.5)$$

где:  $t_{\text{max\_регион}}$  – час совмещенного максимума потребления электроэнергии по субъекту Российской Федерации, в котором промышленное предприятие осуществляет покупку электроэнергии в час  $t$  рабочего дня расчетного месяца (1.6);

$n_{\text{раб},m}$  – количество рабочих дней в расчетный месяц.

$$t_{\text{max\_регион}} \in T_{\text{пик\_CO}}, \quad (1.6)$$

где:  $T_{\text{пик\_CO}}$  – интервалы плановых часов пиковой нагрузки, утверждаемые Системным оператором ЕЭС России.

Пример интервалов плановых часов пиковой нагрузки, утверждаемых Системным оператором ЕЭС России для первой ценовой зоны оптового рынка на 2018 г., приведен на рисунке 1.24. Как следует из рисунка, интервалы плановых часов пиковой нагрузки ограничены дневными периодами суток рабочих дней, которые в разные месяцы календарного года характеризуются незначительными изменениями интервалов. Пример формирования величины обязательств по покупке компонента электрической мощности для промышленного предприятия представлен на рисунке 1.25. Из рисунка видно, что величина обязательств по покупке компонента электрической мощности зависит не от собственного суточного максимума электропотребления промышленного предприятия, а от номера часа суточного максимума региональной энергосистемы. Номер часа суточного максимума для энергосистемы определяется только для рабочих дней расчетного месяца и всегда попадает на один из интервалов плановых часов пиковой нагрузки энергосистемы.

Часы суток	январь 2018	февраль 2018	март 2018	апрель 2018	май 2018	июнь 2018	июль 2018	август 2018	сентябрь 2018	октябрь 2018	ноябрь 2018	декабрь 2018
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7												
8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
17	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
19	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
22	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
24	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

Рисунок 1.24 – Плановые часы пиковой нагрузки для первой ценовой зоны оптового рынка на 2018 г. (систематизировано автором) [237]

Пример фактических номеров часов пиковой нагрузки региональной энергосистемы Ленинградской области представлен на рисунке 1.26, из которого следует, что номера часов суточного максимума характеризуются цикличностью и изменениями в разрезе сезонов календарного года. Это дает возможность промышленным предприятиям выполнять точное прогнозирование номера часа суточного максимума энергосистемы с целью ценозависимого управления конфигурацией собственного графика электропотребления и сокращения затрат на оплату компонента электрической мощности.

Компонент «стоимость услуги по передаче электроэнергии». Стоимость услуг по передаче электроэнергии (СП) отражает плату за оказание услуг электросетевой инфраструктуры по транспортировке электроэнергии, вырабатываемой электростанциями до конечных потребителей электроэнергии. Величина обязательств по оплате услуг по передаче электроэнергии формируется для промышленных предприятий для каждого календарного месяца [130]. Ценозависимое управление затратами на оплату компонента услуг по передаче электроэнергии может производиться при переходе потребителя на расчет по



двухставочному варианту тарифа, расчёт которого выполняется по формуле (1.7) [197].

- Фактический суточный график электропотребления региональной энергосистемы рабочего дня месяца  $m$
- - - Фактический суточный график электропотребления промышленного предприятия рабочего дня месяца  $m$ , функционирующего в данной энергосистеме

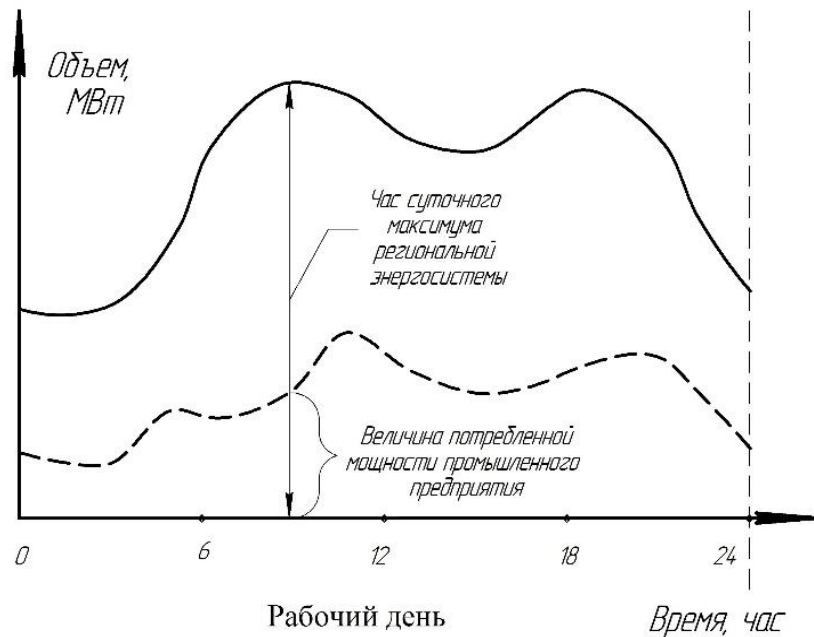


Рисунок 1.25 – Пример формирования величины обязательств по покупке электрической мощности промышленным предприятием (систематизировано автором) [201, 485]

$$СП = СП2_m^{\text{Техн\_расход}} + СП2_m^{\text{Содерж}}, \quad (1.7)$$

где:  $СП2_m^{\text{Техн\_расход}}$  – стоимость услуги по передаче электроэнергии по двухставочному тарифу, учитывающему стоимость технологического расхода (потерь) в электрических сетях в расчетный месяц (кВт×ч) (1.8).

$$СП2_m^{\text{Техн\_расход}} = T_m^{\text{Техн\_расход}} \times \sum_t W_t^{\text{мес}}, \quad (1.8)$$

где:  $T_m^{\text{Техн\_расход}}$  – ставка тарифа на оплату технологического расхода (потерь) в электрических сетях в расчетный месяц (руб/кВтч).

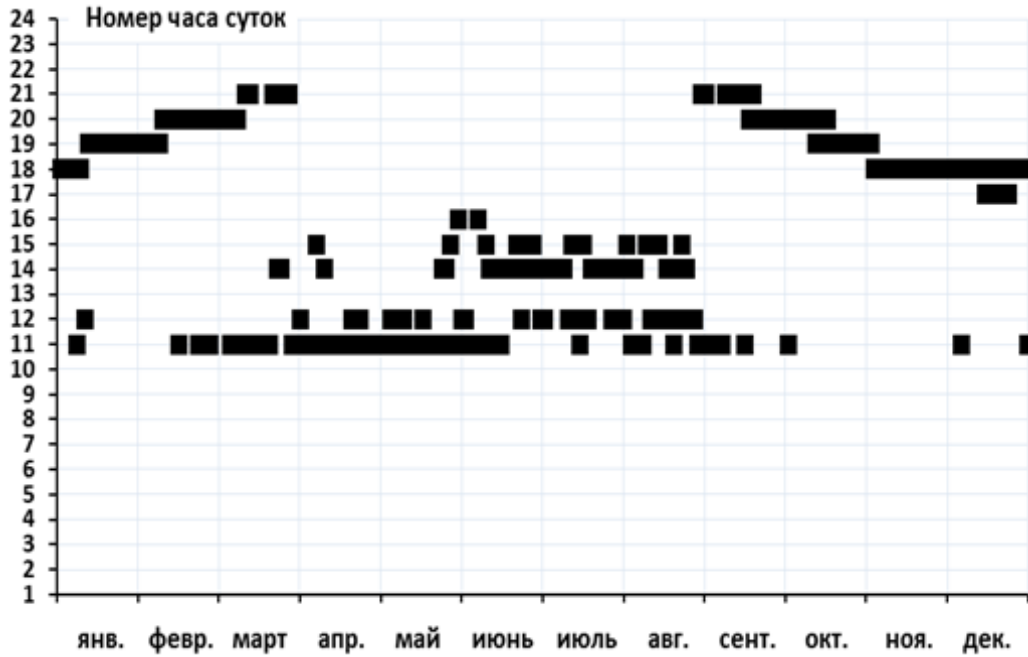


Рисунок 1.26 – Номера часов совмещенного суточного максимума энергосистемы Ленинградской области за рабочие дни 2016 г. (систематизировано автором) [168]

Стоимость технологического расхода электроэнергии не зависит от характера почасовых графиков нагрузки, и ее доля в общей стоимости услуг по передаче не превышает 20%.

$СП2_m^{\text{Содерж}}$  – стоимость услуги по передаче электроэнергии по двухставочному тарифу, учитывающему стоимость содержания электрических сетей в расчетный месяц (кВт×мес) (1.9).

$$СП2_m^{\text{Содерж}} = T_m^{\text{Содерж}} \times ВП2_m, \quad (1.9)$$

где:  $T_m^{\text{Содерж}}$  – ставка тарифа за содержание электрических сетей в расчетном месяце (руб/кВт × мес.);

$ВП2_m$  – величина, принимаемая для расчета обязательств по оплате за содержание электрических сетей, в расчетном месяце (кВтч в месяц) (1.10).

$$ВП2_m = \sum_{\text{раб},m} \max (W_{T_{\text{пик}}CO}^{\text{мес}}) / n_{\text{раб},m}, \quad (1.10)$$

где:  $\max(W_{T_{\text{пик\_СО}}}^{\text{мес}})$  – максимальная величина потребления электроэнергии в период интервалов плановых часов пиковой нагрузки  $T_{\text{пик\_СО}}$ , утверждаемых Системным оператором ЕЭС для рабочего дня расчетного месяца (кВтч в месяц).

На рисунке 1.27 представлен пример формирования величины обязательств по оплате составляющей содержания электрических сетей промышленным предприятием. Он показывает, что диапазон управления также ограничен плановыми часами пиковой нагрузки энергосистемы рабочих дней.

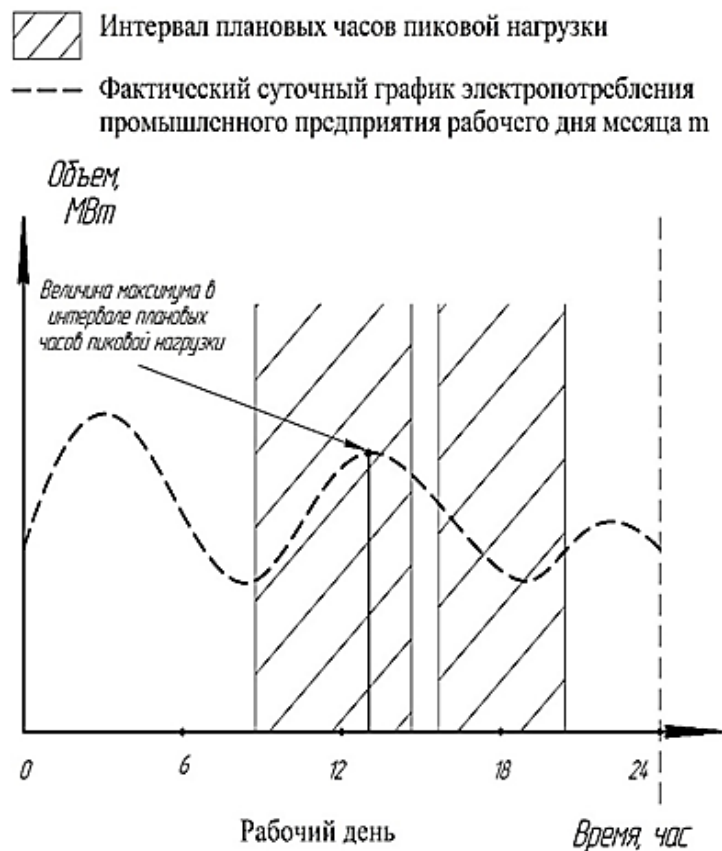


Рисунок 1.27 – Пример формирования величины обязательств по оплате составляющей содержания электрических сетей (составлено автором) [201, 485]

Таким образом, все три компонента стоимости закупа электроэнергии имеют зависимость от единого параметра – характера почасового суточного графика электропотребления промышленного предприятия  $W_t$  (1.11) [89].

$$\begin{cases} SE = SW + SP + СП \\ SW = f(W_t) \\ SP = f(W_t) \\ СП = f(W_t) \end{cases} \rightarrow SE = f(W_t). \quad (1.11)$$

Как было сказано выше, характер почасового суточного графика спроса на электропотребление для различных типов промышленных предприятий характеризуется волатильностью, связанной со спецификой режимов работы электропотребляющего оборудования [129, 351]. На рисунке 1.28 представлен пример почасовых графиков спроса на электропотребление различных типов промышленных предприятий за типовые сутки.

Характеристики спроса на потребление электроэнергии для различных типов промышленных предприятий существенно варьируются, что выражается в особенностях формирования конечной стоимости электроэнергии и различии цены закупа электроэнергии в зависимости от формы спроса (1.11) [485].

### **Стоимость закупа природного газа**

Основная часть природного газа, потребляемая промышленными предприятиями России, закупается у региональных поставщиков природного газа, филиалов ПАО «Газпром» – ООО «Газпром межрегионгаз». Закуп природного газа у региональных поставщиков регулируется Правилами поставки газа в РФ [207], а также дополнительно уточняется в договорах на поставку природного газа, заключаемых между промышленными предприятиями, поставщиками природного газа и организациями, транспортирующими природный газ в регионах.

Также часть природного газа, потребляемого промышленными предприятиями России, обращается в рамках товарно-сырьевой биржи АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа» [170], специфика ценообразования на которой отличается от условий закупа природного газа у региональных поставщиков. Условия закупа природного газа как у региональных поставщиков, так и в рамках товарно-сырьевой биржи предусматривают возможность для промышленных предприятий управлять

собственными затратами на закуп природного газа посредством управления конфигурацией посуточных графиков спроса на природный газ.

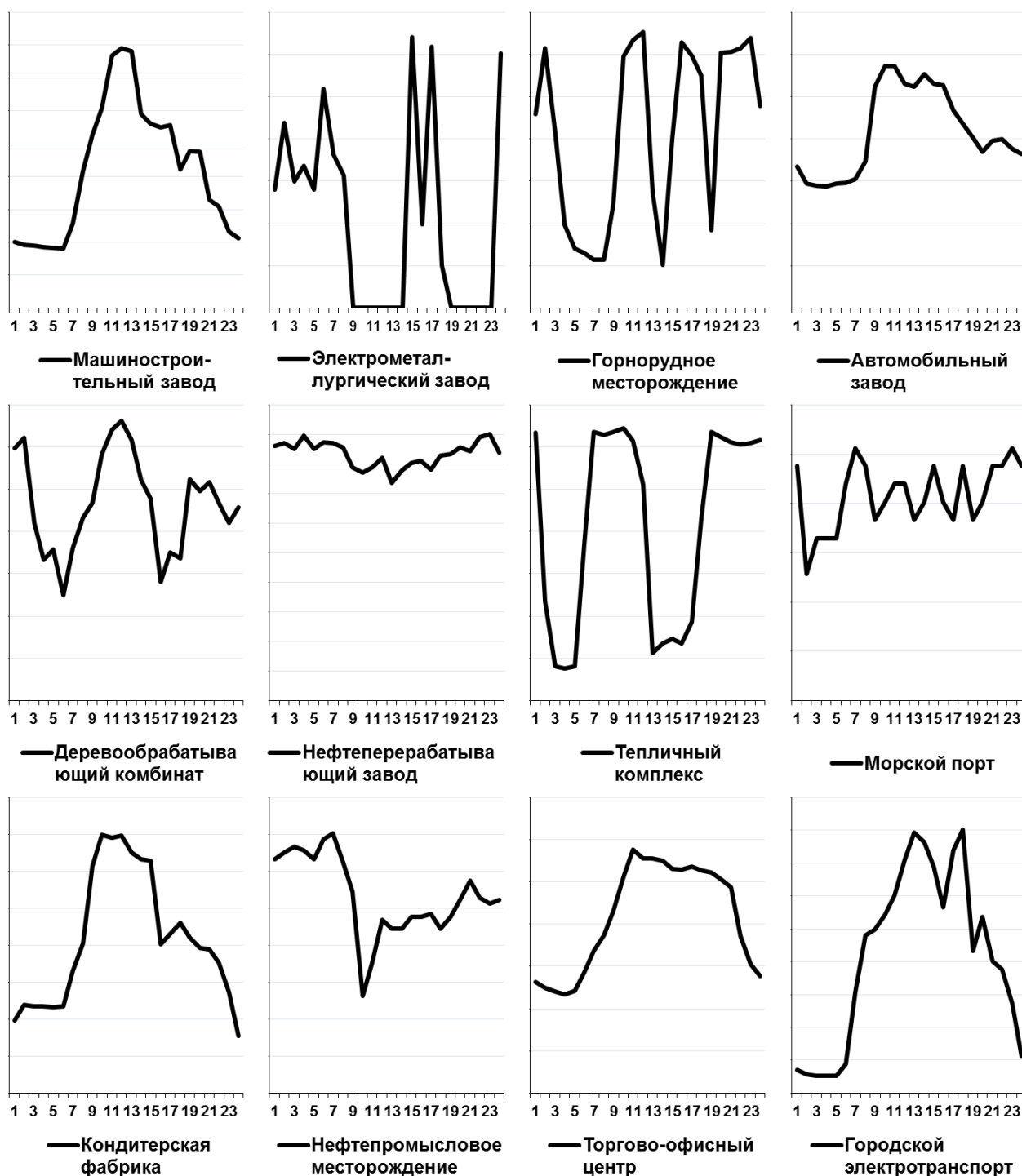


Рисунок 1.28 – Почасовые графики электропотребления различных типов промышленных предприятий и крупных потребителей электроэнергии за типовые сутки (систематизировано автором)

### **Закуп природного газа у региональных поставщиков**

Согласно Правилам поставки газа в РФ [207], промышленный потребитель природного газа обязан выполнять отбор (потребление) газа с учетом следующих условий:

1) потребитель газа обязан выбирать договорной объем газа равномерно в течение месяца в пределах установленной договором среднесуточной нормы поставки. Также при необходимости отбор газа возможен по заранее согласованному диспетчерскому графику;

2) в случае предусмотренной неравномерности посуточной выборки газа объем выборки газа не должен быть более, чем на 20% ниже и / или более, чем на 10% выше среднесуточной нормы поставки газа;

3) при перерасходе газа потребителем газ, выбранный сверх установленной суточной нормы, оплачивается потребителями по завышенным тарифам. Также при перерасходе газа возможно принудительное ограничение потребления со стороны газоснабжающей организации до установленной суточной нормы поставки;

4) при выборке потребителем объема газа ниже допустимой нормы поставщик газа имеет право применить санкции за невыбранный объем. Указанное условие распространяется на потребителей с объемом потребления от 10 млн куб м в год.

К потребителям природного газа, осуществляющим выборку свыше 10 млн куб м в год, относятся промышленные предприятия, использующие природный газ в технологических целях, промышленные предприятия, имеющие собственные газовые котельные, а также крупные потребители энергоресурсов, такие как логистические комплексы, торговые центры, крупные офисные здания, использующие природный газ для отопительных нужд. На рисунке 1.29 представлены примеры посуточных графиков спроса на потребление природного газа для различных типов промышленных предприятий и крупных потребителей природного газа за календарный месяц, позволяющие сделать вывод о существенной дифференциации характеристик неравномерности спроса на

потребление природного газа, вызванной особенностями графиков производственных процессов промышленных предприятий либо температурными факторами.

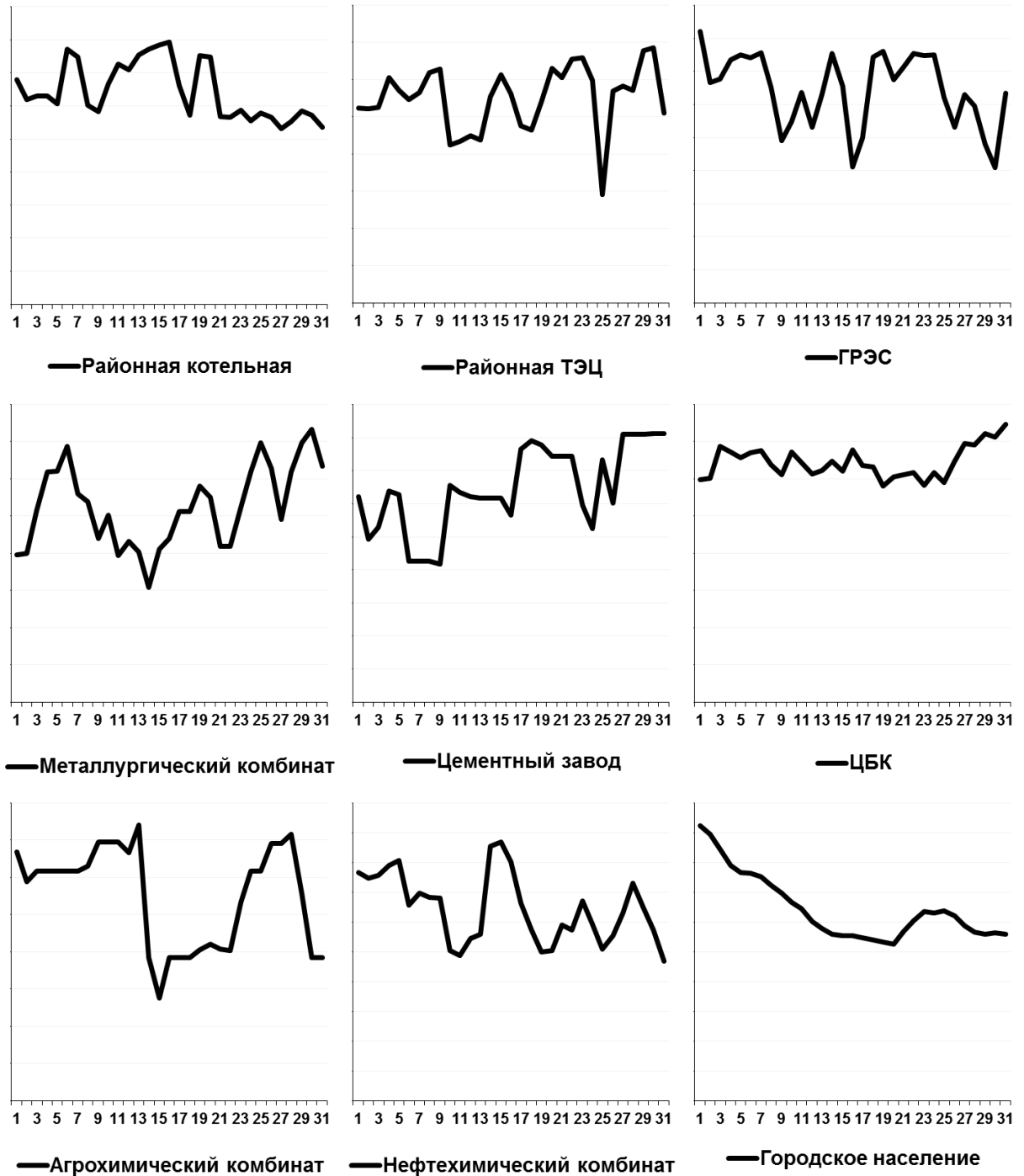


Рисунок 1.29 – Примеры посуточных графиков потребления газа для различных типов промышленных предприятий и крупных потребителей природного газа за календарный месяц (систематизировано автором)

На основании вышеописанных условий перерасход или недорасход природного газа относительно договорных величин влечет для промышленных предприятий оплату по завышенным тарифам, что приводит к увеличению конечной стоимости закупа природного газа. Также превышение потребления природного газа сверх допустимых величин ведет к ограничению в поставках природного газа со стороны газоснабжающих компаний, что может стать причиной убытков промышленных предприятий вследствие недовыпуска производимой продукции. Управление графиком собственного потребления природного газа позволяет промышленным предприятиям снижать затраты на закуп газа у поставщиков в рамках региональных и биржевых контрактов.

Стоимость природного газа, закупаемого промышленными предприятиями у региональных поставщиков, состоит из двух базовых компонент: стоимости закупа газа в рамках установленных лимитов и стоимости закупа газа сверх установленных лимитов (1.12) [89].

$$SGR = SGRL + SGRHL, \quad (1.12)$$

где:  $SGR$  – стоимость природного газа, закупаемого промышленными предприятиями и крупными потребителями газа у региональных поставщиков;

$SGRL$  – стоимость закупа природного газа в рамках установленных лимитов (1.13);

$SGRHL$  – стоимость закупа природного газа вне установленных лимитов (1.19).

$$SGRL = \Pi_m^{\text{Газ\_регион\_Лим}} \times V_m^{\text{лимит}}, \quad (1.13)$$

где:  $\Pi_m^{\text{Газ\_регион\_Лим}}$  – тариф за поставляемый природный газ у региональных поставщиков в рамках лимитов (руб./тыс. куб м) (1.14);

$V_m^{\text{лимит}}$  – величина месячного лимита выборки природного газа (договорная величина) у региональных поставщиков в расчетный месяц (тыс. куб м) (1.15).

$$\Pi_m^{\text{Газ\_регион\_Лим}} = \Pi_m^{\text{МРГ}} \times K_m^K + T_m^{\text{ТрансРГО}} + T_m^{\text{ССУ}} + T_m^{\text{Надб}}, \quad (1.14)$$



где:  $C_m^{\text{Газ\_регион}}$  – конечная цена закупа газа потребителем у регионального поставщика в рамках договорных лимитов (руб./тыс. куб м);

$C_m^{\text{МРГ}}$  – цена закупа газа у регионального поставщика (руб./тыс. куб м);

$K_m^K$  – коэффициент калорийности газа;

$T_m^{\text{ТрансРГО}}$  – тариф транспортировки газа по сетям региональной газораспределительной организации (руб./тыс. куб м);

$T_m^{\text{ССУ}}$  – тариф снабженческо-сбытовых услуг поставщика газа (руб./тыс. куб м);

$T_m^{\text{Надб}}$  – специальная надбавка к тарифам на транспортировку газа для финансирования программ газификации (руб./тыс. куб м);

$$V_m^{\text{лимит}} = \sum_{\text{мес}} \{ V_{\text{сут}}^{\text{факт}} \ni V_{\text{сут}}^{\text{лимит}} \}, \quad (1.15)$$

где:  $V_m^{\text{лимит}}_{\text{мес}}$  – фактическая величина потребления природного газа промышленным предприятием в рамках лимитов за расчетный месяц (куб м);

$V_{\text{сут}}^{\text{факт}}$  – фактическая величина потребления природного газа промышленным предприятием в каждые сутки (куб м);

$V_{\text{сут}}^{\text{лимит}}$  – величина суточных лимитов потребления природного газа за расчетный месяц (куб м).

Договорные величины (лимиты) потребления природного газа для промышленных предприятий  $V_{\text{сут}}^{\text{лимит}}$  определяются региональными газоснабжающими компаниями в договорах поставки газа. Лимиты представляют собой помесячные объемы газа, разрешенные к выборке. Величина помесячных лимитов для каждого предприятия индивидуальна и зависит от запрашиваемых со стороны промышленных предприятий объемов потребления и технологических возможностей газотранспортной системы.

Выборка природного газа в течение календарного месяца осуществляется при условии равномерности посуточного потребления (1.16).

$$V_{\text{сут}}^{\text{лимит}} = V_m^{\text{лимит}} / n_m^{\text{дни}}, \quad (1.16)$$

где:  $n_m^{\text{дни}}$  – количество календарных дней в расчетном месяце.

Таким образом, величина посуточных лимитов потребления природного газа для каждых суток расчетного месяца является постоянной (1.17).

$$V_{\text{сут}}^{\text{лимит}} \ni \text{мес}_m = \text{const} \quad (1.17)$$

Как упоминалось выше, посуточный график выборки природного газа для промышленных предприятий в течение месяца имеет волатильный характер. На рисунке 1.30 представлен пример посуточных лимитов для календарного месяца, величины допустимых коридоров выборки природного газа и график потребления газа промышленным предприятием. Как следует из графика, посуточные лимиты имеют постоянную величину в течение расчетного месяца поставки газа при волатильном характере фактического потребления, которое может выходить за рамки допустимого коридора.



Рисунок 1.30 – Пример суточных лимитов и посуточного потребления природного газа промышленным предприятием (систематизировано автором) [94, 207]

Величина закупа газа вне установленных лимитов рассчитывается на основе формулы (1.18) [94].

$$VGHL = \sum_{\text{мес}} \left\{ V_{\text{сут}}^{\text{факт}} \notin V_{\text{сут}}^{\text{лимит}} \right\} = \sum_{\text{мес}} \left( V_{\text{сут}}^{\text{сверхлимит}} + \left| V_{\text{сут}}^{\text{невыборка}} \right| \right). \quad (1.18)$$

Стоимость закупа газа вне установленных лимитов рассчитывается на основе формулы (1.19).

$$\text{SGRHL} = \left( \sum_{\text{мес}} V_{\text{сут}}^{\text{сверхлим}} \times T_{\text{м}}^{\text{сверхлим}} \right) + \left( \sum_{\text{мес}} V_{\text{сут}}^{\text{невыборка}} \times T_{\text{м}}^{\text{невыборка}} \right). \quad (1.19)$$

В случае если объем потребления газа превысил величину суточного лимита, объем потребления сверх лимита будет рассчитываться по формуле (1.20).

$$V_{\text{сут}}^{\text{сверхлимит}} = V_{\text{сут}}^{\text{факт}} - (V_{\text{сут}}^{\text{лимит}} \times 1,1), \quad (1.20)$$

где:  $V_{\text{сут}}^{\text{сверхлимит}}$  – величина объема суточного потребления газа промышленным предприятием, поддающаяся оплате с завышенным коэффициентом (тыс. куб м).

$$\text{Если } V_{\text{сут}}^{\text{сверхлимит}} < 0, \text{ то величина } V_{\text{сут}}^{\text{сверхлимит}} = 0.$$

В случае потребления газа ниже величины установленного коридора среднесуточной нормы выборки газа промышленное предприятие оплачивает штрафные санкции согласно объемам невыбранного газа относительно договорных величин (1.21).

$$V_{\text{сут}}^{\text{невыборка}} = V_{\text{сут}}^{\text{лимит}} \times 0,8 - V_{\text{сут}}^{\text{факт}}, \quad (1.21)$$

где:  $V_{\text{сут}}^{\text{невыборка}}$  – величина невыбранного объема суточного потребления газа промышленным предприятием, поддающаяся наложению штрафных санкций (тыс. куб м).

$$\text{Если } V_{\text{сут}}^{\text{невыборка}} < 0, \text{ то величина } V_{\text{сут}}^{\text{невыборка}} = 0.$$

Тариф за оплату объема газа, потребленного сверх допустимых коридоров выборки газа за расчетный месяц, рассчитывается по формуле (1.22).

$$T_{\text{м}}^{\text{сверхлим}} = \text{Ц}_{\text{м}}^{\text{Газ_регион_Лим}} \times K^{\text{сверхлимит}}, \quad (1.22)$$

где:  $K^{\text{сверхлимит}}$  – величина превышающего коэффициента [207].

для периода с 15 апреля по 15 сентября  $K^{\text{сверхлимит}} = 1,1$ ;

для периода с 16 сентября по 14 апреля:  $K^{\text{сверхлимит}} = 1,5$ .

Различие коэффициентов для разных периодов поставки газа объясняется ростом спроса на потребление газа в периоды отопительного сезона в Единой системе газоснабжения России.

Тариф за оплату невыбранного объема газа за расчетный месяц рассчитывается по формуле (1.23).

$$T_m^{\text{невыборка}} = \Pi_m^{\text{Газ\_регион\_Лим}} \times (K^{\text{сверхлимит}} - 1). \quad (1.23)$$

Из формул (1.12–1.23) можно сделать вывод о том, что каждый компонент стоимости природного газа для отдельного промышленного предприятия рассчитывается также индивидуально в зависимости от характера индивидуального почасового графика спроса на потребление природного газа в каждом расчетном месяце  $V_t$  (1.24).

$$SGR = \begin{cases} SGRL = f(V_t) \\ SGRHL = f(V_t) \end{cases}, \rightarrow SG = f(V_t). \quad (1.24)$$

При управлении конфигурацией собственного графика спроса  $V_t$  потребляемого природного газа промышленные предприятия имеют возможность управлять собственной стоимостью закупаемого газа в рамках контрактов с региональными поставщиками  $SGR$ .

### **Закуп природного газа в рамках товарно-сырьевой биржи**

С 2014 г. модель газоснабжения России претерпела усовершенствования в части появления у промышленных предприятий возможности закупа газа у независимых поставщиков в рамках механизма товарно-сырьевой биржи. Организованные торги природным газом реализуются на площадке АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа» (АО «СПбМТСБ») [170]. Начало реализации биржевых торгов природным газом в России реализовано в рамках выполнения поручения Президента Российской Федерации об организации торгов природным газом и действует с октября 2014 г. Ценовые параметры природного газа, реализуемого на АО «СПбМТСБ», ниже тарифов, устанавливаемых ФСТ России для промышленных предприятий, действующих в каждом регионе России. Экономически более выгодные ценовые индикаторы АО «СПбМТСБ» формируются за счет реализации на бирже природного газа, добываемого независимыми поставщиками, не имеющими доступа к региональным рынкам поставок природного газа. Среди независимых поставщиков газа на АО «СПбМТСБ» можно выделить ПАО «НК «Роснефть»,

ПАО «НОВАТЭК», ОАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», ООО «Севернефть-Уренгой» [170].

Согласно Правилам проведения организованных торгов в Секции «Газ природный» АО «СПбМТСБ», покупку природного газа на организованных торгах может производить любой участник, получивший в установленном порядке допуск к участию в торгах [208]. Купля-продажа газа производится в рамках торговых сессий, на которых природный газ может закупаться на два временных периода: на календарный месяц и на сутки [240]. На календарный месяц производится купля-продажа стандартизированных объемов газа, кратных 100 тыс. куб м в месяц. На каждые сутки производится купля-продажа стандартизированных объемов, кратных 10 тыс. куб м. Объемы, потребляемые сверх объемов газа, купленных на товарно-сырьевой бирже, промышленное предприятие закупает у регионального поставщика. В случае если фактический объем потребления природного газа оказался ниже объема, купленного на товарно-сырьевой бирже, покупатель природного газа оплачивает штраф в размере 15% от величины невыбранного объема [206].

Объем газа, закупаемого на товарно-сырьевой бирже  $V_m^{\text{Биржа}}$ , определяется величиной биржевого контракта на каждые сутки расчетного месяца (1.25).

$$V_m^{\text{Биржа}} = \sum_{\text{мес}} V_{\text{сут}}^{\text{биржа}}, \quad (1.25)$$

где:  $V_m^{\text{Биржа}}$  – величина закупа газа на товарно-сырьевой бирже за расчетный месяц (тыс. куб м);

$V_{\text{сут}}^{\text{биржа}}$  – величина закупа газа на товарно-сырьевой бирже за каждые сутки расчетного месяца (тыс. куб м).

В случае закупа газа на товарно-сырьевой бирже величина закупа газа у региональных поставщиков определяется по формуле (1.26) [90].

$$\sum_{\text{мес}} V_{\text{сут}}^{\text{регион}} = \sum_{\text{мес}} V_{\text{сут}}^{\text{факт}} - \sum_{\text{мес}} V_{\text{сут}}^{\text{биржа}}, \quad (1.26)$$

где:  $V_{\text{сут}}^{\text{регион}}$  – величина закупа газа у регионального поставщика (тыс. куб м).

Величина  $V_m^{\text{Биржа}}$  для каждого месяца поставки газа может различаться и зависит от величины контракта на закуп газа для каждого расчетного месяца.

В случае закупа газа на товарно-сырьевой бирже стоимость природного газа будет состоять из трех базовых компонент: стоимости закупа газа в рамках установленных лимитов *SGRL*, стоимости закупа газа сверх установленных лимитов *SGRHL* и стоимости закупа газа на товарно-сырьевой бирже (1.27).

$$SG = SGR + SGS, \quad (1.27)$$

где: *SGS* – стоимость закупа газа на товарно-сырьевой бирже (руб.).

Стоимость природного газа, закупленного на товарно-сырьевой бирже, определяется по формуле (1.28).

$$SGS = \left( \sum_{\text{мес}} V_{\text{сут}}^{\text{биржа}} \times \Pi_m^{\text{Биржа}} \right) + Q_m^{\text{Штраф}}. \quad (1.28)$$

Цена закупа природного газа на товарно-сырьевой бирже для промышленного предприятия формируется согласно формуле (1.29):

$$\Pi_m^{\text{Биржа}} = \Pi_m^{\text{СП6МТСБ}} + T_m^{\text{Транс МРГП}} + T_m^{\text{Транс РГО}} + T_m^{\text{Надб}} + T_m^{\text{Комисс}}, \quad (1.29)$$

где:  $\Pi_m^{\text{Биржа}}$  – конечная цена закупа газа промышленным предприятием на товарно-сырьевой бирже (руб./тыс. куб м);

$\Pi_m^{\text{СП6МТСБ}}$  – рыночная цена природного газа в базисе поставки (руб./тыс. куб м);

$T_m^{\text{Транс МРГП}}$  – тариф транспортировки природного газа по магистральным газораспределительным сетям от базиса поставки до региональной газораспределительной станции (руб./тыс. куб м);

$T_m^{\text{Транс РГО}}$  – тариф транспортировки природного газа по сетям региональной газораспределительной организации (руб./тыс. куб м);

$T_m^{\text{Надб}}$  – специальная надбавка к тарифам на транспортировку природного газа для финансирования программ газификации (руб./тыс. куб м);

$T_m^{\text{Комисс}}$  – комиссия за организацию торговой системы, взимаемая биржевой инфраструктурой (руб./тыс. куб м).

Величина штрафа в случае невыборки объема газа, купленного на товарно-сырьевой бирже, рассчитывается по формуле (1.30) [90].

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{если: } V_{\text{сут}}^{\text{Биржа}} - V_{\text{сут}}^{\text{факт}} > 0 \\ Q_m^{\text{Штраф}} = \sum_{\text{мес}} |V_{\text{сут}}^{\text{Биржа}} - V_{\text{сут}}^{\text{факт}}| \times \text{Ц}_{\text{сут}}^{\text{СПбМТСБ}} \times 0,15' \end{array} \right. \quad (1.30)$$

где:  $V_{\text{сут}}^{\text{Биржа}}$  – объем закупа газа на АО «СПбМТСБ» на каждые сутки (тыс. куб м);

$V_{\text{сут}}^{\text{факт}}$  – объем фактического потребления природного газа промышленным предприятием на каждые сутки (тыс. куб м);

$\text{Ц}_{\text{сут}}^{\text{СПбМТСБ}}$  – цена закупа газа на АО «СПбМТСБ» на каждые сутки (руб./тыс. куб м).

В случае потребления газа сверх объема, купленного на товарно-сырьевой бирже, потребление газа промышленным предприятием осуществляется по договору с действующим региональным поставщиком газа [203].

Таким образом, учитывая волатильность ценовых параметров стоимости закупа газа на АО «СПбМТСБ» и различия в стоимости его транспортировки до отдельных регионов России, экономическая эффективность закупа газа на бирже существенно отличается для промышленных предприятий, расположенных в разных регионах страны. Экономическая эффективность закупа газа на товарно-сырьевой бирже может быть определена как процент отклонения биржевых цен на газ от цен регионального поставщика по формуле (1.31):

$$\text{ЭЦ}_m = (\text{Ц}_m^{\text{Регион}} - \text{Ц}_m^{\text{Биржа}}) / \text{Ц}_m^{\text{Регион}}, \quad (1.31)$$

где:  $\text{ЭЦ}_m$  – экономический эффект от закупа природного газа на АО «СПбМТСБ» для потребителей газа в расчетном месяце (%).

По результатам анализа формул (1.25–1.31) можно сделать вывод о том, что каждый компонент стоимости природного газа, закупаемого промышленным предприятием на товарно-сырьевой бирже, рассчитывается также индивидуально в зависимости от характера почасового графика спроса на потребление

природного газа потребителя в каждом расчетном месяце  $V^t$ . Следовательно, для промышленных предприятий управление собственным графиком спроса  $V^t$  позволяет управлять стоимостью природного газа, закупаемого в рамках контрактов на товарно-сырьевой бирже  $SG$  (1.32) [90].

$$\begin{cases} SG = SGRL + SGRHL + SGS \\ SGRL = f(V_t) \\ SGRHL = f(V_t) \\ SGS = f(V_t) \end{cases}, \rightarrow SG = f(V_t). \quad (1.32)$$

Таким образом, анализ механизмов ценообразования на электроэнергию в рамках оптового и розничного рынков электроэнергии России позволяет заключить, что величины компонентов стоимости, а именно электрической энергии, электрической мощности, услуг по передаче электроэнергии имеют прямую зависимость от характеристик волатильности индивидуального спроса на потребление электроэнергии каждого промышленного предприятия. Аналогично, анализ механизмов ценообразования на природный газ в рамках закупа как у региональных поставщиков, так и на товарно-сырьевой бирже позволил констатировать, что параметры ценообразования на обращаемый природный газ также имеют зависимость от индивидуальных характеристик волатильности графиков спроса на природный газ для каждого промышленного предприятия.

Проведенное исследование форм графиков потребления электроэнергии и природного газа промышленным предприятием в разрезе различных временных периодов и анализ действующих механизмов ценообразования на обращение электроэнергии и природного газа в России дают основания заключить, что современная энергосистема России содержит в себе внутренние резервы управления, позволяющие сокращать затраты на потребление электроэнергии и природного газа для промышленных предприятий. Для использования данных возможностей в процессе повышения энергетической эффективности экономики России необходимо наличие специального методологического и методического обеспечения.



## Выводы по главе 1

1. Экономика России занимает одну из лидирующих позиций в мировом энергобалансе по объемам производства и потребления топливно-энергетических ресурсов, а по объемам общего экспорта энергоресурсов является первой в мире. Несмотря на существенные масштабы топливно-энергетического комплекса, по показателям эффективности использования производимых энергоресурсов Россия существенно отстает от многих стран мира, что подтверждается сравнительно низкими показателями электропотребления на душу населения и высокой электроемкостью ВВП на уровне всей национальной экономики.

2. В России реализация политики энергосбережения и повышения энергетической эффективности – чрезвычайно сложная задача, что обусловлено суровыми природно-климатическими условиями страны, высокой долей энергоемких потребителей в структуре спроса на конечные энергоресурсы, использованием устаревшего энергопотребляющего оборудования и пр.

3. Одним из значимых параметров, влияющих на стоимостные показатели обрабатываемой электроэнергии на уровне электроэнергетических систем, является волатильность графиков спроса на электропотребление. Сравнение характеристик волатильности спроса на электропотребление в различных странах мира показало, что параметры волатильности спроса в России выше, чем в большинстве стран, что отчасти объясняет отставание показателей энергетической эффективности России от среднемирового уровня.

4. Природный газ является вторым после электрической энергии наиболее потребляемым энергетическим ресурсом в России, в связи с чем энергетическая эффективность потребления природного газа оказывает значительное влияние на параметры общей энергетической эффективности на уровне национальной экономики России. Анализ технологических особенностей изменения спроса на потребление природного газа в рамках Единой системы газоснабжения России выявил ряд схожих параметров с технологическими особенностями обращения электроэнергии в рамках Единой энергетической системы России. Это проявляется в характеристиках волатильности спроса на потребление природного

газа на различных уровнях, в технологическом единстве процессов производства и потребления природного газа, в одновременном обеспечении газом всех промышленных предприятий, действующих в Единой системе газоснабжения и пр. Учитывая значительную долю потребления природного газа в России на выработку электроэнергии, графики изменения спроса на электропотребление оказывают прямое влияние на спрос на потребление газа. Все это позволяет сделать вывод о целесообразности управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России с целью максимизации повышения энергетической эффективности в стране в целом.

5. Несмотря на постоянное совершенствование законодательства в области управления топливно-энергетическим комплексом России, в законодательных и нормативных актах в области электроэнергетики и газоснабжения отсутствуют механизмы, напрямую стимулирующие промышленные предприятия к выравниванию собственного спроса на потребление энергоресурсов.

6. Анализ принципов ценообразования на закуп электроэнергии в рамках оптового и розничного рынка электроэнергии России позволил выявить возможные направления для промышленных предприятий для собственного управления основными компонентами конечной стоимости закупаемой электроэнергии. Учитывая волатильный характер почасовых графиков электрических нагрузок для большинства типов промышленных предприятий, в действующих экономических условиях существуют значительные внутренние резервы для управления стоимостью обрабатываемой электроэнергии, закупаемой из ЕЭС России.

7. Проведенный анализ принципов ценообразования на закуп природного газа как у региональных поставщиков, так и в рамках товарно-сырьевой биржи также выявил наличие возможностей для управления затратами на закуп природного газа на основе управления собственными графиками спроса на него со стороны промышленного предприятия.

8. Проведенные в диссертационной работе эмпирические и аналитические исследования позволяют констатировать наличие перспективных направлений и

резервов повышения энергетической эффективности в России. Одним из таких направлений является внедрение механизмов управления спросом, ключевым аспектом которого выступает выравнивание графиков спроса на энергопотребление промышленных предприятий. Кроме того, в России целесообразно применение комплексных инструментов управления спросом на потребление электрической энергии и природного газа на промышленных предприятиях.

## **ГЛАВА 2. ГЕНЕЗИС ИССЛЕДОВАНИЙ В ОБЛАСТИ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ**

### **2.1. Генезис мировых исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии**

Несмотря на то что в России внедрение системы управления спросом на потребление электроэнергии находится на этапе разработки концепции, во многих странах методы и модели управления спросом на электропотребление находят широкое практическое применение в повседневной деятельности промышленности и прочих групп потребителей электроэнергии. На этапе индустриального развития мировой экономики, централизации и укрупнения энергосистем энергетическая политика большинства развитых стран была направлена на поощрение повышения объемов использования электроэнергии, что было обусловлено ростом числа производственных предприятий и расширением объема выпуска промышленных товаров. Интенсивная электрификация приводила не только к снижению удельных затрат на выработку электроэнергии за счет эффекта масштаба, но и к развитию технологий в области производства, передачи и использования электроэнергии. Вектор современного этапа эволюционного развития мировой энергетики, наоборот, направлен на сдерживание роста спроса на потребление электроэнергии и повышение эффективности ее использования на всех этапах обращения для снижения стоимости для конечного потребителя, и одним из эффективных механизмов в этой сфере выступает управление спросом на электропотребление. В связи с этим представляется актуальным рассмотреть основные предпосылки и задачи управления спросом в исторической ретроспективе.

Управление спросом «demand-side management (DSM)» – это устоявшаяся экономическая категория, используемая в практике взаимодействия между энергоснабжающими компаниями и потребителями электроэнергии. Также в научной литературе и законодательной базе встречаются термины «energy demand

management» (управление энергопотреблением) и «demand-side response (DSR)» (ответ со стороны спроса) [358]. Страной – родоначальником управления спросом на потребление электроэнергии являются США. Основной предпосылкой развития механизмов управления спросом стали нефтяные кризисы произошедшие 1973 и 1979 гг. [501].

Нефтяной кризис 1973 г. был первым энергетическим кризисом и до сих пор считается крупнейшим в истории мировой экономики. 17 октября 1973 г. арабские страны – экспортеры нефти, входящие в ОПЕК, а также Египет и Сирия заявили об отказе в поставке нефти в такие страны, как США, Канада, Япония, Нидерланды и Великобритания. После эмбарго распространилось на Португалию, Родезию и Южную Африку [437]. В течение следующего года цена на нефть выросла в четыре раза – с \$3 до \$12 за баррель. В промышленных странах рост цен на нефть вызвал экономический кризис, и эмбарго было названо «первым нефтяным шоком».

Последствия нефтяного эмбарго прежде всего отразились на экономике США, которые с 1970 г. переживали период спада собственной добычи нефти и высокой доли импорта энергоресурсов в структуре энергобаланса. Энергетический кризис стал реальной угрозой энергетической безопасности США на общенациональном уровне [528]. Как следствие, в США развернулась политика масштабной экономии энергоресурсов: произошло сокращение отпуска бензина с заправок, авиакомпаниям было предписано сократить число рейсов, а правительственным учреждениям – приказано экономить электроэнергию и сократить автомобильный парк. Управлением по охране окружающей среды временно было отменено ограничение на использование загрязняющего атмосферу угля [246]. В 1975 г. в США был создан национальный резерв нефти – Стратегический нефтяной резерв США [492]. Аналогичные запасы нефти (не менее 3-месячного объёма импорта) были созданы во многих странах ОЭСР, вступивших в международную организацию «Международное энергетическое агентство» [395].

Как следствие, высокие затраты на производство электроэнергии в конце 70-х гг. стали причиной повышения интереса со стороны коммунальных предприятий к разработке программ управления спросом с целью сокращения энергозатрат. Так, в отдельных штатах: Калифорнии и Висконсине – были приняты локальные законодательные меры по стимулированию потребителей электроэнергии к снижению собственного спроса на электропотребление. В продолжение вышеописанных мер в 1978 г. Федеральное правительство США приняло Закон о государственной политике в области коммунальных услуг (Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA) [497], который был направлен в том числе на развитие мер по снижению спроса на электропотребление на всех уровнях. В итоге к середине 1980-х гг. программы управления спросом на электропотребление действовали в большей части штатов США [380].

«Второй нефтяной шок», побудивший многие страны мира всерьёз задуматься о принятии мер, направленных на снижение спроса на потребление энергоресурсов, пришелся на период 1979–1980-х гг. Являясь результатом иранской революции и ирано-иракской войны, спад добычи нефти привел к росту мировых цен на нефть более чем в два раза, до 39,5\$ за баррель [389].

Таким образом, основной предпосылкой появления и развития технологий управления спросом можно считать нефтяное эмбарго и рост стоимости поставки энергоресурсов. Появилось понимание более высокой эффективности действий по управлению спросом на электропотребление по сравнению с мероприятиями по строительству новых энергетических мощностей, в результате чего управление спросом было официально введено Научно-исследовательским институтом электроэнергетики США (Electric Power Research Institute (EPRI) в научный оборот [356].

В 1993 г. Международное энергетическое агентство, образованное после событий «первого нефтяного шока» государствами-членами ОЭСР, положило начало созданию международных программ по развитию технологий «demand-side management» [346]. В настоящий момент программы управления спросом на

электропотребление реализуются более чем в 30 странах ОЭСР. В ряде стран стратегии «Demand Response» были приняты на уровне стандартов ISO [318].

Проведенный анализ показывает, что основной причиной развития научных исследований и разработок в области управления спросом на электропотребление стал рост цен на нефть и повышение стоимости производства энергоресурсов. Следует отметить, что сначала программы управления спросом на электропотребление стали разрабатываться на конкретных предприятиях, затем их основные результаты были закреплены на законодательном уровне, и вследствие этого повысился интерес научного сообщества к данной проблематике.

Однако следует отметить, что встречаются научные исследования, посвященные некоторым отдельным аспектам управления спросом на электропотребление, по времени опубликования предшествующие нефтяным экономическим кризисам. Например, проблема выравнивания электрических нагрузок была признана научным сообществом гораздо раньше. Так, в работе В. Холмса [392], опубликованной в журнале Института инженеров-электриков в 1929 г., предприняты попытки разработки методов стимулирования потребителей электроэнергии к работе в непиковые периоды, а в журнале *Electrical Engineering*, в 1931 г. Фарли Г. Кларк [335] доказывает, что избыточную энергию можно продавать по такой низкой цене, которая могла бы стимулировать строительство энергоемких производств с адаптацией режимов их работы к свободным энергетическим мощностям, возникающим в периоды провала основной нагрузки электроприемников. Позднее, в 1957 г., П.О. Штейнером [489] было предложено применение гибкой тарифной политики с целью управления пропускной способностью электрической сети, а исследователь из США О.Э. Уильямс в 1966 г. [520] опубликовал работу, посвященную проблеме пиковых нагрузок в энергосистеме и предложил формировать стоимостные параметры электроэнергии с учетом инвестиционных затрат энергосистемы.

При этом все эти исследования носили единичный характер, не имели системной взаимосвязи и общего вектора развития. И, как уже отмечалось выше,

системное развитие мировых исследований в области управления спросом на электропотребление начинается с середины 1970-х гг., и основной предпосылкой к этому стали мировые нефтяные кризисы.

С нашей точки зрения, в раскрытии причинно-следственных связей развития мировых исследований в области управления спросом целесообразно выделить 6 основных этапов, на каждом из которых решаются актуальные научные задачи своего времени и одновременно формируются предпосылки появления объективных задач следующего периода:

- 1 этап – Идентификация проблемы волатильности спроса, систематизация знаний о механизмах в области управления волатильностью спроса (1971–1980 гг.);
- 2 этап – начало реализации управления спросом на электроэнергию в виде целевых программ (1980–1994 гг.);
- 3 этап – разработка и реализация программ управления спросом на электроэнергию в различных странах мира (1994–2004 гг.);
- 4 этап – интеграция моделей управления спросом в систему рынков электроэнергии (2004–2009 гг.);
- 5 этап – интеграция технологий управления спросом на потребление электроэнергии с концепцией Smart Grid (2009–2014 гг.);
- 6 этап – внедрение технологий распределенной энергетики, возобновляемых источников энергии, электромобилей и интернета вещей (2014 – по н. в.).

После нефтяных кризисов в результате роста внимания к вопросу управления спросом на электропотребление появляется множество исследований, посвященных разностороннему описанию тематики управления нагрузкой со стороны потребителей электроэнергии. Следует отметить, что на данном этапе наиболее часто используется термин «Load Management» (с англ. управление нагрузкой) и основная доля научных разработок принадлежит ученым из США и стран Европы.



Еще одной предпосылкой к развитию исследований в области управления электрическими нагрузками стало развитие технических средств контроля, сбора, обработки и передачи данных о параметрах потребления электроэнергии, которое пришлось на начало 1970-х гг. Так, в исследованиях американской научной школы, выполненных под руководством К. Якобса [397], Д.Х. Спенсера [488], Ф.Л. Элдриджа [355] в 1971 г., предлагаются технологии учета электроэнергии, позволяющие выполнять как дискретное, так и автоматическое удаленное считывание показаний приборов, а в 1973 г. предлагаются направления совершенствования технологий измерения и модернизации приборов учета с целью участия в управлении спросом на электропотребление [354].

В целом работы этого этапа можно выстроить в некой логической последовательности от идентификации проблемы управления нагрузкой к применению различных технологий учета и сбора данных для решения этой проблемы и, как следствие, к разработке конкретных механизмов управления спросом и оценке стоимостных характеристик и эффективности управленческих воздействий.

Г. Капланом [401] и Х.В. Бети [305] предложено применение двунаправленных систем управления нагрузками потребителей электроэнергии. В работах Б.Ф. Хастингса [387] и Д.В. Стоккера [491], опубликованных в 1979 г., приводятся результаты исследования эффективности применения дистанционных систем управления нагрузкой бытовых водонагревателей и кондиционеров. Следует упомянуть о том, что одной из базовых технологий управления в 1970-х гг. являлась технология автоматического сбрасывания и восстановления нагрузки, описанная в работе Р.М. Малишевски [428], основу которой составляют частотные реле, используемые в качестве экстренной меры для защиты оборудования от перегрузки или для управления веерными отключениями. Отдельная часть исследований посвящена вопросу моделирования сценариев изменения электрических нагрузок в процессе управления (Г.Д. Берг [308], П.Ф. Швайзер [478], Р.В. Боссерт [314], Р.Ф. Прайс [462]).

Оценке социальных краткосрочных и долгосрочных последствий управления нагрузкой, в том числе в отраслевом разрезе, и влиянию управленческих воздействий на эксплуатацию энергосистем посвящены работы Д. Ментока [434], М.Г. Моргана [443], С.Н. Талукдара [494], которые можно считать прорывными для своего времени и обуславливающими дальнейшее развитие исследований в этой сфере.

Исследованиям в области автоматизации сбора и передачи данных результатов измерений были посвящены работы Т.С. Бенгардта [301], В. Эльбея [353], С.Р. Ривкина [472], Т.Л. Эбнера [352] и Л.С. Верселотти [508]. Эбнером и Верселотти была предложена технология передачи результатов измерений через существующие телефонные линии связи, что существенно расширило границы учета и контроля.

Особое значение имеет цикл работ «Load management» Р. Волкера [520], посвященных анализу и всестороннему исследованию проблематики неравномерности спроса на электропотребление и моделированию последствий, вызванных его колебаниями. Важное значение для научных исследований того времени имеют работы Ф.Г. Зарба [530], Т. Лааспера [408, 409], Р.Е. Шилла [477], где проводится анализ интересов всех участников процесса обращения электроэнергии и возможностей применения различных методов оценки возникающих рисков.

Следствием научных разработок в области управления нагрузкой, моделирования различных сценариев электропотребления и использования в этих целях современных методов сбора и обработки информации стало появление исследований, посвященных анализу влияния внедряемых мероприятий на стоимость энергоресурсов и оценке результатов апробации и уровня эффективности технологий управления спросом на электропотребление.

Среди особо значимых работ можно выделить исследования, выполненные под руководством В.А. Мортонна [444] и Х.Е. Ниссела [449], в которых проведен анализ изменения долгосрочных затрат на энергоснабжение в сценариях управления нагрузкой, и работы Д.Т. Вендерса [519], Г.Х. Грейнджера [384],

Р.Х. Тейда-младшего [495] и Д.Р. Креспо [337], посвященные вопросу разработки моделей ценообразования на электрическую энергию в периоды максимальной нагрузки.

Логическим продолжением научных разработок по внедрению механизмов управления спросом стали исследования, посвященные апробации и эффективности новых технологий. В работах Д. Уолкера [514], А. Рекина и Дж. Ларго [470] оценивается эффективность применения гибких тарифов на поставку электроэнергии в рамках энергетики Великобритании и Франции. Эти исследования стали базой для развития вопроса применения гибких тарифов на поставляемую электроэнергию и впоследствии были продолжены В.М. Митчелом [411, 439], В.Д. Джефферсоном [398], Д.Р. Малко [430]. Кроме того, в 1979 году появилось одно из первых исследований, посвященных анализу применения элементов DSM в рамках практической деятельности предприятий на примере американской компании – поставщика электроэнергии «Minnkota Power Cooperative» [447].

Таким образом, здесь была заложена основа исследований в области управления спросом на электропотребление, проанализированы возможности прямого и косвенного управления поведением потребителей, а также целесообразность применения экономических стимулов. Сформированная теоретическая платформа стала базой для разработки конкретных программ управления спросом и рекомендаций по их внедрению с учетом отраслевых, социально-экономических и индивидуальных страновых характеристик, что стало основной предпосылкой перехода к следующему качественно новому этапу научных исследований.

Следующий этап развития исследований в области управления спросом характеризуется началом практического внедрения теоретических результатов исследований в области управления спросом в программы развития электроэнергетических компаний, действующих в энергосистемах США и Европы [379]. Ускорение реализации программ DSM и поддержка их внедрения со стороны правительств связаны со вторым нефтяным шоком 1979–1980 гг. и

очередным витком роста стоимости энергоносителей и услуг по поставке электроэнергии конечным потребителям. Внимание к проблеме DSM со стороны правительственных органов подчеркнуло высокую перспективность научных исследований в области DSM и вызвало существенный интерес у представителей американской и европейской научных школ к более интенсивному развитию теоретических исследований в области управления спросом.

В результате внедрения практических инструментов DSM в деятельность энергосистем США и стран Европы к конечным потребителям электроэнергии начали применять ценовые стимулы и штрафы за превышение электрических нагрузок, направленные на выравнивание роста и волатильности спроса в энергосистемах. Это определило начало эпохи, когда в управлении нагрузкой энергосистем начали участвовать не только энергокомпании, но и сами потребители электроэнергии, в том числе бытовые. Последнее стало предпосылкой для развития научных исследований в области моделирования и управления собственными электрическими нагрузками различными типами потребителей электроэнергии, относящихся как к промышленному, так и к бытовому сектору.

Еще одной существенной предпосылкой к началу нового этапа развития исследований в области DSM стало развитие средств и технологий электронно-вычислительных машин, которые с начала 1980-х гг. начали применяться во всех сферах промышленности, в том числе в топливно-энергетическом комплексе. Привлечение технологий ЭВМ к моделированию электрических нагрузок потребителей в различных сценариях управления спросом позволило вывести исследования на качественно новый уровень.

В начале 1980-х гг. на базе американского института инженеров по электротехнике и электронике (Institute of Electrical and Electronics Engineers) в рамках комитета по энергетической инженерии была создана рабочая группа по управлению нагрузкой (Load Management Working Group), возглавляемая К.В. Геллингсом [379, 381]. Основным направлением деятельности рабочей группы являлось научно-техническое развитие и продвижение технических

знаний, касающихся предмета управления нагрузкой, и их систематизация. Стоит отметить, что на данном этапе исследований термин Demand Side Management окончательно укоренился в деятельности энергетических компаний для идентификации управления спросом (Р.М. Делгадо [344], Д.Р. Лимайя [416], А.А. Гарсия [374]).

Среди особо значимых работ в области применения технологий DSM в составе программ развития энергетики отдельных стран мира можно выделить исследования представителей шведской научной школы – М.Ф. Зедерстра [484], С. Бйорка [312], – посвящённые управлению спросом промышленных энергонагрузок. В работах М. Бенстока [306] и Д.Д. Биллингтона [311] проведен анализ параметров спроса на электропотребление в Великобритании и предложен ряд мер в части структурирования элементов программы управления спросом. На данном этапе также можно выделить исследования, посвященные проблеме повышения эффективности программ управления спросом в страновом разрезе: США (А.А. Гарсия [374]), Китай (М.Д. Левин [414], М. Росс [474]), Бразилия (Х. Геллер [377]), Дания (П. Эришен [364]), Франция (Д.В. Лескуэр [413]).

Наиболее значимыми работами, посвящёнными совершенствованию механизмов ценообразования на электроэнергию, направленных на повышение эффективности программ управления спросом, по праву можно считать работы М.С. Карамайниса (1982 г.) [324], Ф. Швеппе (1988 г.) [479], Т.А. Флаирн (1988 г.) [368]. Эти исследования заложили основу для внедрения механизмов ценозависимого потребления электроэнергии промышленными и бытовыми потребителями.

На данном этапе были разработаны и развиты методические основы управления спросом при использовании систем освещения. Среди работ, посвященных анализу эффективности управления спросом систем освещения на промышленных объектах в странах Европы, можно выделить работу Е. Миллса [438].

Среди исследований в области моделирования электрических нагрузок на основе ЭВМ можно выделить работы американской научной школы под

руководством М. Чейна (1981 г.) [326], Т.М. Калловой [319]. В работе М.А. Эль-Шаркави (1987 г.) [359] описывается разработка динамической модели эквивалентной нагрузки для энергосистем, позволяющей моделировать спрос с учетом влияния динамических факторов. В работе С.Ф. Уолкера (1985 г.) [512] разработана модель нагрузок бытовых потребителей для последующего управления спросом, что послужило базой для дальнейшего моделирования нагрузок различных типов потребителей. Так, в работах А. Пахва [452] и А. Баргиотоса [302] разработаны модели электрических нагрузок промышленных и бытовых кондиционеров воздуха, обеспечивающих значимую долю спроса на электроэнергию в США и европейских странах.

Использование инструментов математического моделирования с применением ЭВМ существенно повысило качество моделей и инструментов управления спросом, что в свою очередь способствовало расширению возможностей его практического применения. Здесь следует отметить работы калифорнийского ученого Р.Ф. Энгла по разработке моделей прогнозирования интегрированных нагрузок для их последующего использования в процессе управления спросом [361] и работы по объединению моделей прогнозирования краткосрочных и долгосрочных электрических нагрузок энергосистем [362].

Вследствие распространения применения технологий ЭВМ стали появляться новые механизмы управления отдельными бизнес-процессами в промышленности, среди которых можно выделить интегрированные модели планирования ресурсов («Integrated resource planning models»), которые впоследствии стали использоваться, в том числе, при управлении спросом на электропотребление. В работе Б.Ф. Хоббоса [391] в 1993 г. предложено встраивание системы DSM в комплексную систему планирования ресурсов, что одновременно способствует повышению эффективности управления как ресурсным потенциалом, так и стоимостью электроэнергии. Применение технологии, предложенной Б.Ф. Хоббосом, актуально по сегодняшний день.

Таким образом, на втором этапе развития исследований в области управления спросом (1980–1993 гг.) вследствие появления первого опыта

реализации программ DSM в практической деятельности энергосистем совершенствуются как теоретическая база, так и организационно-методическое и технологическое сопровождение процесса управления спросом на всех уровнях потребления электроэнергии, начиная от электроэнергетических систем и заканчивая конечными потребителями. Результаты первоначального внедрения результатов научных исследований в практическую деятельность энергосистем заложили основу для последующих этапов генезиса мировых научных исследований в области DSM.

Предпосылки к формированию третьего этапа развития мировых исследований в области управления спросом преимущественно опираются на положительный практический опыт, полученный на предшествующем этапе в США и странах Европы. Внедрение технологий DSM в программы развития энергокомпаний и энергосистем стран США и Европы, развитие технологий учета, контроля и управления электрическими нагрузками, а также продолжающийся рост стоимости первичных топливно-энергетических ресурсов на мировых энергетических рынках одновременно с увеличением спроса на их потребление повысили актуальность вопросов повышения энергетической эффективности потребления электроэнергии и определили появление нового этапа научных исследований в области управления спросом. Особенностью данного этапа можно считать расширение географии исследований и практического применения технологий DSM на все страны, входящие в ОЭСР, страны Южной Америки, Океании, Ближнего Востока и некоторые страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

После начала реализации проекта «International Energy Agency Demand Side Management» (IEA DSM), организованного в 1994 г. Международным энергетическим агентством (International Energy Agency), началась реализация проектов управления спросом в первых 7 странах, входящих в ОЭСР: Австрии, Дании, Испании, Корее, Нидерландах, Швеции и США [509]. В рамках первого этапа IEA DSM планировалось создание международной базы данных INDEEP программ управления спросом и их последующий анализ для оказания помощи

поставщикам электроэнергии и правительствам в разработке эффективных программ DSM. Это стало толчком для интенсификации научных исследований проблем внедрения и реализации программ управления спросом в большинстве стран мира. За десятилетний период база INDEEP уже содержала данные по 229 программам управления спросом из 14 стран, входящих в International Energy Agency. Развитие программ происходило при непосредственном участии представителей мировых научных школ, а также способствовало обмену знаниями и выполнению совместных международных проектов и исследований.

Среди наиболее важных исследований, посвященных особенностям реализации программ управления спросом в странах мира, можно выделить работу М. Кампанано [320] о разработке программ управления спросом в Филиппинах. С.Г. Томас провел оценку роли программы управления спросом в Великобритании [498]. А. Бандал [299] и А. Бланк [313] провели аналогичное исследование для Мексики, Д. Фоукуэт [371] – для Франции. В работе З. Лиу [420] дается оценка программы энергосбережения и DSM в Китае. В работах ученых Х. Геллера в [378], Е. Хирста [390] и С.Д. Розенштока [473] выполняется оценка ограничений и перспектив программ управления спросом в США.

Научные исследования этого этапа отличает их практическая направленность и ориентация на учет индивидуальных специфических особенностей конкретных стран при разработке и реализации программ управления спросом на электропотребление: А. Сеппалл [480] – Финляндия, А.Д. Гаул [376] – Германия, М.Х. Швехди [482] – Саудовская Аравия, С. Сингерланд [483] – Нидерланды, М. Беенсток [306] – Израиль, З.Н. Попович [461] – Сербия, Т. Генгедаль [455] – Норвегия, Д-Т. Берnard [310] – Канада.

Вслед за экономически развитыми странами интерес к вопросу управления спросом на электропотребление стали проявлять представители научных школ стран Азии и Африки. На анализируемом историческом этапе эти страны характеризовались сравнительно низкими показателями потребления электроэнергии на душу населения, низкими объемами потребления электроэнергии на отопительные нужды и относительно невысокой долей



промышленности в структуре общего спроса на электропотребление. Среди работ, посвященных внедрению программ DSM в странах Азии и Африки, можно выделить исследования Ж.Т. Гадджара [373], в которых проводится технико-экономическое обоснование целесообразности управления спросом на уровне населения Малайзии, работу З.Д. Паракча [454], в которой исследуется эффективность применения программ управления спросом в Сингапуре, и исследование Д.К. Мандаи [431] по анализу потенциала управления спросом в Индии.

Появление практического опыта применения программ DSM в ряде стран мира обуславливает появление научных исследований, посвященных оценке опыта реализации программ DSM, их промежуточных результатов и разработке рекомендаций по повышению эффективности реализации программ управления спросом на электропотребление, что отчасти стало предпосылкой перехода к следующему качественно новому этапу научных исследований. Среди работ, посвященных детальной оценке результатов реализации программ DSM, можно выделить исследование С. Бойля [316], в котором проводится обзор результатов реализации программ управления спросом различных стран мира, сравнение полученных результатов в Северной Америке и Западной Европе. В работах Д. Кросслея [338, 339] описаны существующие на тот момент механизмы управления спросом в странах, входящих в Международное энергетическое агентство, а также дана оценка последствий реализации программ управления спросом.

Таким образом, в период 1994–2002 гг. среди отличительных характеристик анализируемого этапа научных исследований в области управления спросом на электропотребление можно выделить: во-первых, существенное расширение географии научных исследований, во-вторых, прикладной характер исследований, учитывающий особенности и специфику спроса на потребление электроэнергии по странам мира, в-третьих, появление работ, посвященных анализу результатов реализации программ DSM и поиску наиболее эффективных механизмов управления спросом с учетом специфики каждой страны. Доказательство

целесообразности разработки программ DSM, учитывающих специфику спроса на электропотребление каждой страны в отдельности, заложило основу для дальнейшего развития мировых научных исследований в этой области.

Предпосылкой появления следующего, четвертого, этапа мировых научных исследований в области управления спросом на электропотребление стало развитие и внедрение в электроэнергетические системы многих стран рыночных механизмов. Системные ограничения вследствие постоянного роста спроса, скачки ценовых сигналов на рынках электроэнергии в периоды пиковых нагрузок, необходимость повышения эффективности функционирования электроэнергетических систем, большое количество участников рынка электроэнергии, способных управлять собственными графиками электрических нагрузок, привели к постепенной интеграции технологий управления спросом в энергорыночную среду многих стран мира. Проблема эффективной интеграции технологий DSM и рынков электроэнергии нашли глубокое отражение в работах многих зарубежных ученых в период с 2004 по 2008 гг.

Среди исследований, посвященных интеграции энергетических рынков и технологий DSM, можно выделить работы представителя американской научной школы Н. Адилова [291], китайского ученого К. Дженфанга [534] и канадского ученого С.А. Канитареса [321], в которых проводится анализ влияния управления спросом на электропотребление на работу энергетических рынков и механизмы рыночного ценообразования.

Большое количество научных трудов этого этапа ориентировано на оценку влияния перегрузки электроэнергетической системы в периоды сезонного роста спроса либо суточных пиков на функционирование энергетических рынков и, как следствие, на анализ возможностей эффективного применения механизмов управления спросом для нивелирования перегрузок. Среди наиболее значимых работ в этой сфере можно выделить исследования Г. Хамонда [386], Р. Мендеса [433], А. Капозза [322], А. Кумара [406]. Эти научные труды определили появление целого цикла научных исследований, посвященных анализу влияния различных факторов на сценарии функционирования энергетических рынков.

Вследствие интеграции технологий DSM в привычные модели функционирования рынков электроэнергии исследователями многих стран рассматривался вопрос совершенствования механизмов энергетических рынков в направлении повышения эффективности управления спросом. Наиболее значимыми работами, направленными на совершенствование энергорыночных механизмов по критериям управления спросом, являются исследования М. Вентоза [507], С.Е. Флэтэна [369], Д. Ванга [517], Л.А. Барросо [303]. Кроме того, рядом ученых были предприняты попытки применения программ управления спросом в качестве вспомогательных механизмов на рынках электроэнергии различных стран мира. В работах Л. Жанга [533], Н. Йу [529] анализируется адаптация сегмента «спотового рынка на сутки вперед» к моделям управления спросом.

Таким образом, особенностью научных исследований в период 2000–2004 гг. является не только совершенствование механизмов управления спросом, адаптированных под энергорыночные условия функционирования потребителей электроэнергии, но и разработка направлений развития рынков электроэнергии с целью повышения эффективности функционирования электроэнергетической системы в целом. Интеграция механизмов DSM со смежными технологическими трендами, действующими в электроэнергетических комплексах, послужила основой для перехода к следующему этапу мировых научных исследований в области управления спросом на электропотребление.

На фоне развития информационно-коммуникационных технологий, которые стали широко применять в отрасли электроэнергетики с начала 2009 года, получила развитие концепция «Smart Grid» технологий (Умные сети электроснабжения). Технология «Smart Grid» позволяет за счет интеграции с системами производства электроэнергии, системами хранения электроэнергии совершенствовать управление спросом на электропотребление на различных уровнях энергосистемы, что приводит к росту устойчивости и надежности энергоснабжения потребителей.

Появление умных сетей электроснабжения стало предпосылкой для появления значительного количества научных работ, посвященных «Smart Grid» технологиям. Ряд ученых посвятил исследования разработке общей концепции применения «Smart Grid». Среди таких можно выделить работы американских ученых С.В. Геллингса [92], А. Ипакки [108], П. Мак-Даниэля [142], где исследуются преимущества «Smart Grid» технологий и институциональные изменения, вызванные их внедрением.

Особую практическую значимость имеют работы в области интеграции концепции «Smart Grid» и технологий управления спросом, оценки рисков применения умных технологий и разработки сценариев их реализации. Среди таких исследований можно выделить труды А. Воса [224], Д. Лу [133], С-И. Сона [197], П. Кадара [111], П. Вольфса [238], М. Балиджепали [8], Ф. Саффре [186].

Отдельно следует отметить исследования изменения структуры рынка электроэнергии и ценовых стратегий в связи с внедрением элементов «Smart Grid» в научных трудах К. Джанга [245], Х. Чао [39], М. Зугно [248].

В это же время получила развитие концепция «Smart Meter» (умный счетчик), изучению особенностей применения которой посвятили исследования Р. Дэвис [54], С.Т. Мак [138], С. Дарби [53].

Еще одной характерной чертой этого периода стала специализация инструментов управления спросом в разрезе основных типов потребителей. Так, появились работы, учитывающие особенности управления спросом на электропотребление в жилом секторе [161], [152], [21], на электротранспорте [14], в автомобилестроительной промышленности [69].

Таким образом, фокус исследований данного этапа направлен на анализ перспектив, ограничений, рисков и эффективности применения технологий «Smart Grid» в процессе управления спросом на электропотребление. Переход к следующему качественно новому этапу исследований в области управления спросом был обусловлен дальнейшим развитием информационно-коммуникационных технологий [51].

Предпосылкой для формирования современного этапа научных исследований является развитие технологий распределённой генерации, возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и систем промышленных накопителей электроэнергии. Эффективность применения технологий DSM и повышение доступности применения ВИЭ стали причиной появления значительного количества научных работ, посвященных интеграции моделей управления спросом с современными трендами технологий альтернативной либо малой распределенной генерации, направленных на комплексное совершенствование технологий DSM.

Наиболее значимыми исследованиями, посвященными интеграции технологий управления спросом с возобновляемыми источниками электроэнергии, являются работы Й. Кнудсена [405], Ф. Фуко [370], С. Фхолбуна [460], С. Квона [407], Ю. Ву [527] и пр. Авторами разработаны общие модели управления спросом на основе проникновения ВИЭ, систем малой генерации и накопителей электроэнергии в объединённые энергосистемы, систематизированы риски и особенности управления такими системами.

Среди исследований, посвященных интеграции ветровых электростанций с системами DSM, можно выделить работы, выполненные под руководством С.Л. Андерсона [295], Л. На [445]. Исследования интеграции фотоэлектрических компонентов описываются в работах М. Халида [403], Н. Чичека [333], Д.И. Лии [412]. Авторами предлагаются оптимальные модели интеграции систем ветровой и солнечной генерации в объединенные электроэнергетические системы с учетом механизмов управления спросом. Исследования интеграции работы систем промышленного хранения электроэнергии в процессе управления спросом на электропотребление проведены в работах И. Сона [486], Г. Литдженса [419], В. Чай [325].

Развитие технологий хранения электроэнергии привело к появлению электромобилей, зарядка которых сопряжена со значительным потреблением электроэнергии из внешней сети. С учетом прогнозного роста мирового парка электромобилей в ближайшее десятилетие это перспективное направление в

области управления спросом, что нашло свое отражение в научных трудах С. Моччи [441], Ф. Рассай [467], К.Л. Лопез [422], Д. Ванг [515].

Продолжающееся развитие информационных технологий обуславливает появление новых технологических трендов в отраслях электроэнергетики, таких как «microgrid» (англ. микросеть), «Internet of Things (IoT)» (англ. интернет вещей), «Internet of Energy (IoE)» (англ. интернет энергетики). Внедрение новых технологий активно исследуется на предмет интеграции с современными концепциями DSM. В рамках этих направлений следует выделить работы исследователей Р.О. Абурукбы [290], К. Нунны [450], К. Шахияри [481].

Таким образом, современный период научных исследований характеризуется глубокой интеграцией механизмов и инструментов управления спросом с новыми информационно-коммуникационными и технологическими трендами, направленной как на совершенствование действующих укладов управления спросом, так и на оптимизацию смежных технологий управления в электроэнергетике.

Работы и этапы генезиса мировых исследований в области управления спросом на электропотребление систематизированы в таблице, представленной в приложении В.

Проведенный анализ и систематизация этапов генезиса зарубежных научных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии позволяют сделать вывод о том, что развитие научных исследований происходит под влиянием как внешних по отношению к отрасли электроэнергетики факторов, таких как экономические кризисы, распространение информационных технологий, так и факторов внутренних, таких как развитие энергорынков, развитие технологий распределённых и возобновляемых источников энергии, появление новых технологических трендов.

Отдельным этапом нашего исследования стал обзор работ, посвященных управлению спросом на потребление природного газа. Учитывая небольшие масштабы потребления природного газа в большинстве стран мира (в сравнении с Россией), управление спросом на природный газ в развитых странах

осуществлялось в основном в рамках программ общего энергосбережения. Рядом ученых проводились исследования по управлению спросом на электропотребление с учетом ограничений природного газа, который имеется на электростанциях, а также по выравниванию пропускных способностей газопроводов с учетом волатильности спроса на электропотребление [288, 423, 464]. В последние несколько лет в зарубежных публикациях начали появляться материалы, посвященные разработке концепции управления спросом на потребление сетевого природного газа, аналогичного управлению спросом на электроэнергию [293, 340, 383, 415]. При этом в процессе проведенного нами анализа зарубежных публикаций разработок, направленных прицельно на выравнивание спроса на потребление сетевого природного газа, не выявлено.

Обзор общемировых исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии подчеркивает наличие значительного теоретического и практического задела в разработке и реализации программ, механизмов и методик управления спросом на электроэнергию для различных типов потребителей. Четко прослеживается связь научных разработок в области управления спросом с развитием информационно-коммуникационных технологий и существенная специфика управления спросом на электропотребление в страновом разрезе. Все это предопределяет необходимость прицельного изучения вопроса управления спросом с учетом особенностей России с оценкой возможности адаптации мирового опыта к российской специфике.

## **2.2. Генезис отечественных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии**

Для отечественной научной школы вопрос актуальности выравнивания волатильности графиков спроса на потребление электроэнергии был поставлен еще в начале 1920-х гг. в период зарождения электроэнергетики СССР, начала централизованной электрификации и объединения электрических станций и промышленных потребителей электроэнергии в Единую энергетическую систему. Немаловажно отметить, что ученые СССР стали одними из первых в мире, кто положил начало системным исследованиям в области фундаментальных теоретических подходов к проблематике выравнивания волатильности графиков нагрузки потребителей электроэнергии, действующих в объединенных электроэнергетических системах. В последние 100 лет для электроэнергетики СССР и России характерны постоянные изменения, что связано как с развитием научно-технического прогресса, так и с влиянием глобальных экономических процессов и развитием институтов государственного отраслевого регулирования.

С нашей точки зрения, при раскрытии причинно-следственных связей развития отечественных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии в промышленности целесообразно выделить 5 основных этапов, отличающихся постановкой решаемых задач и технологическими и институциональными изменениями в отрасли электроэнергетики.

- 1 этап – Систематизация знаний и разработка механизмов участия потребителей-регуляторов в выравнивании нагрузки энергосистемы (1927–1941 гг.);
- 2 этап – Разработка методов покрытия неравномерности нагрузки со стороны энергосистемы (1941–1979 гг.);
- 3 этап – Интеграция инструментов регулирования нагрузок в практическую деятельность промышленных предприятий (1979–1991 гг.);



- 4 этап – Разработка механизмов адаптации участников энергорынка к условиям реформирования (1991–2010 гг.)
- 5 этап – Интеграция мирового опыта управления спросом в энергорыночную среду России (2010 – г. по н. в.).

Предпосылкой к возникновению отечественных научных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии является утверждение в 1920 г. и начало реализации Генерального плана электрификации РСФСР (План ГОЭЛРО) [42]. Период первых пятилетних планов развития народного хозяйства РСФСР сопровождался масштабным строительством электроэнергетической системы, возведением 30 районных электростанций общей мощностью 1 500 МВт (20 тепловых и 10 гидроэлектростанций), требуемых для обеспечения нужд растущей промышленности в различных районах страны [138]. План ГОЭЛРО также предусматривал создание в промышленных центрах страны объединённых энергетических систем – Московской, Ленинградской, Донецкой, Уральской и некоторых других.

В период ввода в строй первых тепловых и гидроэлектростанций основной задачей, поставленной перед отечественной наукой, стала разработка направлений повышения экономической эффективности функционирования энергосистемы. Одним из ключевых направлений снижения затрат на производство электроэнергии этого времени являлось повышение коэффициента использования установленной мощности электростанций, что было подчеркнуто в работах В.В. Афанасьева [7], В.И. Вейца [28], В.В. Болотова [23], Р.А. Фермана [260], Г.И. Шермана [278], П.А. Ляпичева, В.П. Лясковского, В.А. Кузнецова.

Развитие исследований в области повышения коэффициента использования установленной мощности электростанций, постепенное объединение электроэнергетических систем уже в 1930-х гг. определили проблему суточной и сезонной неравномерности графиков электрических нагрузок потребителей. В этот период Г.Г. Горбуновым [54], А.Я. Слонимом [227], Б.А. Телешевым [250] проведены исследования, посвященные анализу и описанию характеристик графиков нагрузок потребителей с выявлением их особенностей для различных

отраслей народного хозяйства. На данном этапе была заложена методическая основа моделирования расчетов характеристик суточных и годовых графиков электрических нагрузок, а также обозначены технологическая и экономическая составляющие проблемы неравномерности спроса.

В работе Э.С. Мееровича в 1927 г. [177] было отмечено: «...кроме увеличения резерва (т. е. иными словами, увеличения надежности электроснабжения), снижение максимума вообще выгодно, ибо: 1) дает более равномерный график, несколько уменьшает расходы на топливо; 2) позволяет лучше (при той же установленной мощности) использовать станции; 3) удешевляет энергию». В работе А.Я. Слонима и Л.М. Фингера в 1930 г. [226] было предложено введение единой терминологии в области коэффициентов, описывающих характеристики графиков электрических нагрузок, что обусловило выделение исследований в области анализа графиков электрических нагрузок в качестве отдельного направления.

Постепенное объединение электрических станций и потребителей электроэнергии в энергетические системы положило начало исследованиям в области формирования оптимальных конфигураций энергосистем, направленных на выравнивание графиков работы отдельных электростанций. По нашему мнению, наиболее значимыми научными трудами в этой области являются работы Г.Т. Виноградова [31], В.М. Гронштейна [59], Т.Л. Золотарева [109], И.В. Гофмана. На данном этапе было констатировано, что реализация задачи повышения коэффициента использования электростанций должна решаться не только за счет оптимизации режимов выработки электроэнергии, но и за счет участия в процессе формирования графиков нагрузки электропотребления самих потребителей электроэнергии. В работе Г.Г. Горбунова приводятся попытки анализа влияния на характер графиков электрических нагрузок различных конфигураций графиков рабочего дня: восьмичасового, дня укороченного, обеденного перерыва, сдвига часовой стрелки и сдвига периода обеденного перерыва [54, с. 47–50].

Развитие исследований в области графиков электрических нагрузок привело к повышению интереса к этой проблеме со стороны множества отечественных ученых. В резолюции Всесоюзной конференции по составлению генплана электрификации СССР в мае 1932 г. [43, с. 56] отмечалось следующее: «Учитывая большое народнохозяйственное значение повышения установленной мощности электроэнергетического хозяйства, конференция отмечает необходимость полного использования громадных возможностей, которые в этом отношении дает планово-социалистическая система. Одним из существенных рычагов в этой области, которым обладает наше хозяйство, в отличие от капиталистического, является планирование и регулирование графиков нагрузки потребителей, в особенности промышленных, сельскохозяйственных и транспортных, в целях выравнивания годовых и суточных графиков нагрузки электроэнергетических систем. Графики нагрузки этих потребителей должны в разрезе народнохозяйственной эффективности быть координированы суточными и годовыми графиками электроснабжающих систем». После этого в Генеральном плане электрификации СССР [42] также была отмечена актуальность проблемы выравнивания графиков нагрузки энергосистемы и признана необходимость ее изучения научно-исследовательскими организациями [44, с. 125–151, 45, с. 378–387], что послужило еще более интенсивному развитию научных исследований в области управления графиками электрических нагрузок.

В 1932 г. опубликована статья Б.А. Гуревича «Роль потребителей электроэнергии в повышении использования установленной мощности электроэнергетических систем» [63], являющаяся одним из первых отечественных исследований, полностью посвященных вопросам выравнивания графиков электрических нагрузок. Помимо Б.А. Гуревича, одним из первых основоположников исследований в области выравнивания графиков нагрузок электроэнергетической системы был А.К. Дарманчев, в книге которого «Графики нагрузки и энергетические показатели в эксплуатации электрических станций» 1931 г. [67] подчеркивается экономическая эффективность регулирования графиков электрических нагрузок и впервые описаны разработанные методы

регулирования графиков нагрузок со стороны потребителей энергосистемы. А.К. Дарманчевым предложена классификация мероприятий по уплотнению графиков нагрузки на косвенные и непосредственные и проведен анализ эффективности изменения времени начала и продолжительности рабочих смен и сдвига часовой стрелки [67, с. 51–52].

В 1933 г. А.К. Дарманчевым опубликована книга «Выравнивание графиков нагрузки», которая полностью посвящена описанию проблем и решений управления графиками электрических нагрузок [66], в которой автором утверждается, что задача выравнивания графиков электрических нагрузок не может быть решена без непосредственного содействия самих потребителей электрической энергии повышению использования электроэнергетического аппарата СССР [66, с. 15]. А.К. Дарманчевым разработан методический подход к управлению графиком нагрузки потребителей электроэнергии, исследованы факторы, способствующие уплотнению графиков нагрузок. Предложено три случая выравнивания графиков нагрузки непосредственно потребителями электроэнергии: заполнение провалов, снижение максимальных нагрузок и снижение пиков при одновременном заполнении провалов. Предложена группировка мероприятий по выравниванию графиков нагрузки. Первая группа – мероприятия, затрагивающие технико-экономическую структуру производства, связанные с переносом технологических процессов с часов пиковых нагрузок на часы минимума энергосистемы. Вторая группа – мероприятия, затрагивающие организационно-экономическую структуру производства, связанные с переносами графиков работы предприятия. Автором разработаны признаки потребителей, которых возможно отнести к первой и второй группе [68]. Им исследованы факторы, действующие на неравномерность графика нагрузки электропотребления, и предложена их классификация. Проведена детализация экономических и технических факторов, определяющих стремление потребителей к уплотнению графиков нагрузки. Разработаны методы внутростанционного и внестанционного регулирования нагрузок [65]. Приведены результаты апробации регулирования графиков нагрузки в отдельных энергосистемах. Работы по

исследованию графиков нагрузки получили продолжение в исследовании Б.А. Телешева, выполненном в 1935 г. [250].

Современник Б.А. Гуревича, участник группы исследования проблем эксплуатации электроснабжающих систем Всесоюзного научно-исследовательского института энергетики и электрификации (ВНИИЭЭ) С.А. Кукель-Краевский также посвятил значительное количество исследований проблеме управления графиками нагрузки электроэнергетических систем. Он является основоположником концепции выравнивания графиков нагрузок при помощи отдельных участников процессов обращения электрической энергии – «потребителей-регуляторов» электрических нагрузок [144]. В его исследованиях отмечалось: «...в условиях социалистического планового хозяйства имеется принципиальная возможность придать графикам нагрузки системы отдельных узлов такую форму, которая обеспечила бы рациональное использование отдельных элементов системы (агрегатов линий электропередачи)» [144, с. 101]. С.А. Кукель-Краевским впервые были введены понятия «свободная мощность системы» и «свободная электроэнергия системы» [145]. Исследованы концепция роли потребителя-регулятора в электроэнергетической системе, экономика потребителей-регуляторов нагрузки, классификация потребителей-регуляторов. Им было введено само определение потребителя-регулятора и предложена классификация двух категорий потребителей регуляторов – потребители-регуляторы первого и второго рода [143].

Учитывая возрастающую актуальность тематики повышения эффективности работы электроэнергетики, в период 1930-х гг. был выпущен ряд трудов, продолжавших исследования Б.А. Гуревича, А.К. Дарманчева и С.А. Кукель-Краевского. Среди таких ученых можно выделить Б.И. Кикодзе, в работе которого [118] в 1933 г. отмечалось: «Разрешение проблемы улучшения использования электростанции сводится в основном к задаче регулирования потребления, к задаче создания потребителей периодической электрической энергии. Тот факт, что большая часть возможной выработки электростанций не может быть использована, говорит об огромной народнохозяйственной потере,

выражающейся в далеко не полном вложении в энергетическое хозяйство». Б.И. Кикодзе разработаны методические подходы к расчетам экономики использования периодической энергии электростанций, а также основы методического подхода к управлению электропотреблением сезонных электроемких производств.

В работах В.В. Болотова [20] и М.П. Фельдмана [259] в 1934 г. выполнен углубленный математический анализ экономики потребителей, специально рассчитанной для использования сезонной мощности изолированных гидростанций. Работы М.Л. Элькинда [282, 283] посвящены разработке методических подходов к расчету экономики потребителей-регуляторов, которые позволяют определить экономическую допустимость того или иного потребителя в качестве потребителя-регулятора, не требуя для того специальных проектов и смет. Автором разработаны принципы, применяемые к потребителям-регулятором в процессе проектирования и управления режимами. Работы Т.Л. Золотарева [109, 110] посвящены разработке методик экономических расчетов потребителей-регуляторов при потреблении сезонной электроэнергии, вырабатываемой гидроэлектростанциями. Одним из первых практических результатов исследований, выполненных авторами, является то, что уже в 1940 г. в системе Мосэнерго были внедрены лимиты на электропотребление в часы максимума энергосистемы, направленные на выравнивание спроса [114].

Несмотря на значительный теоретический и практический задел в области управления спросом на электропотребление, сформированный отечественными учеными, выполненные разработки не были внедрены в практическую деятельность электроэнергетического комплекса. Из-за начала Великой Отечественной войны в 1941 г. все исследования были приостановлены.

При этом на этапе исследований в период 1927–1941 гг. была заложена мощная теоретическая база, которая, во-первых, подчеркнула высокую практическую значимость управления спросом на электропотребление в экономике СССР, во-вторых, сформировала направление развития исследований в области управления спросом посредством управления графиком нагрузки

промышленных предприятий, в-третьих, сформировала значительный теоретический задел научных исследований в области управления спросом, которые имеют актуальность и в современных условиях функционирования ТЭК России.

В 1945 г., после окончания Великой Отечественной войны, с нашей точки зрения, наступил следующий этап развития отечественных исследований в области управления спросом на электропотребление. В этот период основной хозяйственной задачей, стоящей перед экономикой СССР, стало восстановление разрушенных районов страны, возрождение довоенного уровня промышленности и сельского хозяйства и затем обеспечение дальнейшего развития [241]. На основании закона, принятого Верховным Советом СССР «О пятилетнем плане восстановления и развития народного хозяйства СССР на 1946–1950 гг.» (четвертый пятилетний план) [106, с. 11], было намечено увеличение к 1950 г. по сравнению с довоенным уровнем производства топливно-энергетических ресурсов: электроэнергии – 82 млрд кВтч (увеличение на 68 % по сравнению с уровнем 1940 г., фактически было перевыполнено на 11,2 %), производства угля – 250 млн тонн (увеличение на 62 % по сравнению с уровнем 1940 г., фактически было перевыполнено на 4,4 %), производство нефти – 35,4 млн тонн (увеличение на 13,8 % по сравнению с уровнем 1940 г., фактически было перевыполнено на 7 %), а также рост объемов производства чугуна, стали, проката и пр. [281].

Таким образом, ориентиры политики развития экономики СССР в период с 1941 и практически по 1970-е гг. были направлены на опережающий рост объемов производства энергоресурсов, интенсивное повышение электровооруженности труда и практически не предусматривали экономию энергоресурсов. В 1955 г. выработка электроэнергии в сравнении с 1940 г. увеличилась в 3,5 раза, а в сравнении с 1913 г. – в 88 раз. Только за период 1955–1957 гг. производство электроэнергии выросло на 23 %. При этом, как утверждалось в работе Л.А. Мелентьева [179], темпы роста электрических мощностей еще отстают от потребностей народного хозяйства, что обуславливает необходимость более высоких темпов прироста ввода генерирующих и электросетевых мощностей.

Учитывая смену модели развития энергосистемы и направление развития энергетического хозяйства на опережающее обеспечение энергоресурсами растущей промышленности, в период 1940–1979 гг. актуальность выравнивания графиков электрических нагрузок для отечественных исследователей резко уменьшилась. Об этом говорит значительное сокращение количества научных работ, посвящённых тематике управления спросом.

Одновременно в условиях быстрорастущего объема ввода генерирующих мощностей задача выравнивания волатильности спроса со стороны потребителей электроэнергии сменилась на вопрос покрытия пиков неравномерности нагрузки со стороны энергосистемы. В Энергетическом институте им. Г.Н. Кржижановского в 1958 и 1962 годах были собраны широкие научно-координационные совещания, где впервые были рассмотрены вопросы покрытия пиков электрических нагрузок. К участию в этих совещаниях были привлечены представители конструкторских бюро, научно-исследовательских и проектных институтов, экспериментальных лабораторий [179]. В 1965 г. состоялся Европейский симпозиум по пиковым нагрузкам, материалы которого также были изданы [181]. Данные материалы содержали результаты фундаментальных исследований, касающихся вопросов идентификации проблемы неравномерности электрических нагрузок и их влияния на экономику энергосистемы, оценки экономической эффективности работы пиковых электростанций, оценки экономической эффективности покрытия пиковых нагрузок, анализа графиков нагрузок различных энергосистем СССР с исследованием существующей неравномерности спроса.

Развитие второго этапа исследований было основано на знаниях, полученных на предыдущем этапе, в период 1927–1941 гг. Основная масса существующих работ в области управления спросом этого периода (1941–1979 гг.) носила прикладной характер, направленный на разработку методов управления нагрузкой предприятий различных отраслей промышленности в целях использования в качестве потребителей-регуляторов. Среди них можно выделить работы В.В. Болотова [21, 22], посвящённые управлению нагрузкой промышленности с



учетом использования резерва свободных мощностей электростанций; работу А.М. Осепяна [194], которая описывает модели управления графиком спроса на электропотребление ферросплавного завода при сезонных изменениях объемов выработки гидроэлектростанций; работу Л.С. Кульницкого [148], посвященную возможностям регулирования режима электропотребления энергоемких производств предприятий цветной и черной металлургии. Работа М.С. Ляховицкого и А.Ф. Иванова [154] направлена на исследование применения химических электроемких производств в качестве потребителей-регуляторов нагрузки. В работе Ш.Ч. Чокина [276] приводится методика оценки регулируемости режимов энергопотребления промышленных потребителей, способствующих выравниванию графиков нагрузки энергосистемы. В работе Е.М. Подольского [198] было предложено использование оросительных насосных станций в качестве потребителей-регуляторов и гидроаккумулирующих установок энергосистем.

Исследование Т.Г. Кузнецовой (1968 г.) [142] посвящено оценке экономической эффективности работы потребителей-регуляторов, а работы Б.А. Гуревича [62], В.С. Ермакова [102], Т.А. Апштейна [5] – анализу режимов нагрузки и разработке программы их оптимизации. В трудах В.П. Родионова [215] проведено обобщение результатов исследований различных авторов в области регулирования графиков нагрузки. Также необходимо выделить работу В.А. Иващенко [111], которая является одной из первых в области автоматизации управления нагрузкой электропотребления промышленных предприятий, в ней были заложены методические основы регулирования нагрузки на базе АСУЭ.

Таким образом, несмотря на то что внимание на втором этапе развития научных исследований в основном сконцентрировано на вопросах разработки методов покрытия неравномерности нагрузки со стороны энергосистемы, на данном этапе продолжается развитие научных положений выравнивания графиков электрических нагрузок со стороны промышленных предприятий, основа которых была заложена в период 1927–1941 гг., с попытками внедрения полученных результатов в практику деятельности промышленных предприятий.

С конца 1970-х гг., в период продолжительного роста производственных мощностей и опережающего развития энергетической инфраструктуры страны, назрел вопрос о необходимости экономии топливно-энергетических ресурсов. В 1981 г. ЦК КПСС Совмина СССР утверждено постановление «Об основных направлениях и мерах по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве в 1981–1985 годах и на период до 1990 года» [204]. Указанный документ определил начало развития политики СССР в области энергосбережения, а также формирование нового (третьего) этапа отечественных исследований в области управления спросом, отличающегося интеграцией инструментов регулирования нагрузок в практическую деятельность промышленных предприятий, продолжительность которого, с нашей точки зрения, с 1980 по 1991 год.

В 1983 г. принята «Энергетическая программа СССР» [284], рассчитанная на долгосрочный период развития страны. Вместе с ускорением темпов ввода в эксплуатацию атомных электростанций, вводом линий электропередач высокого и сверхвысокого напряжения в программе было предусмотрено коренное совершенствование структуры электропотребления путем экономии топлива и энергии прежде всего за счет повышения уровня организации производственных процессов, что снова обратило внимание на проблему выравнивания неравномерности графиков спроса.

По утверждению В.И. Гордеева [57], в 1985 г. в энергосистеме европейской части СССР рост нагрузки в утренние часы и снижение нагрузки в ночные часы достигали 700 тыс. кВт в минуту, что доставляло энергосистеме значительные трудности. Учитывая недостаточность показателей маневренности ГЭС, в регулировании неравномерности нагрузки вынуждены принимать участие ТЭС, что приводит к дополнительным затратам на остановку и пуск турбоагрегатов и завышению стоимости вырабатываемой электроэнергии.

В принятых XXVII съездом КПСС «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986–1990 годы и на период до 2000 года» [195] указывается на необходимость эффективного развития ТЭК и реализации

Энергетической программы СССР. В основных направлениях подчеркивается, что реализация Энергетической программы СССР является «...одним из необходимых условий для ускорения перевода экономики на интенсивный путь развития, что позволит увеличить энерговооруженность различных отраслей народного хозяйства». В связи с этим проблема выравнивания суточных графиков нагрузки энергосистемы путем регулирования мощности потребителей вновь стала актуальной. В фокусе исследователей – разработка мероприятий по организации режимов электропотребления, методов и технических средств регулирования электропотребления и технико-экономические аспекты регулирования спроса.

В 1979 г. Госэнергонадзором СССР выпущена инструкция «Указания по регулированию режимов электропотребления в целях выравнивания графиков нагрузки энергосистем» [252]. В 1981 г. выпущены «Указания по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности» [253], предназначенные для потребителей, участвующих в формировании часов максимума энергосистемы. Это стало отправной точкой для привлечения энергоснабжающими организациями всех промышленных потребителей энергосистемы к участию в мероприятиях по выравниванию графиков электрических нагрузок.

В 1980 г. для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью 750 кВА и выше впервые была введена двухставочная шкала тарифов на электроэнергию, предусматривающая плату за максимальную мощность потребителя, участвующего в максимуме нагрузки энергосистемы, и плату за отпущенную электроэнергию [210]. После этого энергоснабжающие организации начали осуществлять контроль за мощностью, потребляемой промышленными предприятиями, участвующими в формировании максимума нагрузок. С 1981 г. была введена система сезонного перевода часов, направленная на выравнивание вечернего пика нагрузки ЕЭС в зимний период.

В связи с вышеизложенным на третьем этапе развития исследований отечественные ученые вновь продолжили разработку системных научных

исследований в области управления графиками нагрузки энергосистем, заложенных на этапе 1930–1941 гг.

В цикле работ В.И. Гордеева [55, 56, 57, 58] проведено математическое описание индивидуальных и групповых графиков электрических нагрузок, разработана модель взаимосвязи графиков нагрузки, приведены различные методы оценки получасовых максимумов мощности предприятий, предложены методы прогнозирования получасовых максимумов мощности предприятий, разработаны алгоритмы автоматизации расчетов по выравниванию групповых графиков нагрузки, сформирован порядок разработки мероприятий по регулированию графиков электропотребления на промышленных предприятиях и их классификация. Также исследованию и математическому моделированию системы потребления электроэнергии промышленных предприятий с разработкой методов оптимизации нагрузки электропотребления посвящена работа Ш.Ч. Чокина [277].

В 1985 г. в СССР вышла переводная версия сборника статей «Способы управления спросом на электроэнергию» [254], посвященных описанию теоретических положений и практических выкладок управления спросом на электроэнергию западными учеными. Именно в 1985 г. в отечественных публикациях впервые было применено определение «управление спросом на электроэнергию». Уже в 1987 г. вышел сборник статей отечественных исследователей «Потребители-регуляторы электрической нагрузки энергосистемы» [205], который содержал современные теоретические и практические исследования проблематики работы потребителей-регуляторов в рамках ЕЭС.

Исследованию и разработке моделей совершенствования функционирования потребителей-регуляторов в энергосистеме также посвящены работы А.О. Стумбраса [247], Ю.М. Когана [122], М.И. Гитмана [52], В.А. Ханаева, Г.Л. Багиева, А.В. Фомина, Ф.Б. Яйну. Разработке алгоритмов и программ для ЭВМ для регулирования нагрузки на промышленных предприятиях посвящены работы С.И. Катышева [116] и К.Х. Брайтенбаха [25]. В трудах В.Ф. Склорова

[225], А.В. Праховника [209], В.П. Клиничка описана разработка технических средств контроля и автоматизированного управления нагрузкой потребителей-регуляторов.

Учитывая необходимость внедрения механизмов выравнивания спроса в практической деятельности промышленных предприятий, большинство исследований имели прикладной характер. Разработке методологических основ формирования комплексов потребителей-регуляторов мощности на горнорудных предприятиях посвящены работы Г.С. Хронусова [273], В.Н. Герасимовича [47], Н.В. Ручьева, П.М. Каменева, В.П. Розена. Отечественными авторами проведены исследования в области формирования потребителей-регуляторов нагрузки на ферросплавных производствах [286], среди сельскохозяйственных потребителей [271], в системах кондиционирования воздуха [135], в системах насосных станций [275]. В работах В.В. Михайлова, Е.П. Забелло, Д.М. Воскобойникова, И.П. Головкина доказывается возможность применения дифференцированных тарифов в качестве инструмента выравнивания графиков электрических нагрузок потребителей.

Этап 1979–1991 гг. имеет большую значимость для развития прикладных отечественных исследований в области управления спросом. Это подчеркивается значительным количеством работ в области выравнивания графиков нагрузок, их прикладной направленностью, а также внедрением части разработанных положений в практику промышленных предприятий СССР. Научные результаты третьего этапа развития исследований сформировали серьезную базу для практической реализации управления спросом со стороны потребителей электроэнергии. Однако после 1991 г. в результате затяжного экономического кризиса в отечественной промышленности вектор развития исследований в области управления графиками электрических нагрузок был снова изменен.

В начале 1990-х гг. последствия затяжного экономического кризиса, охватившего все сферы экономики России, отразились и на отечественной науке в части резкого снижения финансирования исследований. Вместе с этим спад общего электропотребления, сопровождавший спад объемов производства

промышленных предприятий, также отразился в снижении актуальности исследований в области управления спросом на электропотребление.

Среди исследований, выполненных в этот период, можно выделить работы под руководством академика А.И. Татаркина [248], в которых дан комплексный научно-методический подход к оценке влияния режимных факторов на экономические показатели функционирования и развития электроэнергетики в рамках ТЭК, а также методика формирования затрат ТЭК по зонам графиков нагрузки с учетом структуры электрогенерирующих источников в энергосистеме, предназначенная для обоснования дифференцированных тарифов в качестве инструмента энергосберегающей политики и обеспечения энергетической безопасности. Также в работах Д.Ю. Кононова [132], Г.С. Асланяна [6] проводится анализ действующих программ управления спросом на электроэнергию за рубежом с выводом об эффективности применения разработанных механизмов в России. Основная же масса работ, связанных с управлением и прогнозированием графиков нагрузки электропотребления, была посвящена регулированию режимов электропотребления, направленному на повышение надежности и качество энергоснабжения.

С 2003 г. в энергетическом комплексе России произошли значительные структурные изменения, связанные с реформированием РАО «ЕЭС России», разделением видов деятельности, приватизацией конкурентных активов электроэнергетики и формированием отечественного рынка электроэнергии. Это привело к переориентации отечественных научных исследований в сторону адаптации участия субъектов электроэнергетики к новым условиям функционирования отрасли. В связи с этим количество исследований в области управления спросом на электропотребление на данном историческом этапе увеличилось незначительно.

Среди наиболее значимых исследований можно выделить работы Е.П. Забелло [105], А.В. Кузнецова [138], О.Н. Вишняковой, посвященные вопросам тарифного стимулирования потребителей к управлению спросом на электроэнергию, работы В.А. Голубева [53], В.В. Ханаева [268], С.Г. Первалова,

А.Н. Митрофановой, описывающие моделирование потребителей-регуляторов нагрузки на предприятиях различных отраслей промышленности.

Период 2000-х гг. характеризовался интенсивным развитием средств автоматизации и их внедрением во все направления повседневной производственной деятельности. Это стало предпосылкой появления среди отечественных исследований работ, посвященных математическому моделированию и автоматизации управления энергопотреблением на промышленных предприятиях, что постепенно формировало вызовы для нового этапа развития исследований в области управления спросом на электропотребление.

В конце 2000-х гг., несмотря на завершение реформирования электроэнергетики, показатели энергоемкости России значительно отставали от среднемировых значений, что определило необходимость разработки стратегии дальнейшего развития отрасли. В результате в 2009 г. был принят ФЗ «Об энергосбережении» и сопутствующий пакет нормативных актов, регулирующих государственную политику в области энергосбережения на федеральном и региональном уровнях. Развитие технологий управления спросом на электропотребление в передовых странах мира, активное внедрение современных технологий в области энергосбережения в России, повсеместная автоматизация учета потребления электроэнергии, а также внедрение технологий распределенной и альтернативной энергетики привело к новому этапу исследований в области управления спросом на электропотребление, отличающихся интеграцией мирового опыта управления спросом в энергорыночную среду России, который получил свое начало в 2010 г. и продолжается по сегодняшний день.

Интеллектуализация и развитие всех направлений энергетики в передовых странах мира определили появление концепции новой технологической платформы управления комплексным энергоснабжением – платформы умных сетей (Smart Grid), одним из ключевых элементов которой стал механизм управления спросом на электропотребление [35, 131, 196]. Учитывая

интенсивную автоматизацию и цифровизацию отраслей промышленности России, развитие технологий Smart Grid вызвало значительный интерес у отечественных исследователей, в том числе технологии управления спросом.

Развитию технологической платформы Smart Grid в России посвящено множество работ, среди которых можно выделить исследования Б.Б. Кобеца [121], С.С. Ледина [151], С.С. Цымбала [274], М.В. Попова [200], Е.Л. Логинова [152], П.В. Глущенко, Ю.П. Кубарькова. Авторами подчеркивается важность интеграции элементов Smart Grid в процессы обращения электрической энергии в России, а также необходимость использования отдельных механизмов Smart Grid, таких как управление спросом на электропотребление активными потребителями энергосистемы.

Ряд отечественных исследований посвящен анализу концепции управления спросом на электропотребление в России. Среди них можно выделить исследования группы Л.Д. Гительмана, Б.Е. Ратникова и М.В. Кожевникова [48, 49, 50], в которых проводится анализ механизмов управления спросом в различных странах мира, оценка и разработка методов применения механизмов управления спросом в России, методов стимулирования потребителей – участников программ управления спросом, а также экономическая оценка программ управления спросом. Кроме того, следует отметить работы В.В. Ханаева [268, 269, 270], направленные на анализ применения механизмов управления спросом на электропотребление в России.

Существенный вклад в исследования в области управления спросом на электропотребление в России в условиях развития Smart Grid был сделан в работах, выполненных под руководством И.О. Волковой [33, 34, 36], в которых рассмотрено развитие электроэнергетической отрасли России в концепции внедрения интеллектуальных сетей, проанализированы различные модели развития Smart Grid в России, разработаны инновационные подходы к управлению энергосбережением, в том числе с применением модели управления спросом на электропотребление. В 2011 г. в работах И.О. Волковой впервые было введено определение «активные потребители электроэнергии». Последующее



развитие концепции функционирования активных потребителей электроэнергии прослеживается в работах Н.И. Воропая [37, 38, 39], Т.В. Сокольникова, Е.В. Козлова, Н.А. Шубина, Н.И. Айзенберга.

Работы Д.С. Сипина [224], Н.В. Сидоровской [223], Г.А. Мещеринова [182] посвящены анализу механизмов управления спросом в различных странах мира и оценке их применимости в России. Работы В.К. Аверьянова, О.Б. Тришкина, Я.А. Сосновского, А.С. Мангаракова, П.И. Каландарова, А.И. Карповича, Е.А. Третьякова, Н.А. Малышевой, А.И. Башта, Н.В. Антонова, В.Н. Буркова, В.В. Кощей, А.В. Архангельской направлены на анализ общей концепции управления спросом на электропотребление и ее применения в качестве механизма повышения энергетической эффективности в России. Е.В. Сташкевичем, И.Б. Ядыкиным, Б.В. Папковым предприняты попытки математического моделирования режимов системы электроснабжения и потребителей электроэнергии при управлении спросом.

Ю.П. Кубарьковым, Т.В. Сокольниковой, Б.В. Шелеховой, Т.Ю. Паниковской, Р.А. Корзитцке, В.Н. Бурковым проведен анализ особенностей управления спросом на электропотребление при наличии в сетях распределенных источников энергии, а А.А. Брагиным, Р.З. Аминовым рассмотрен вопрос использования промышленных накопителей электроэнергии.

В.И. Чемодановым, В.С. Степановым, К.В. Суловым, Е.В. Козловой, А.А. Зименко, Е.В. Николаевым проведены научные исследования, посвященные анализу практического применения некоторых механизмов управления спросом в России. Ими рассматриваются структурные модели управления спросом, а также проводится описание эффектов, получаемых от применения управления спросом для различных субъектов электроэнергетики. Работы В.Ф. Находова, Т.В. Яроцкой, Н.А. Матвийко, Д.А. Сенчука, К.В. Орловой, А.Х. Мусина, В.П. Вершинина, Ф.Л. Быка, А.Х. Мусина посвящены применению механизмов тарифного стимулирования в моделях управления спросом на электропотребление. Отдельная категория исследований Ю.А. Дементьева, В.С. Степанова, Б.Н. Абрамовича, О.А. Гавриковой, Д.А. Устинова,

Г.Г. Ольховского, В.С. Степанова направлена на разработку механизмов работы потребителей электроэнергии в качестве регуляторов.

Иными словами, на современном (пятом) этапе генезиса отечественных исследований, российские ученые существенно сократили отставание от мировых исследователей в этой области. Генезис исследований в области управления спросом на электропотребление в отечественной научной школе систематизирован и представлен в приложении Г.

Несмотря на значительное количество исследований современного этапа, который мы определили как «Интеграция мирового опыта управления спросом в энергорыночную среду России», наблюдается лишь незначительное внедрение элементов управления спросом в практику функционирования энергосистемы, что обуславливает необходимость наращивания научных разработок, направленных на внедрение механизмов управления спросом на электропотребление в практическую плоскость. В приложении сведены выделенные этапы развития исследований в области управления спросом, характеристики каждого периода, а также основные достижения, полученные отечественными учеными на каждом этапе. На рисунке 2.1 представлено соотношение этапов генезиса исследований в области управления спросом на электропотребление с динамикой выработки электроэнергии экономикой СССР за период 1913–1990 гг. и экономикой России за период 1991–2016 гг. Прослеживается явная закономерность выявленного развития исследований от динамики электропотребления на уровне национальной экономики.

На этапе 1 наблюдается зарождение и формирование отрасли, в рамках которых исследователями проводится систематизация знаний и разработка механизмов участия потребителей-регуляторов в выравнивании нагрузки энергосистемы. На этапе 2 наблюдается спад электропотребления (1941–1945 гг.) и последующий интенсивный прирост выработки электроэнергии, что сопровождается разработкой методов покрытия неравномерности нагрузки со стороны энергосистемы. На этапе 3 происходит снижение темпов прироста выработки электроэнергии, что в рамках научных исследований выражается в

интеграции инструментов регулирования нагрузок в практическую деятельность промышленных предприятий.

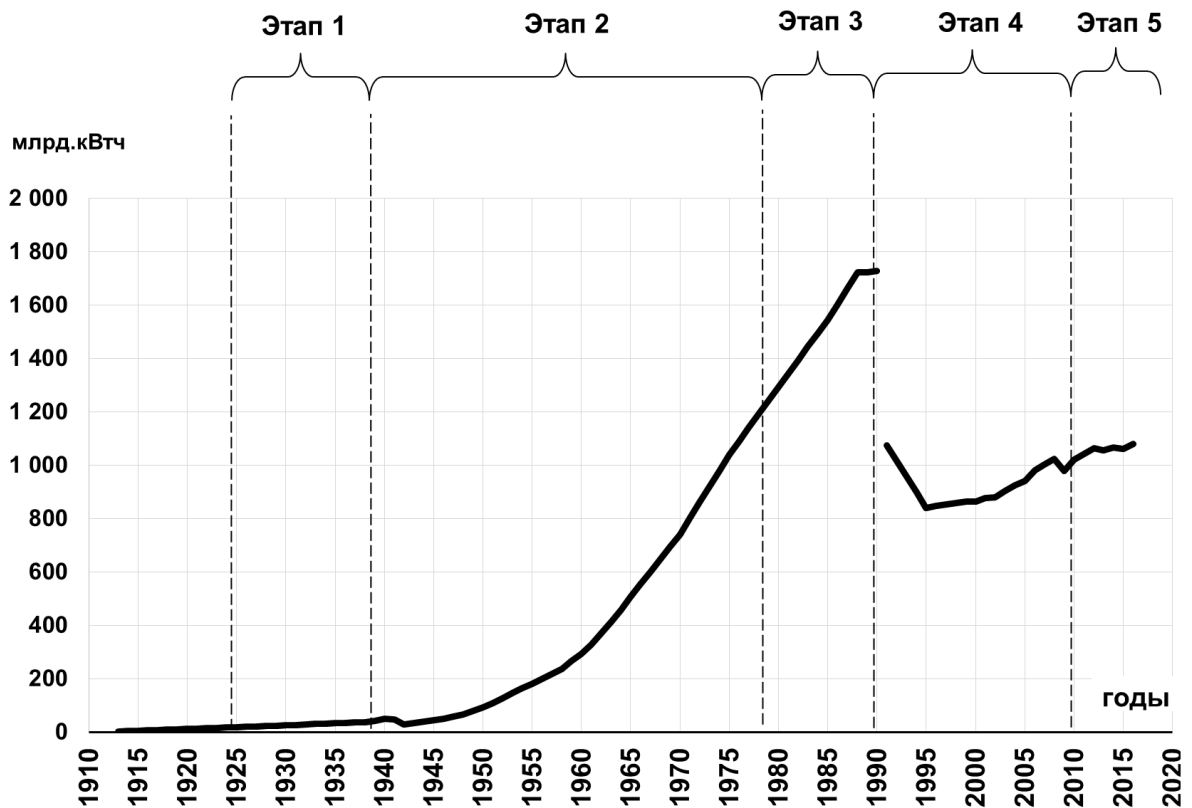


Рисунок 2.1 – Показатели выработки электроэнергии экономикой СССР и России и этапы развития исследований в области управления спросом (систематизировано автором) [29, 245, 281]

На этапе 4 общий экономический спад и постепенное восстановление объемов спроса сопровождаются разработкой механизмов адаптации участников энергорынка к условиям реформирования. На современном, 5 этапе, заметна тенденция к росту объемов выработки электроэнергии, что на фоне цифровизации промышленности сопровождается интеграцией мирового опыта управления спросом в энергорыночную среду России. Однако в глобальном экономическом пространстве происходит более интенсивная смена технологий, развитие науки и, как следствие, внедрение новых форм и методов управления, что требует соответствующего отклика и разработки методологии управления спросом на электропотребление в России с учетом ее специфики.

### **2.3. Генезис отечественных исследований в области управления спросом на потребление природного газа**

Эпоха зарождения газовой промышленности в СССР пришлась на более поздний период, чем развитие электроэнергетики. Широкое использование природного газа в качестве топлива для промышленных, коммунальных и бытовых нужд началось только после окончания Великой Отечественной войны. С этого периода положено начало развитию отечественных системных научных исследований в области централизованного газоснабжения промышленных потребителей, в рамках которого также были поставлены вопросы о рациональной и экономически эффективной организации газоснабжения, в том числе за счет управления спросом на потребление природного газа. Развитие отечественных исследований в области управления спросом на потребление природного газа, с нашей точки зрения, целесообразно разделить на 5 основных этапов:

- 1 этап – Идентификация проблемы неравномерности потребления газа и ее влияния на эффективность функционирования отрасли (1946–1960 гг.);
- 2 этап – Систематизация знаний и разработка механизмов выравнивания графиков потребления газа (1960–1970 гг.);
- 3 этап – Интеграция моделей выравнивания графиков потребления газа в программы развития отрасли газоснабжения (1970–1980 гг.);
- 4 этап – Внедрение технологий выравнивания графиков потребления газа в деятельность промышленных предприятий (1980–1991 г.);
- 5 этап – Развитие методов повышения надежности газоснабжения в условиях автоматизации и цифровизации отрасли (1991 год – по н. в.).

Предпосылками к возникновению первого этапа научных исследований в области газоснабжения и управления спросом на потребление газа является утверждение пятилетнего плана восстановления и развития народного хозяйства СССР на период 1946–1950 гг. [106, с. 20], что стало толчком для последующего интенсивного роста добычи и потребления природного газа в СССР.

Утвержденным пятилетним планом была поставлена задача: «...развить в крупных масштабах новую отрасль промышленности – газовую промышленность на базе добычи природного газа и переработки угля, торфа и сланцев. Довести в 1950 г. производство газа из угля и сланцев до 1,9 млрд кубометров и природного газа до 8,4 млрд кубометров. Продолжить работу по осуществлению подземной газификации и довести ее в 1950 г. до 920 млн кубометров в год». На следующую пятилетку планировалось увеличить на 80 % добычу природного газа и попутного нефтяного газа, расширить использование природного газа для бытовых нужд, применение его в качестве автомобильного топлива и получение из газа химических продуктов» [154].

Как следует из материалов Н.Л. Стаскевича [242], на первоначальном этапе развития газоснабжения основными направлениями отечественных исследований в этой области были: освоение газовых месторождений, совершенствование методов добычи, транспортировки и хранения природного газа, централизация газоснабжения, распространение газоснабжения городов, совершенствование использования газа в различных отраслях народного хозяйства, расширение функциональных характеристик использования газа, повышение КПД потребителей газа.

Уже на первоначальном этапе развития исследований, посвященных организации газоснабжения крупных промышленных предприятий, была подчеркнута проблема неравномерности спроса на потребление природного газа как в сезонном, так и в недельном и посуточном разрезах. А.А. Киселевым разработаны методические положения расчета характеристик неравномерности спроса на природный газ [119, с. 16], в которых автором отмечалось, что неравномерность спроса на потребление природного газа влияет на экономические показатели работы системы газоснабжения. В работах Н.Л. Стаскевича отмечается необходимость учета фактора неравномерности потребления газа на этапах проектирования систем газоснабжения [243, с. 74] и управления режимами поставок природного газа промышленным потребителям, объединенным в систему газоснабжения [244, с. 6].

К окончанию 1950-х гг. в СССР произошло значительное увеличение использования природного газа для промышленных нужд. Так, в 1959 г. рост объема добычи газа в СССР по сравнению с уровнем 1945 г. был увеличен в 10,9 раза. Успешные геологоразведочные работы констатировали наличие в стране значительных запасов природного газа, что коренным образом изменило перспективы развития газовой промышленности и обратило внимание множества исследователей на вопрос развития газоснабжения.

Значительные темпы развития газовой промышленности СССР и не менее существенные планы дальнейшей газификации народного хозяйства привели к тому, что в 1956 г. газовая промышленность была организационно оформлена как самостоятельная отрасль народного хозяйства с единым централизованным управлением [134]. В 1958 г. ЦК КПСС и Советом Министров СССР принято постановление «О дальнейшем развитии газовой промышленности и газоснабжения предприятий и городов СССР», разработана Генеральная схема развития газовой промышленности и газификации городов и сельскохозяйственных районов на период 1958–1975 гг.

Таким образом, на первоначальном этапе развития научных исследований в области управления спросом на потребление природного газа отечественными учеными была идентифицирована проблема неравномерности спроса на потребление природного газа, подчеркнуто влияние волатильности спроса на газ на эффективность функционирования системы газоснабжения и доказана необходимость выравнивания спроса на потребление природного газа в промышленности.

Появление второго этапа научных исследований берет свое начало с 1960 г. Предпосылкой для перехода к следующему этапу стало продолжение роста объемов добычи и использования природного газа, что привело к значительному увеличению его доли в топливном балансе страны и обозначило задачу оптимизации графиков спроса на потребление природного газа. Решением XXI съезда КПСС намечено ускорение развития газовой промышленности и увеличение добычи и производства газа за 7 лет в 5 раз. За указанный период

планировалось подать газ в 500 городов и рабочих поселков численностью в 40 млн человек. Поставленные задачи определили необходимость всестороннего развития исследований в области газоснабжения. В материалах сборника переводов, посвященных энергетическим рынкам и экономическим особенностям газоснабжения в различных странах мира: США, Англии, Франции, ФРГ, – опубликованных в 1962 г. [279], подчёркивалась значимость вопроса дальнейшего развития систем газоснабжения в СССР. Указанные изменения послужили основой для развития теоретических и практических исследований в области режимов и норм потребления газа индивидуальными и объединенными промышленными потребителями.

Первые из таких работ были посвящены исследованию характеристик графиков спроса на потребление природного газа, среди которых можно выделить труды Ю.И. Данилевича [64] и И.Я. Фурмана [264], где авторами выявлена неравномерность характеристик спроса на потребление природного газа на различных периодах потребления для разных отраслевых групп промышленных потребителей. Авторами разработаны экспериментальные методы анализа характеристик графиков спроса на потребление природного газа для различных типов промышленных потребителей с оценкой коэффициентов неравномерности и факторов, на нее влияющих.

В этот период необходимость разработки инструментов выравнивания волатильности графиков поставок природного газа ставится в качестве научной и практической проблемы. В работе И.Я. Фурмана «Экономическая эффективность использования природного газа в промышленности» [267] для выравнивания графиков поставок природного газа потребителям было предложено три инструмента регулирования, таких как использование подземных хранилищ газа, использование резервов магистральных газопроводов и использование «буферных потребителей» (или потребителей-регуляторов). В качестве подземных хранилищ предложено использование емкости подземных пластов или выработанных нефтяных месторождений для временного хранения газа с возможностью его поставок потребителям в пиковые интервалы нагрузок системы газоснабжения.

И.Я. Фурманом предложено использование резервов магистральных газопроводов в качестве хранилищ природного газа для обеспечения неравномерности спроса со стороны потребителей. При избыточных мощностях газопровода возможна закачка объема газа, большего, чем спрос со стороны потребителей, и выдача резерва в пиковые интервалы нагрузок системы газоснабжения. Концепция выравнивания графиков нагрузки природного газа посредством использования резервных мощностей газопроводов получила развитие в работе Х. Мирходжаева [184], где проводится исследование неравномерности газопотребления в Средней Азии СССР и с учетом сезонной неравномерности потребления природного газа предлагается использование свободных мощностей систем газопроводов.

В качестве сезонных буферных потребителей И.Я. Фурманом предложено использовать тепловые электростанции, которые являются одним из основных сезонных потребителей природного газа. В период зимнего максимума нагрузки потребления природного газа предложен перевод электростанций на другие виды топлива, такие как уголь, мазут, торф и пр. Описанная в работе [267, с. 137] концепция использования буферных потребителей нашла применение и развитие в последующих исследованиях в области выравнивания графиков поставок природного газа.

В более поздних работах И.Я. Фурман развил концепцию использования электростанций в качестве потребителей-регуляторов потребления природного газа. В работе [262] была подчеркнута проблема влияния сезонности потребления газа на эффективность капиталовложений в газовую промышленность (таблица 2.1). Здесь были заложены методические основы расчетов экономических параметров резервирования газа другими видами топлива на электростанциях.

Концепция «буферных потребителей» получила развитие в работах И.Г. Бархударяна [16], где автором впервые подчеркивается взаимосвязь неравномерности трех факторов: графиков нагрузки электропотребления, графиков работы электростанций и графика нагрузки потребления природного газа. Автором исследованы особенности режимов потребления природного газа



промышленными узлами СССР на основании показателей, характеризующих конфигурации графиков нагрузки, доказана возможность регулирования неравномерности газопотребления и эффективность его регулирования буферными электростанциями. Концепция выравнивания графиков нагрузки газопотребления посредством буферных электростанций была продолжена А.С. Немчиновым [189] и А.И. Зейлигером [108], которые усовершенствовали методики экономических расчетов использования электростанций в качестве буферных потребителей природного газа при разных параметрах неравномерности графиков спроса на природный газ со стороны потребителей и комбинированного использования различных методов регулирования графика поставки природного газа.

Таблица 2.1 – Зависимость капиталовложений в добычу и транспорт газа от неравномерности газопотребления (систематизировано автором) [262, 264, 267])

Коэффициент неравномерности газопотребления	Увеличение необходимости капиталовложений в добычу и транспорт газа в % при длине газопроводов, км		
	500 км	1 000 км	2 000 км
1,0	100	100	100
1,3	115	110	107
1,6	119	116	114
2,0	135	129	123

В работе, выполненный под руководством Л.Н. Видгопа [30], «Сезонная неравномерность потребления природного газа в промышленности» впервые на основе анализа графиков спроса на потребление природного газа для отраслей народного хозяйства разработаны математические модели для прогнозирования параметров его потребления с интеграцией разработанной модели для расчета на ЭВМ. Оценке экономических последствий, следующих за неравномерными режимами газопотребления, а также разработке инструментов выравнивания графиков поставки природного газа посвящены работы Б.А. Козырева [123], В.А. Смирнова [228], в них предложено учитывать выявленные особенности уже

на этапе проектирования систем газоснабжения с разработкой методов определения влияния неравномерности на необходимость формирования резервов в системе газоснабжения.

В рамках второго этапа развития исследований в области управления спросом на потребление природного газа положено начало разработке методических положений и инструментов выравнивания графиков спроса на потребление природного газа промышленных предприятий, зарождению моделирования потребления природного газа в различных сценариях на этапах проектирования системы газоснабжения и в процессе регулирования режимов поставок газа, что стало толчком для дальнейшего развития научных исследований в этой области.

Предпосылками третьего этапа научных исследований в области управления спросом на природный газ является рост доли потребления природного газа в топливном балансе страны и увеличение объемов потребления природного газа электростанциями и котельными, что привело к увеличению параметров волатильности сезонного спроса на потребление природного газа в ЕСГ.

К 1970 г. объем добычи природного газа в СССР приблизился к отметке 200 000 млн куб. м. в год, для сравнения, в 1960 г. этот показатель составлял 47 214 млн куб. м., что означает увеличение объемов добычи за десятилетний период в 4,2 раза. С ростом объемов потребления природного газа произошло значительное увеличение доли природного газа в топливном балансе СССР, вызванное ростом спроса на газ со стороны электростанций и котельных. Как видно из таблицы 2.2, если в 1965 г. доля природного газа в топливном балансе котельных составляла 30 %, то в 1970 г. – уже 43,7 %.

Как подчеркивалось в работе Н.Д. Варюхиной [27], рост потребления природного газа электростанциями и котельными последовательно приводит к увеличению сезонной неравномерности графиков потребления природного газа. На рисунке 2.2 представлены сезонные колебания потребления природного газа электростанциями СССР. Видно, что потребление природного газа характеризуется сезонной волатильностью, где в зимний период происходит

увеличение объема потребления природного газа и наблюдается спад в летний период. При этом для конденсационных электростанций показатели вариации меньше, чем для электростанций с теплофикационным циклом, что подчеркивает влияние на волатильность потребления природного газа отопительной нагрузки.

На рисунке 2.3 проиллюстрированы сезонные колебания транспортировки природного газа по магистральным газопроводам СССР в 1965 и 1969 гг. Суммарный график транспорта природного газа народным хозяйством СССР в 1969 г. не только увеличился по сравнению с 1965 г., но и существенно изменился по характеру сезонной волатильности. Большая часть волатильности потребления газа обусловлена ростом доли нагрузки электростанций и котельных в структуре баланса потребления природного газа.

В связи с этим период, начавшийся с 1970-х гг., характеризуется интенсивным ростом научных исследований в области проблематики неравномерности поставок природного газа потребителям газоснабжающей системы. На этом этапе в научных исследованиях делается упор на выравнивание сезонной неравномерности спроса на природный газ.

Таблица 2.2 – Топливный баланс котельных в 1965–1970 гг. (систематизировано автором) [265, с. 9]

Топливо	1965 г.		1970 г.	
	Млн т. у. т.	Удельный вес, %	Млн т. у. т.	Удельный вес, %
Уголь	38	42,3	39	31,0
Мазут	17	18,9	25	19,9
Природный газ	27	30,0	55	43,7
Прочие виды	8	8,8	7	5,4
Итого	90	100,0	126	100,0

В работах И.Я. Фурмана [263, 265] проблема волатильности газопотребления идентифицируется автором в качестве одной из главных проблем газовой промышленности СССР, а также акцентируется внимание на том, что задача выравнивания графиков спроса на потребление газа имеет народнохозяйственное

значение. Автором ставится вопрос о принудительном регулировании газопотребления, исследуются виды резервов потребления газа: перспективных и текущих. Текущие резервы потребления газа разделяются автором на аварийные, нагрузочные и режимные, предлагается классификация режимных резервов на резервы, предназначенные для покрытия циклических колебаний, и резервы, предназначенные для покрытия многолетних колебаний, разработаны методические положения по расчету резервов в системе газоснабжения. Впервые введены термины: «потребительский эффект по качеству», «режимные затраты», «полный потребительский эффект», «замыкающие затраты на топливо», «сезонный газ», «нагрузочный эффект».

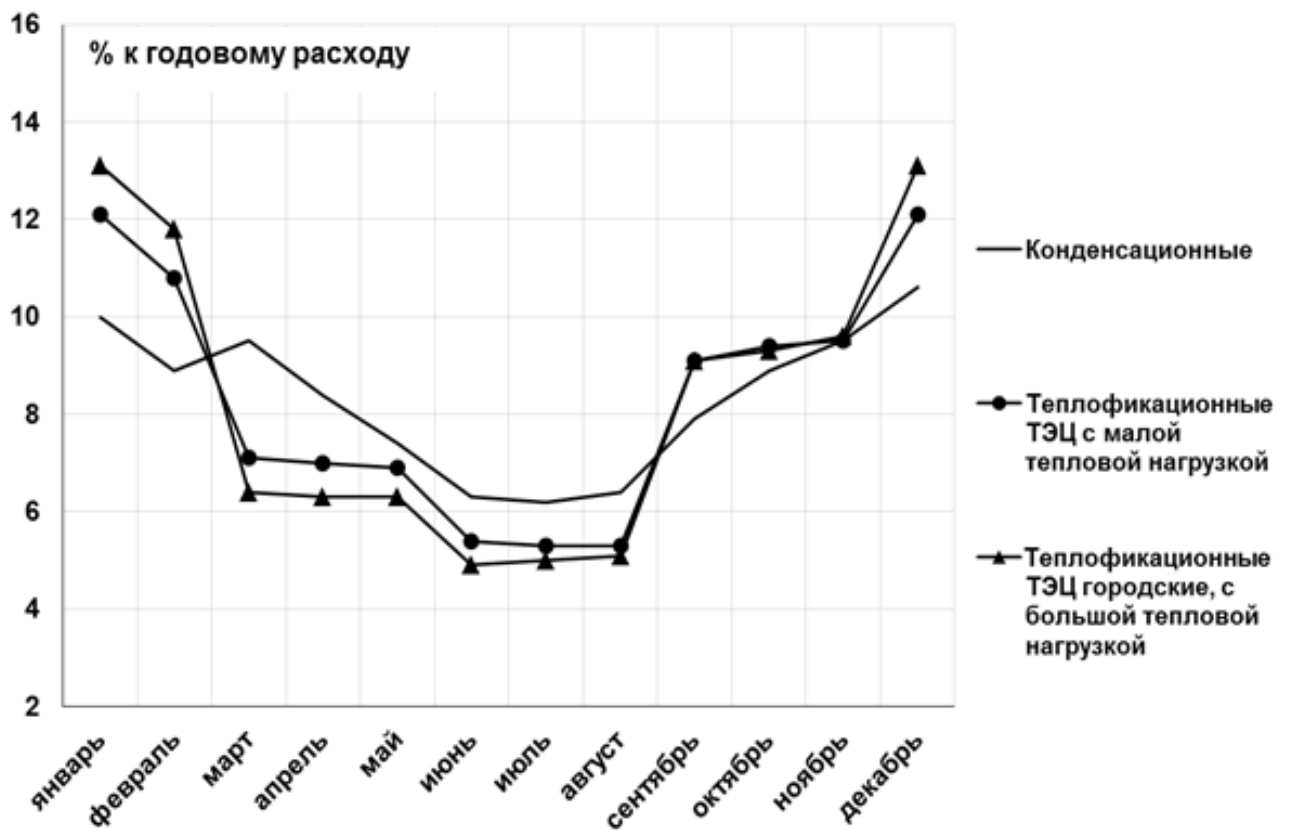


Рисунок 2.2 – Сезонные колебания потребления природного газа на электростанциях СССР в 1970 г. (систематизировано автором) [263]

Применительно к неравномерности графика спроса на потребление природного газа вводится классификация потребителей на сезонных и постоянных, разрабатываются методы регулирования потребления природного газа на электростанциях при различной структуре потребления природного газа

посредством комбинирования с другими энергоносителями. Вводится классификация параметров регуляторов природного газа на объемный и мощностной. В методических подходах важное место занимает учет характеристик волатильности потребления природного газа для разных потребителей, отопительные нагрузки для разных регионов, с выявлением признаков классификации колебаний неравномерности. Выполняется оценка замыкающих затрат на природный газ с учетом неравномерности и использования комбинированного топлива. Проводится анализ технико-экономических показателей подземных хранилищ, оценка экономики резервирования мощностей в магистральных газопроводах.

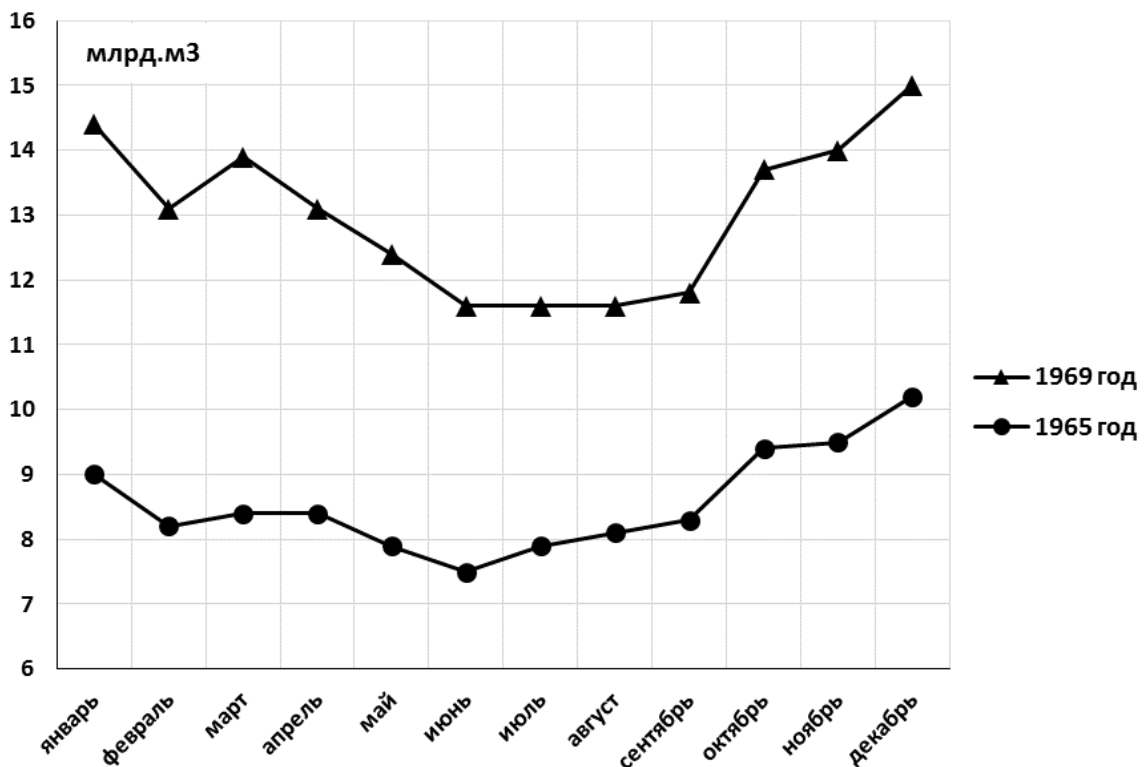


Рисунок 2.3 – Сезонные колебания транспорта природного газа по магистральным газопроводам СССР в 1965 и 1969 гг. (систематизировано автором) [265]

В работах Т.С. Вишневого [32] и Л.С. Хрилева [272] проводится углубленный анализ технико-экономических параметров работы электростанций при равномерном волатильном графике потребления газа. Развитие методов расчета режимных параметров системы газоснабжения привело к развитию

математических методов системного расчета оптимизации режимов газопотребления, что отражено в работах Ю.А. Кузнецова [141], А.Д. Бренца [26], М.А. Валесяна, В.Б. Савицкого, Л.Е. Прохорова.

Одним из базовых направлений исследования неравномерности газопотребления стал вопрос прогнозирования потребности в природном газе, на разработку которого направлены усилия целого ряда научно-исследовательских и проектных институтов – СЭИ АН СССР, ВНИИЭгазпрома, Гипрониигаса, Укрнииигаса [112]. Работа А.В. Дубинского [98] посвящена вопросам прогнозирования газопотребления. В ней автором проводится анализ различных методов прогнозирования, разрабатываются методы автоматизации прогнозирования газопотребления и на базе применения АСУ разрабатываются методики прогнозирования газопотребления для различных периодов потребления природного газа: годовых, месячных и суточных. В работе И.Г. Журавлева [103] предложена методика прогнозирования потребления природного газа на основе корреляционной связи с изменением температуры наружного воздуха. Автором предложен методический подход оптимизации графиков потребления природного газа по критерию надежности. В работе А.И. Боткилина [24] исследуется зарубежный опыт покрытия пиков неравномерности потребления природного газа посредством использования пропано-воздушной смеси, сжиженного природного газа и искусственных горючих газов.

Огромный вклад в развитие исследований в области выравнивания графиков поставки природного газа был внесен институтом экономики Академии наук Узбекской ССР. Авторами цикла работ являются Н.П. Мунько [185, 186] и Р.А. Мирзаакбарова [183]. Новизна подхода заключается во впервые предложенном выравнивании графиков потребления природного газа посредством выравнивания графика нагрузки электропотребления электростанциями. При этом выравнивание графиков нагрузки электропотребления производится не за счет снижения сезонных пиков, а за счет повышения летнего минимума электропотребления через использование систем

орошения в Среднеазиатском регионе. В работах подчеркивается получение двойственного эффекта от использования систем орошения в период летнего спада электрических нагрузок – выравнивание не только графика поставок природного газа, но и графика выработки электроэнергии на электростанциях.

В результате на третьем этапе научных исследований была заложена обширная методическая база в области выравнивания сезонных графиков поставок природного газа, проведена глубокая проработка инструментов выравнивания графиков газопотребления, выявлены особенности применения существующих инструментов на различных периодах управления и с учетом особенностей регионального положения объектов управления. Предложенный подход к управлению спросом на природный газ на основе управления графиками спроса электропотребителей, предложенный Н.П. Мунько и Р.А. Мирзаакбаровой, заложил основу для развития подходов управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ, исследуемым в настоящей работе.

Предпосылками следующего, четвертого этапа, отечественных научных исследований в области управления спросом на потребление природного газа являются как широкий научный задел, сформированный на предшествующих этапах и требующий дальнейшего развития, так и повышение внимания к вопросу экономии ТЭР в отрасли газовой промышленности с внедрением в практику деятельности газовой промышленности СССР разработок в области управления графиками спроса на природный газ.

В докладе председателя Совета Министров СССР Н.А. Тихонова «Основные направления экономического и социального развития СССР на 1981–1985 гг. и на период до 1990 г.», представленном на XXVI съезде КПСС, обозначено: «...в газовой промышленности считать важнейшей задачей осуществление программы форсированного развития добычи газа... Поднять эффективность и надежность работы “Единой системы газоснабжения страны”». В XI пятилетке на развитие отраслей топливно-энергетического комплекса выделяется в полтора раза больше капитальных вложений, чем в X пятилетке. Наряду с ростом добычи газа, нефти, угля уделяется значительное внимание экономии ТЭР. В 1985 г. экономия должна

составлять свыше 200 млн т. у. т. (вместо 125 млн т. у. т. в 1980 г.). На основании анализа, выполненного ЦДУ ЕСГ и ВНИИЭгазпром, в 1987 г. максимальная потребность в газе превысила среднегодовой объем подачи газа потребителям в 1,9 раза, что обуславливало продолжающееся увеличение сезонной волатильности спроса на газ и необходимость реализации практических мер по ее сокращению.

В трудах Е.Я. Каца [117], В.И. Калика [115], И.Г. Бархударяна [17], Б.Л. Кучина, Ю.М. Перельцвайга, Р.Г. Гафарова, В.И. Шеремета предприняты попытки совершенствования моделей прогнозирования потребления природного газа. Авторами уделяется внимание глубине обработки исходной информации, выполнению прогнозов на основе построения математических моделей при помощи ЭВМ, расширению периодов прогнозирования, выполнению прогнозов с учетом динамики изменения ресурсов и структуры потребления газа.

Работы Л.Д. Уткиной [256] посвящены исследованию структуры потребления природного газа на различных уровнях. В работах проводится анализ территориальных особенностей структуры потребления природного газа и предлагаются рекомендации по управлению структурой с целью повышения эффективности использования газа в качестве топлива. В работе И.А. Жученко [104] автором впервые предлагается введение сезонных дифференцированных тарифов на поставку природного газа, учитывающих затраты на сезонное хранение и стимулирующих потребителей к экономии газопотребления в периоды сезонных пиковых нагрузок. Также автором предлагается регулирование неравномерности графиков поставок природного газа за счет увеличения производительности газопроводов и регулирование давления между компрессорами.

В.И. Батениным [18] подчеркивается важность нормирования потребления природного газа в качестве направления для повышения энергоэффективности, а в работе Л.Г. Телегина [249] предлагается совершенствование планирования ремонтных работ в газовой отрасли, в том числе с учетом неравномерности газопотребления. В работе Ю.Г. Мутовина [187] предлагается покрытие пиковых неравномерностей газопотребления сжиженным природным газом. Работа



В.И. Захарова [106] посвящена регулированию потребления природного газа в коммунально-бытовом секторе. Автором разработана методика использования сезонных потребителей-регуляторов, использующих твердое топливо в зимний период. Автором предлагается разрабатывать графики ограничений потребления природного газа и совершенствовать управление процессом ограничений. Ряд работ этого периода посвящен анализу практического опыта регулирования неравномерности поставок природного газа. В работе А.Ю. Лякониса [153] автором описан опыт практического применения выравнивания пиков газопотребления в Литовской ССР посредством применения резервного топлива и использования буферных потребителей.

Таким образом, на четвертом этапе генезиса исследований в области управления спросом на природный газ основной упор делается на оценку возможности внедрения результатов теоретических исследований в практическую деятельность газовой промышленности. Задел научных исследований в области управления спросом на потребление природного газа, полученный в 1961–1990 гг. в дальнейшем должен был стать основой совершенствования механизмов управления Единой системой газоснабжения. Однако после распада СССР научные исследования в области управления спросом на газ изменили вектор на приоритизацию повышения надежности газоснабжения, что определило переход к пятому этапу научных исследований в этой сфере.

После экономических реформ, проведенных в России в период 1990-х гг., наблюдается значительное затишье в исследованиях в области выравнивания неравномерности поставок природного газа. Это связано как с экономическими причинами, выраженными в общеэкономическом спаде и сокращении финансирования исследований, так и с причинами политическими, связанными с объединением газовой отрасли России в рамках единой государственной монополии с закрытыми информационными потоками.

Основная масса научных работ на пятом этапе исследований в области управления спросом на газ посвящена вопросу повышения надежности и бесперебойности газоснабжения. Часть исследований посвящена

прогнозированию и регулированию спроса на газопотребление в масштабах ЕСГ с будущим соотнесением режимных возможностей системы газоснабжения с поставками газа на экспорт. Среди работ, посвященных прогнозированию и регулированию спроса на газ в макроэкономическом аспекте, можно выделить труды М.А. Алиева [3], В.П. Албула [2], Ю.В. Емельяшиной [100], А.В. Калинкина, С.Е. Ершова, О.Е. Бугрия, К.А. Казака, Д.А. Хилова, О.А. Гнездиловой, В.В. Никанорова, С.Г. Марченко, Л.И. Бернера, Ю.М. Зельдина. Работы, выполненные под руководством Н.И. Илькевича [113], посвящены разработке рекомендаций по совершенствованию рынка поставок газа в России, в том числе посредством управления спросом. Работа А.С. Гарайшина [41] направлена на исследование использования интеллектуальных систем управления режимами газопотребления в части регулирования нагрузок подземных хранилищ газа.

Снижение количества исследований в области выравнивания графиков поставок природного газа отчасти было связано с отсутствием в общем доступе статистических данных газопотребления на различных уровнях ЕСГ России.

Таким образом, рассмотрение генезиса отечественных научных исследований в области управления спросом на потребление природного газа позволяет констатировать, что проблема неравномерности спроса на потребление природного газа признана отечественной научной школой в качестве одной из стратегически значимых для отрасли газоснабжения. Выравнивание графиков потребления природного газа имеет высокий народнохозяйственный эффект и может привести к существенной экономии энергозатрат на уровне промышленных предприятий и в масштабах газовой промышленности России в целом. При этом, несмотря на актуальность вопроса выравнивания графиков спроса на потребление газа, вследствие смены политического строя научные исследования в этой сфере велись мало, и многие аспекты проблемы остались нерассмотренными.

Генезис исследований в области управления спросом на потребление природного газа в отечественной научной школе обобщенно представлен в

приложении Д, где систематизированы выявленные этапы развития исследований в области управления спросом на потребление природного газа, характеристики каждого периода, а также основные достижения, полученные на каждом из них. На рисунке 2.4 проиллюстрирована взаимосвязь выделенных этапов генезиса исследований в области управления спросом на потребление газа и динамики производства природного газа экономикой СССР за период 1913–1990 гг. и экономикой России за период 1991–2016 гг.

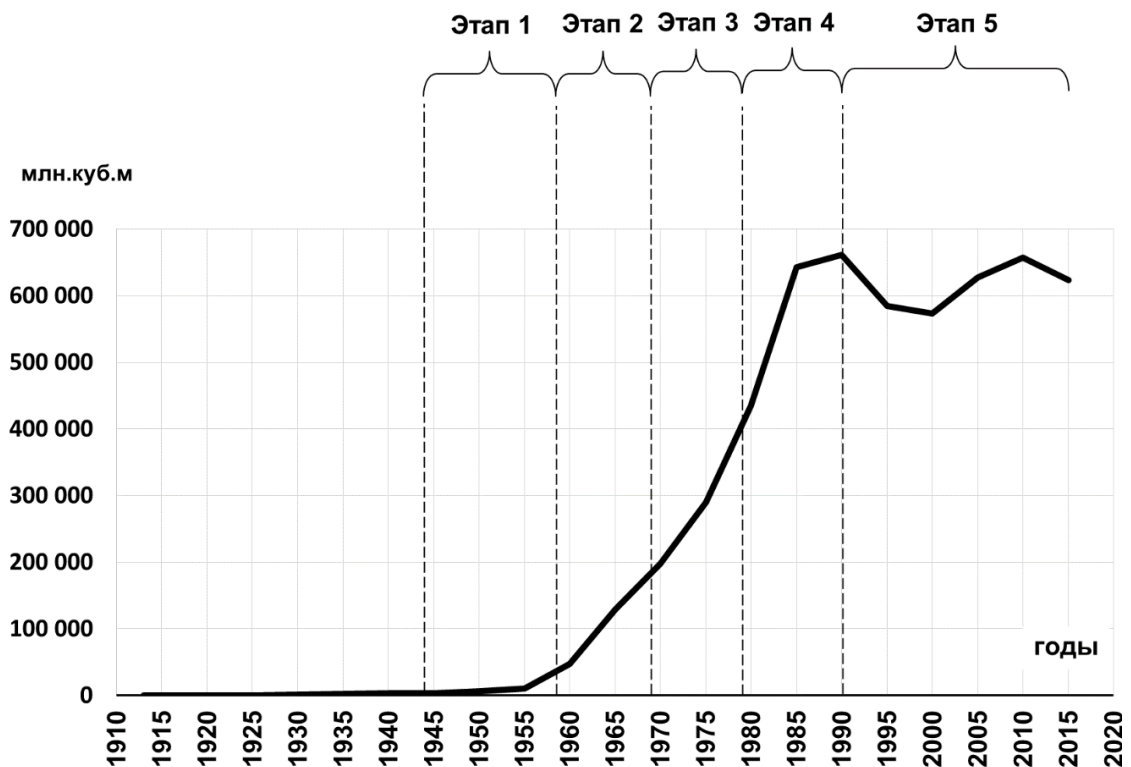


Рисунок 2.4 – Показатели производства природного газа в СССР и России и этапы развития исследований в области управления спросом (систематизировано автором) [29, 40, 134]

На этапе 1 наблюдается рост добычи природного газа, что приводит к идентификации проблемы неравномерности потребления газа и ее влияния на эффективность функционирования отрасли. На втором этапе отмечается интенсификация темпов роста объемов добычи природного газа, что сопровождается систематизацией знаний и разработкой механизмов выравнивания графиков потребления газа. На этапе 3 наблюдается дальнейшая

интенсификация добычи и потребления природного газа, что приводит к интеграции моделей выравнивания графиков потребления газа в программы развития отрасли газоснабжения. Этап 4 сопровождается продолжением роста производства природного газа, вследствие чего методологические положения, разработанные на предыдущем этапе, получают свое дальнейшее развитие в части внедрения технологий выравнивания графиков потребления газа в практическую деятельность промышленных предприятий. Этап 5 характеризуется снижением и последующей компенсацией роста добычи природного газа, что отразилось в смене вектора научных исследований в сфере газоснабжения в направлении развития методов повышения надежности газоснабжения в условиях автоматизации и цифровизации отрасли.

Несмотря на то что на пятом этапе научных исследований, продолжительность которого составляет почти 30 лет, отсутствует значительное приращение отечественных теоретических разработок в области управления спросом на потребление природного газа промышленными предприятиями, фундаментальный научный задел, заложенный на четырех предшествующих этапах (с 1946 по 1991 годы), подчеркивает теоретическую значимость и практическую эффективность управления спросом на природный газ. Современный этап развития ТЭК России, характеризующийся внедрением современных информационных и коммуникационных технологий контроля и управления, технологическими и экономическими изменениями в отрасли электроэнергетики, использующей порядка 58 % природного газа, внедрением механизмов в области повышения энергетической эффективности, развития технологий управления спросом на потребление электроэнергии, по нашему мнению, позволяет констатировать возможность перехода к новому, перспективному этапу научных исследований в области управления спросом на природный газ в части разработки концепции управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ в России.

## 2.4. Современные инструменты управления спросом на энергоресурсы

Управление спросом на потребление электроэнергии (англ. «demand-side management (DSM)», «energy demand management», «load management») представляет собой инициативную форму экономического взаимодействия между энергоснабжающими компаниями и потребителями электроэнергии, направленного на экономически эффективное изменение конфигурации графиков спроса на потребление электроэнергии [330]. Научно-исследовательский институт электроэнергетики США (EPRI) определяет термин demand-side management следующим образом: DSM – это планирование, внедрение и контроль сервисных действий, разработанных для того, чтобы влиять на потребительское использование электрической энергии способами, которые вызовут желаемые изменения в форме электрической нагрузки как по времени, так и по величине.

Целью управления спросом является побуждение потребителей электроэнергии к снижению собственного спроса на потребление электроэнергии в периоды пиковой нагрузки энергосистемы. При этом управление спросом не обязательно приводит к снижению общего спроса на электропотребление, а производится за счет перераспределения электропотребления с периодов часов пиковой нагрузки на другие часы суток, дни недели или периоды сезонов года. Снижение спроса на электропотребление в периоды пиковых нагрузок позволяет сократить эксплуатационные и инвестиционные затраты на различных уровнях электроэнергетической системы. Управление спросом представляет собой новую концепцию энергоэффективности, основанную на использовании меньшей величины мощности для выполнения эквивалентных производственных задач.

Учитывая то, что мировая практика исследований в области управления спросом на электропотребление имеет более чем 40-летнюю историю, разработано значительное количество методов и программ в области управления спросом.

Существующие на современном этапе конфигурации управления спросом на потребление электроэнергии проиллюстрированы на рисунке 2.5, к ним относятся следующие:

1) отсечение пика (Peak clipping) – снижение нагрузки прежде всего в периоды пикового спроса;

2) сбережение (Conservation) – снижение электрических нагрузок, более или менее одинаково, в течение всех или большинства часов в день;

3) строительство нагрузки (Load building) – увеличение электрических нагрузок, более или менее одинаково, в течение всех или большинства часов в день;

4) заполнение доли (Valley-filling) – улучшение коэффициента загрузки системы путем создания нагрузки в полупиковые периоды;

5) сдвиг нагрузки (Load shifting) – уменьшение нагрузок в периоды пикового спроса за счет повышения нагрузки в полупиковые периоды. Нагрузка смещается, при этом общий объем потребления электроэнергии существенно не изменяется;

6) гибкая форма загрузки (Flexible load shape) – изменение потребления электроэнергии по мере необходимости энергосистемы.

Каждая из представленных конфигураций управления спросом на потребление электроэнергии направлена на выравнивание параметров посуточного либо сезонного спроса и может применяться как в индивидуальном, так и в комбинированном формате.

На рисунке 2.6 представлена классификация направлений demand-side management. Как видно, концепция DSM разделяется на три базовых направления: Energy efficiency (энергетическая эффективность), Strategic Load Growth (рост стратегической нагрузки) и Demand response (реакция со стороны спроса).

Энергетическая эффективность – использование меньших расходов энергоресурсов на выполнение эквивалентных задач – реализуется за счет использования более эффективных электропотребляющих устройств, предусматривающих удельное снижение потребления энергоресурсов. Снижение

спроса производится за счет снижения удельных показателей потребления энергоресурсов без выравнивания характеристик волатильности спроса [453].

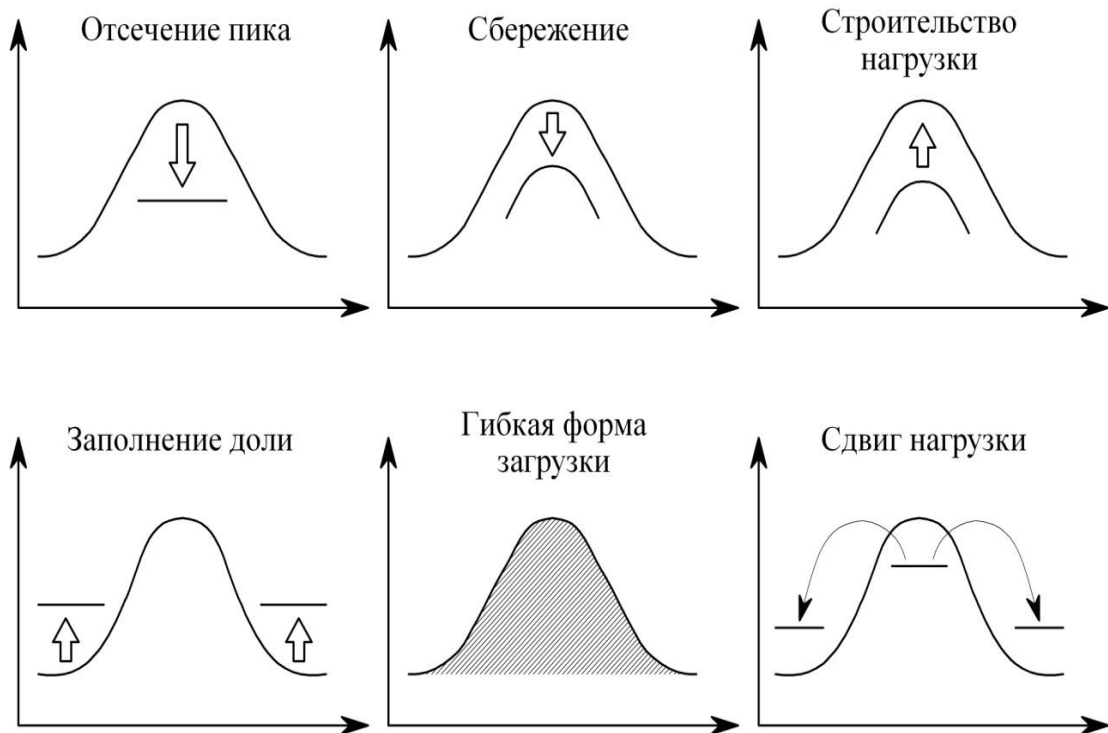


Рисунок 2.5 – Иллюстрации типов конфигураций управления спросом на потребление электроэнергии (составлено автором) [332]

Рост стратегической нагрузки – управление спросом на потребление электроэнергии в долгосрочном периоде с учетом перспективных параметров структуры потребителей энергоресурсов и характера покрытия нагрузки энергопотребления – производится в процессе планирования развития энергосистемы и потребителей электроэнергии и выполнения мероприятий по предупреждению значительного роста спроса на электропотребление в долгосрочном периоде.

Основным же компонентом системы управления спросом является инструмент Demand-side response (DSR) или «реакция со стороны спроса». Существует множество вариантов толкования термина DSR. Одно из первых упоминаний этого термина принадлежит П. О. Штейнеру (1957 г.) [489] и имеет следующее определение: «...сдвиги нагрузки краткосрочных кривых спроса в

ответ на изменение цен». В более широком смысле Demand-side response – любой метод, направленный на преднамеренное изменение моделей потребления электроэнергии, ориентированный на гибкое снижение, сглаживание либо изменение спроса, либо «...широкий спектр действий, которые могут быть предприняты на стороне клиента в ответ на особые условия в электричестве системы (например, перегрузка сети в пиковый период или высокие цены)» [501]. Согласно отчетам Федеральной комиссии по регулированию энергетики США (Federal Energy Regulatory Commission) [366], Demand response определяется как «...изменения расхода электроэнергии конечным потребителем от своего обычного потребления в ответ на изменение повременных цен на электроэнергию, или стимулы-платежи, направленные на то, чтобы стимулировать более низкое потребление электроэнергии в периоды высоких оптовых рыночных цен или при угрозе надежности системы» [294].

С развитием рынков электроэнергии произошел постепенный терминологический сдвиг, и термин DSR начал заменяться термином Demand response (DR) (англ. «ответ со стороны спроса», «реагирование спроса»). При этом, несмотря на постоянные терминологические сдвиги, термины Demand-side response и Demand Side Management часто используются в качестве взаимозаменяемых. Однако во множестве источников DSR является особой формой управления спросом, сфокусированной на аспектах смещения нагрузки, а не на совокупном эффекте удельного снижения спроса. Также с развитием рынков электроэнергии и распределенных источников энергоснабжения термин DSM в некоторых источниках начал заменяться термином DSI (Demand Side Integration), что означает «Интеграция со стороны спроса» [411].

В различных странах мира политика DSR для конечных потребителей реализуется в виде отдельных, специально разработанных программ. В работе [509] в 1996 г. было дано определение «программы DSM» как набора ориентированных на клиента видов деятельности, которые призваны влиять на количество и время использования энергопотребления. Такие программы включают в себя разработку и реализацию важных мер, направленных на



управление нагрузками на электроэнергию. В некоторых источниках [385] встречаются термины «DR scheme», что означает модификацию схемы или программы управления спросом.

Таким образом, DSR представляет собой широкий спектр действий, выполняемых на уровне конечных потребителей электроэнергии, направленных на преднамеренное изменение периодов спроса, величины спроса либо общего объема потребления электроэнергии [294]. Выполняемые действия по изменению спроса производятся потребителями в ответ на сигналы, формируемые со стороны электроэнергетической системы, такие как высокие цены на поставляемую электроэнергию либо временные интервалы формирования стоимости мощности.

На рисунке 2.6 представлены базовые инструменты программ DSR, применяемых в различных странах мира, а также мероприятия, реализуемые в рамках направлений этих программ.

а) контроль частоты (Frequency-based Control) – управление спросом на электропотребление на основе состояния параметров частоты тока в энергосистеме.

При возникновении дефицита электрических мощностей в энергосистеме происходит дефицит покрытия спроса на потребление электроэнергии в энергосистеме, что приводит к снижению частоты переменного тока. Снижение частоты тока приводит к снижению качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, и снижению качества работы электропотребляющего оборудования. Основа технологии Frequency-based Control – управление спросом на основе контроля параметров частоты тока.

Существует ряд вариантов управления спросом на основе контроля частоты:

а.1. Применение частотных реле, которые начали использоваться с 1970-х гг. в качестве инструмента управления энергосистемой в экстренных ситуациях, чтобы защитить энергосистему от перегрузки;

а.2. Применение динамического управления спросом (Dynamic Demand Control) – название полупассивной технологии для регулирования нагрузки на электрическую сеть со стороны потребителей электроэнергии [348].



Рисунок 2.6 – Классификация направлений demand-side management и инструменты Demand-side response (систематизировано автором) [411]

В 1982 г. в США инженером энергетических систем Ф.Швеппе был выпущен патент на указанную тематику [372]. Концепция технологии Dynamic demand Control заключается в том, что электропотребляющие устройства потребителей электроэнергии производят одновременный контроль частоты электроэнергии в энергосистеме и параметры собственного электропотребления, в процессе которого в оптимальные моменты времени включают и выключают собственные электрические нагрузки, имеющие прерывистый характер. Переключение электрических нагрузок производится для целей оптимального балансирования общей нагрузки в системе с генерацией электроэнергии и уменьшением параметров критической мощности в энергосистеме. Поскольку переключение приводит к ускорению либо замедлению рабочего цикла устройства на несколько секунд, переключения являются незаметными для конечного пользователя. Этот тип динамического контроля спроса в различных странах мира часто используется для кондиционеров. Одним из примеров его реализации является программа SmartAC в Калифорнии США.

б) Прямое управление электросетевым оборудованием (Direct Control over Utility Equipment). Под прямым управлением электросетевым оборудованием понимается управление нагрузками на отдельных элементах электросетевого оборудования – трансформаторах, ячейках и фидерах, через которые производится электропотребление.

б.1. Регулирование напряжения. Регулирование напряжения производится на силовых понизительных трансформаторах посредством переключения коэффициентов обмотки номинального напряжения ( $0,95 \div 1,05$ ). Пример применения программы регулирования напряжения в рамках DSM представлен в работе Р.М. Делаго в 1985 г. [344].

б.2. Применение защитных реле – применение защитных токоограничивающих устройств, таких как предохранители, реле, автоматические выключатели. При этом данные устройства напрямую не связаны с программами DSM и в большей степени относятся к средствам защиты электроустановок потребителей.

б.3. Применение дистанционно-управляемых реле. Применение защитных устройств в рамках централизованной системы управления электропотреблением (Energy Management System) для сброса нагрузок и предотвращения каскадного отключения электроэнергии. В работе под руководством ученого С.А. Ниренберга, выполненной в 1992 г. [448], представлено описание опыта применения дистанционно-управляемых реле, введенных в 1985 г. для координации управления отдельного района энергосистемы.

в) прямое управление оборудованием конечного потребления (Direct Control end-use Equipment).

в.1. Применение защитных предохранителей. Защитные предохранители применяются для снижения перегрузки электрооборудования. При этом применение предохранителей не связано напрямую с программами DSM.

в.2. Применение контроллеров времени. Контроллеры времени начали использоваться в 1970-х гг. и представляют собой часовой механизм, встроенный в прибор учета электроэнергии. Эффективность применения контроллеров времени возможна на этапе оперативного планирования, но в процессе чрезвычайных ситуаций контроллеры времени ограничивают возможность применения DSM.

в.3. Применение реле с дистанционным управлением – управление нагрузкой потребления электроэнергии потребителей при помощи дистанционных систем связи. Впервые системы дистанционного управления электропотреблением начали использоваться в 1967 г. с применением систем компании Detroit Edison, которые позволяли выполнять дистанционное управление водонагревателями [379]. В настоящий момент для приложений DR действует единый стандарт связи – Open Automated DR (OpenADR).

г) Управление на основе цен (Price-Based). Ценовое управление представляет собой косвенное управление нагрузкой посредством дифференцированных тарифных структур, различных во времени использования электроэнергии. Управление на основе цен является широкой категорией управления спросом, в

связи с чем описанию механизмов управления спросом на основе цен посвящен отдельный блок данного параграфа.

д) Управление посредством рыночных методов (Market-Based). В настоящий момент ресурсы спроса на электропотребление рассматриваются в качестве альтернативы ресурсам со стороны поставщиков электроэнергии. Развитие этого направления привело к появлению системы комплексного планирования ресурсов (Integrated Resource Planning) [435]. Если ранее ресурсы DR использовались несколько раз в год в период чрезвычайных ситуаций, то с развитием систем ВИЭ, комплексной автоматизации учета и контроля энергопотребления ожидается, что участие потребителей в управлении энергосистемой посредством DR будет в большей степени внедряться в ежедневные процессы управления энергосистемой.

е) Управление на основе моделирования или (Model-based Predictive Control (MPC)). Управление на основе моделирования относится к классу алгоритмов управления, которые используют внутреннюю модель для прогнозирования будущей реакции процесса [411]. На каждом контрольном интервале алгоритм MPC оптимизирует поведение будущего процесса, вычисляя последовательность будущих действий. По мнению группы ученых под руководством И. Лимпропоулуса [410], преимущества подходов MPC заключаются в том, что в системе учитываются ограничения, связанные с физическими характеристиками и предпочтениями пользователей, а также учитываются сценарии режимов энергосистемы и рыночное поведение потребителей. Существует два базовых варианта MPC:

е.1. Централизованные архитектуры управления энергосистемой – применение MPC с высокой степенью централизации процесса управления. Наиболее эффективное применение централизованных архитектур наблюдается для управления нагрузкой в энергосистеме с высоким проникновением ВИЭ.

е.2. Децентрализованные архитектуры управления энергосистемой – применение MPC на основе прогностической схемы управления энергосистемой для автоматизированного DR.

Описанный выше перечень инструментов объединяется в комплексные программы DR. Программы DR в свою очередь имеют классификацию на два базовых направления: системное нормирование электропотребления и экономическое нормирование электропотребления.

Системное нормирование электропотребления (*incentive-based programmes* или *systemled programmes*) – система управления спросом на электропотребление, основанная на системных ограничениях электропотребления потребителей электроэнергии в часы пиковых периодов энергосистемы, направленных на исключение роста нагрузки электропотребления. Системное нормирование, как правило, применяется в периоды аварийных нагрузок энергосистемы. Также системное нормирование относят к категории «явного» механизма управления спросом, что связано с прямым влиянием на спрос потребителей в рамках конкретных периодов и на конкурентную величину спроса.

Экономическое нормирование электропотребления (*price-based programmes* или *market-led programmes*) – система управления спросом на электропотребление, основанная на ценовых стимулах потребителей электроэнергии к управлению собственным потреблением электроэнергии. Ценовые стимулы предлагают потребителям электроэнергии более низкую удельную стоимость электропотребления в обмен на снижение выборки электроэнергии из энергосистемы в пиковые периоды, и, наоборот, потребители, не уменьшающие собственное потребление в пиковые периоды энергосистемы, будут оплачивать электроэнергию по более высоким тарифам. Также экономическое нормирование относят к категории «неявного» механизма управления спросом, что связано с отсутствием конкретизации в периодах и величинах снижения спроса на электропотребление потребителями и зависимостью от личного желания потребителя снизить нагрузку в определенный период времени.

Программы системного нормирования включают программы прерывания работы для более крупных отраслей, например, *Interruptible Programmes* (англ. прерываемые программы), и программы переноса нагрузки для жилых клиентов и

небольших коммерческих клиентов – direct load control programmes (англ. программы прямого контроля нагрузки). Программы прямого контроля нагрузки, как правило, реализуются коммунальными службами, которые могут удаленно отключить оборудование своих клиентов в короткие сроки. Нагрузки, которые могут быть проконтролированы удаленно, это подогреватели воды, кондиционеры воздуха, насосы бассейнов. Крупные предприятия, участвующие в прерываемых программах, должны снизить свою нагрузку до предустановленных значений и получить авансовые поощрительные выплаты или скидки по тарифам. В случае если потребитель электроэнергии, участвующий в прерываемых программах, не снизил нагрузку в заданном периоде, на него налагаются санкции, предусмотренные договором с поставщиком.

Другие программы системного нормирования предусматривают заблаговременное уведомление о необходимости снижения спроса для промышленных и коммерческих пользователей, которые получают вознаграждение в виде денежных средств за свою работу в зависимости от объема снижения нагрузки в критических условиях. Примерами такого рода стимулирующих программ являются Emergency DSR Programmes (чрезвычайные программы управления спросом), Demand Bidding (торги по спросу), Capacity Market (рынок мощности), Ancillary Services (рынок вспомогательных услуг).

Emergency DSR Programmes обеспечивают стимулы для конкретных сокращений нагрузки во время аварийных условий. На европейских рынках электроэнергии Emergency DSR Programmes обычно рассчитаны на крупных промышленных потребителей и эксплуатируются операторами системы передачи.

На рынке Demand Bidding потребители делают ставки на снижение нагрузки на оптовом рынке электроэнергии. Если ставка меньше рыночной цены, она принимается. Клиенты, выигравшие торги, должны снизить нагрузку на величину, указанную в заявке. В противном случае они будут подвергнуты штрафным санкциям.

На рынке Capacity Market клиенты обычно получают уведомление о событиях на день вперед и получают штрафы, если не реагируют на сигналы с

просьбой уменьшить их нагрузку. Идея заключается в том, что обязательство участника заключается в обеспечении заранее оговоренных сокращений нагрузки на основе возникновения непредвиденных обстоятельств в системе.

На рынке Ancillary Services клиенты могут делать ставки на сокращение нагрузки на спотовом рынке в качестве операционного резерва в рамках дополнительных услуг. Если ставки клиентов принимаются, им платят спотовую рыночную цену. В обмен им придется взять на себя обязательство быть в режиме ожидания. На европейских рынках электроэнергии Ancillary Services включают программы регулирования частоты и резервирования мощности, которые управляются операторами систем передачи и имеют время отклика до 30 минут [501].

Программы экономического нормирования электропотребления основываются на динамичных ставках ценообразования на электроэнергию. Основной целью программ Price-based programmes является сглаживание пикового спроса. Высокие цены налагаются в пиковое время, а низкие цены соответствуют офф-пиковым периодам (например, ночное время и выходные дни). Программы экономического нормирования включают в себя инструменты «управление на основе цен» (Price-based Control), перечисленные на рисунке 2.6.

Основой инструмента Price-based Control являются три тарифные категории.

а) статические дифференцированные тарифы – тарифы на электроэнергию, дифференцируемые по периодам времени внутри суток и имеющие фиксированные значения в рамках периодов;

б) динамические тарифы – тарифы на электроэнергию, дифференцируемые по периодам времени внутри суток и имеющие изменяющиеся значения в рамках периодов;

в) тарифы реального времени – тарифы на электроэнергию, формируемые посредством рыночного механизма ценообразования и зависящие от соотношения между параметрами спроса и предложения в определенный момент времени.

Инструменты Price-based Control формируют различные программы, основой которых является ценовое стимулирование потребителей электроэнергии к



управлению нагрузкой. Среди программ Price-based Control наиболее распространенными являются: Time of Use tariffs (время использования тарифов), Critical Peak Pricing (ценообразование в критический пик), Real Time Pricing (цены реального времени) [385].

Программы Time of Use tariffs или Time of Use pricing (TOU) являются наиболее распространенными программами экономического нормирования. Вместо единого фиксированного тарифа на потребление энергии тарифы времени использования выше, когда спрос на электроэнергию выше. Time of Use tariffs используется в будние дни. Тарифы на время использования могут стимулировать клиентов к смещению спроса с пиковых на непиковые периоды или просто к снижению пикового спроса, в обоих случаях снижая системные затраты и повышая эффективность системы. Time of Use tariffs обеспечивает более высокое общее потребление электроэнергии и более низкие счета [306, 374]. Тарифы TOU имеют систематический характер и обеспечивают перераспределение нагрузки с пиковых периодов суток на периоды с более низким общим спросом энергосистемы, что повышает эффективность использования генераторов и систем распределения электроэнергии.

Critical Peak Pricing (CPP) также является распространенной программой управления спросом. Critical Peak Pricing состоит из тарифов, где цены основаны на критических пиках для определенных часов в дни событий. Они могут быть объявлены утилитой за день, но есть также примеры уведомлений на час вперед. Критический пик ценообразования может сочетаться со временем использования тарифов или нормальных фиксированных ставок. Программа CPP имеет несистемный характер и действует на основе событий, возникающих в энергосистеме. Программы Critical Peak Pricing развиваются по мере развития интеллектуальных счетчиков, интеграции возобновляемых источников энергии и снижения прибыли от поставки мощности. Обзор, проведенный в 2012 году Department of Energy & Climate Change, показывает, что при различных сценариях для разных категорий потребителей электроэнергии величина снижения спроса при применении CPP позволяет получить результат снижения пика от 5% до 38%.

Наибольшие сокращения были отмечены для потребителей с центральным кондиционированием воздуха в Австралии, где средний критический пик сокращения спроса составил 37%, причем соотношение между непиковой и критической ценой достигало 20:1, а иногда даже 36:1 [344].

Real Time Pricing – на цену для клиента влияют почасовые или получасовые колебания цен на основе реальной стоимости электроэнергии на оптовом рынке [501].

Классификация и сравнение видов программ Demand Response сведены в таблицу 2.3. Исследованию влияния изменения цен на электроэнергию на параметры изменения спроса на электроэнергию посвящен ряд зарубежных исследований [309, 400], которые имеют противоречивые позиции относительно вопроса степени влияния цен на спрос на электропотребление.

Проведенный анализ различных направлений и инструментов управления спросом на электропотребление, а также функционирующих программ управления спросом по странам мира позволяет констатировать существенную дифференциацию и специфику таких инструментов и программ в страновом разрезе. Важно отметить, что представленные в таблице 2. 3 программы Demand Response не являются взаимозаменяемыми и все указанные механизмы могут использоваться в комплексе. Для достижения существенного эффекта для экономики страны в целом недостаточно управления спросом только одной группы потребителей в рамках одного типа программ. Необходимо задействовать весь спектр доступных ресурсов управления спросом и охватить все категории потребителей, для которых есть возможность извлекать выгоду из управления собственной нагрузкой. Программы управления спросом в отдельной стране разрабатываются с учетом особенностей спроса на потребление электроэнергии, структуры спроса на электропотребление со стороны потребителей, уровня внедрения информационных технологий в масштабах экономических субъектов, а также важности задачи повышения энергетической эффективности для экономики.

Таблица 2.3 – Классификация программ Demand Response (систематизировано автором) [344, 410, 411, 489, 501]

№ пп	Наименование программы, англ.	Наименование программы, русс.	Тип нормирования	Тип тарифа	Преимущество программы	Недостатки программы
1	Interruptible Programmes	Прерывание нагрузки	Системное нормирование	Фиксированный	Для получения скидки требуется прерывание нагрузки на короткое время	Необходимость переноса либо сокращения нагрузки на требуемое время
2	Direct load control programmes	Контроль нагрузки		Фиксированный	Возможность получения значительной скидки за счет снижения нагрузки	Потребитель должен надежно исполнять команды системного оператора
3	Emergency DSR Programmes	Чрезвычайная программа управления спросом		Фиксированный	Возможность получения значительной скидки за счет оперативного снижения нагрузки	Необходимость переноса либо сокращения нагрузки на требуемое время
4	Demand Bidding	Торги по спросу		Переменный	Возможность получения значительной скидки за счет снижения нагрузки	Необходимость переноса либо сокращения нагрузки на требуемое время
5	Capacity Market	Рынок мощности		Переменный	Возможность получения скидки за счет выдержки принятых обязательств	Необходимость переноса либо сокращения нагрузки на требуемое время
6	Ancillary Services	Рынок вспомогательных услуг		Переменный	Возможность получения скидки за счет выдержки принятых обязательств	Необходимость переноса либо сокращения нагрузки на требуемое время
7	Time of Use (ToU)	Тарифы по времени использования	Экономическое нормирование	Переменный	В период пика можно перенести нагрузку для минимизации стоимости затрат	Потребителю следует жестко следить за изменением времени
8	Critical Peak Pricing (CPP)	Тарифы критического пика		Фиксированный	Для получения скидки следует снизить нагрузку лишь на короткое время	Необходимость оперативного сокращения спроса
9	Real Time Pricing (RTP)	Ценообразование в реальном времени		Переменный	Клиент может изменить цену закупок электроэнергии в зависимости от периода	Необходимость оперативного контроля и сокращения спроса

В таблице 2.4 представлены характеристики программ управления спросом, применяемых в различных странах мира. Систематизация используемых программ в страновом разрезе осуществлена по ряду критериев. Первый – характер использования программ управления спросом, который бывает постоянным и чрезвычайным. Чрезвычайный применяется в управлении спросом в экстренные периоды функционирования энергосистемы, а постоянный направлен на ежесуточное выравнивание неравномерностей спроса на электроэнергию в энергосистеме. Вторым критерий – категория потребителей, третий – уровень внедрения программ в каждой стране мира, что отражает степень интеграции программ управления спросом в повседневную деятельность потребителей электроэнергии.

Самым ярким примером дифференциации характеристик программ управления спросом может служить пример стран Европейского союза, которые, несмотря на значительную экономическую интеграцию и существенные энергетические связи, имеют различные характеристики программ управления спросом. Несмотря на то, что в большинстве стран Европейского союза программы DSM имеют широкое распространение, в некоторых странах, таких как Германия и Эстония, программы DSM находятся лишь на этапе разработки концепции. Как следует из таблицы 2.6, характер использования программ DSM и тип основных потребителей, на базе которых выполняется управление спросом, в разных странах мира также имеют существенные различия, которые связаны с индивидуальными особенностями каждой страны.

Актуальным является вопрос возможной адаптации мирового опыта управления спросом к российской практике и разработка необходимого и достаточного методологического и методического обеспечения. Применение чрезвычайных методов управления спросом на электропотребление для ЕЭС России в текущих условиях спроса не требуется, т. к. действующий резерв установленной мощности энергосистемы существенно выше фактического потребления электроэнергии даже в часы максимума нагрузок энергосистемы

Таблица 2.4 – Характеристики программ управления спросом, действующих по странам мира (систематизировано автором)

№ пп	Страна	Наименование программ DSM	Основной характер использования программ	Основная категория потребителей управления спросом	Уровень внедрения программ управления спросом
1	США	SmartAC, PDPD, BIP, DBP, SLRP, OBMC, On Call Program, EDRP, SCR, DADRP, DSASP, EnergyWeb, GridWise Alliance	Чрезвычайный и постоянный	Крупные, средние, малые	Широкий с активным развитием DSM в рамках энергорынков
2	Канада	Программы ценового управления нагрузкой в критические периоды, Smart meter, Peaksaver AC	Чрезвычайный и постоянный	Средние и малые	Широкий
4	Мексика	Smart Grid, Smart Meter, DSM, CAISO	Постоянный	Средние	Начальный
5	Бразилия	Программы DSM находятся на этапе разработки	Постоянный	Малые	Начальный
6	Колумбия	DSM реализуется в рамках энергорынка «CFEM»	Чрезвычайный	Крупные	Начальный
7	Чили	Сброс нагрузки, дифференцированные тарифы	Чрезвычайный	Средние, малые	Начальный
8	Великобритания	DRS, Low Carbon London, Smarter Network Storage, Triad, Economy 7, Economy 10, White Meter, TwinHeat, ComfortPlus, Off-Peak, STOR	Постоянный	Средние	Широкий
9	Ирландия	Demand Side Units, STAR, DS3	Чрезвычайный	Крупные, средние, малые	Широкий
10	Австрия	Balance Responsible Party	Постоянный	Крупные, средние, малые	Широкий
11	Бельгия	Interruptible Contracts	Чрезвычайный	Крупные	Широкий

Продолжение таблицы 2.4.

№ пп	Страна	Наименование программ DSM	Основной характер использования	Основная категория потребителей управления спросом	Уровень внедрения программ управления спросом
12	Нидерланды	Omgekeerd Noodvermogen	Постоянный	Крупные	Широкий
13	Эстония	Проводятся исследования в применении инструментов DSM	-	-	-
14	Финляндия	Использование инструментов DR в рамках энергорынка Nordpool	Постоянный	Крупные	Средний
15	Франция	NEBEF, The Capacity Mechanism,	Постоянный	Крупные	Широкий
16	Германия	Программы DR находятся на этапе выбора концепции	-	-	-
17	Италия	Участие потребителей в прерывании нагрузок	Чрезвычайный	Крупные	Начальный
18	Норвегия	NordPool Spot, NO1	Постоянный, Чрезвычайный	Крупные	Средний
19	Польша	Программа экстренного регулирования EDRP	Чрезвычайный	Крупные	Начальный
20	Португалия	Программы прерывания	Чрезвычайный	Крупные, средние	Начальный
21	Словения	Балансирующий сегмент в рамках энергорынка, eBADGE	Чрезвычайный	Крупные	Начальный
22	Испания	Программы прерывания нагрузки, The Interruptible Load programme	Чрезвычайный	Крупные	Начальный
23	Швеция	Аукционы по резерву мощностей по покрытию пиковых потребностей	Чрезвычайный	Крупные	Начальный

## Окончание таблицы 2.4.

№ пп	Страна	Наименование программ DSM	Основной характер использования	Основная категория потребителей управления спросом	Уровень внедрения программ управления спросом
26	Сингапур	Программы в рамках энергорынка NEMS	Постоянный	Крупные, средние	Широкий
27	Япония	Automatic DR Management System	Постоянный	Крупные, средние	Начальный
28	Китай	Проекты выборочного DR в различных провинциях	Чрезвычайный	Крупные, средние	Начальный
29	Южная Корея	Разработка программы smart grid	Постоянный	Средние	Начальный
30	ОАЭ	Программы DR не рассматриваются в качестве механизма управления	-	-	-
31	Турция	Внутридневной энергорынок, программы сброса нагрузки	Чрезвычайный	Крупные, средние	Средний
32	Индия	Элементы DR находятся в рамках механизма энергорынков	Постоянный	Крупные, средние	Начальный
33	Южная Африка	Standby Generator Program, Supplemental DR Compensation Program	Постоянный	Крупные, средние	Средний
34	Бангладеш	Развитие DR на уровне концепции	Постоянный	Малые	Начальный
35	Австралия	Demand Side Engagement Strategies, Energy Savers Program, CoolSaver, PeakSaver, PoolSaver, Pool Rewards, Hot Water Rewards	Постоянный	Средние, малые	Широкий
36	Новая Зеландия	DemandSMART	Постоянный	Крупные, средние	Широкий

и, следовательно, основное внимание должно быть уделено программам управления спросом, действующим на постоянной основе.

Основной категорией потребителей электроэнергии, которые должны участвовать в управлении спросом на электропотребление России, должны быть крупные предприятия промышленного сектора, что связано с тем, что именно промышленность является основным потребителем электрической энергии в России и участником оптового рынка электроэнергии, количество крупных предприятий, функционирующих в рамках ЕЭС России, весьма существенно, и именно такие предприятия имеют возможность эффективного управления собственными графиками нагрузки. Учитывая длительный период функционирования оптового рынка электроэнергии в России, история которого начинается с 2003 г., и широкий охват в рамках энергорыночных механизмов промышленных предприятий России, количество которых, по данным НП «Совет рынка», превышает 1200 групп точек поставки, мы считаем, что наиболее эффективными инструментами управления спросом на электропотребление для России будут инструменты экономического нормирования, основанные на стимулировании потребителей электроэнергии к выравниванию собственного спроса на основе ценовых стимулов. Методы экономического нормирования также могут применяться совместно с методами системного нормирования, но лишь в качестве дополнения первых, т. к. с учетом значительного количества потребителей электроэнергии, действующих в рамках ЕЭС России, контроль снижения спроса на электропотребление посредством методов системного нормирования каждого потребителя является весьма затратным и трудоемким.

Наиболее эффективным методом экономического нормирования, применяемым в России, может быть метод, основанный на программе Critical Peak Pricing (CPP), который в рамках заранее известных для промышленных предприятий часов или интервалов часов пиковой нагрузки энергосистемы содержит завышенные цены на отпуск электрической энергии и электрической мощности. При очевидном снижении промышленными предприятиями собственных графиков нагрузки в период заранее известных часов или



интервалов часов, промышленные предприятия смогут получать экономию на закупленную электроэнергию. После того как программа CPP будет внедрена в повседневную деятельность промышленных предприятий России, возможно расширение интервалов управления спросом посредством применения механизма Time of Use (ToU), который предусматривает более гибкие интервалы для управления спросом. Для внедрения программы Real Time Pricing (RTP) большинство промышленных предприятий должно иметь возможность гибкого управления собственной нагрузкой, а оператор управления спросом ЕЭС России должен располагать техническими средствами для контроля снижения нагрузки потребителями в режиме реального времени, что в действующих условиях для промышленных предприятий является затратным.

В рамках описания классификаций различных программ DSM дополнительно следует отметить, что с повсеместным внедрением информационно-коммуникационных технологий и развитием механизмов энергетических рынков программы DR начали получать более широкое распространение, что приводит к появлению новых модификаций инструментов управления спросом. Среди таких технологий можно выделить Distributed Energy Resources (DER) (англ. «распределенные энергетические ресурсы») – название технологии производства и хранения энергии, вырабатываемой множеством небольших устройств, объединенных в общую электрическую сеть [531]. Обычные ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС, крупномасштабные СЭС и ВЭС централизованы и требуют передачи электроэнергии на большие расстояния. Напротив, системы DER являются децентрализованными, модульными и более гибкими технологиями, которые расположены близко к нагрузке, которую они обслуживают, хотя имеют мощность 10 МВт и меньше. Системы DER могут содержать несколько компонентов генерации и хранения электроэнергии, в этом случае они называются гибридными энергосистемами (англ. hybrid power). В состав технологии Distributed Energy Resources могут входить системы малой распределенной генерации и установки индивидуальной генерации (англ. on-site generation (OSG)). Системы DER обычно используют возобновляемые источники

энергии, включая малые ГЭС, биомассу, биогаз, солнечную энергию, энергию ветра и геотермальную энергию, и все чаще играют важную роль в системе DER [329].

Также среди современных технологий DR можно выделить Integrated Demand Side Management (IDSM) (англ. Интегрированное управление спросом). Появление технологии IDSM является следствием тесной интеграции с информационно-коммуникационными технологиями, позволяющими вывести программы управления спросом на новый технологический уровень. Современная концепция DSM, основанная на глубокой интеграции с информационно-коммуникационными технологиями носит название Smart Grid (англ. Умные сети электроснабжения). Постепенное совершенствование систем DSM привело к развитию интегрального подхода к управлению спросом IDSM, предусматривающей более широкий анализ вариантов управления спросом на электропотребление, учитывающий и ценовые индикаторы поставок энергоресурсов, и системные условия функционирования энергосистем [501].

В зависимости от режимов работы энергосистемы IDSM проводит мониторинг и анализ условий необходимого регулирования и в случае необходимости сокращения спроса в определенный период времени автоматически отправляет в системы управления нагрузкой конечных потребителей электроэнергии сигналы для мгновенного сброса нагрузки. Особенно эффективным применение технологий IDSM является в периоды критических режимов работы энергосистемы, когда интенсивность роста пиковой нагрузки существенно опережает динамику набора нагрузки пиковыми электростанциями и может привести к авариям в энергосистеме. Интегрированный подход к управлению спросом позволяет наиболее точно регулировать мгновенные соотношения параметров спроса и поставок электроэнергии в рамках энергосистемы, что повышает эффективность управления спросом.

Будущее мировых систем управления спросом на электропотребление за развитием цифровой платформы, которая основана на развитии информационно-

коммуникационных технологий в энергосистеме, растущем числе интеллектуальных систем управления энергией (intelligent energy management systems – EMSs) на уровне конечных потребителей энергии, совершенствовании измерительной инфраструктуры, совместимой с интеллектуальными сетями (advanced metering infrastructure – AMI) [455]. Технология AMI способна объединять в единую сеть сотни тысяч умных счетчиков электроэнергии, что позволяет расширить границы территорий управления спросом и повысить качество управления.

Базовой основой системы управления спросом является цифровая интегрированная система учета энергоресурсов (англ. «Smart meter»). Smart meter представляет собой систему электронных средств учета энергоресурсов, выполняющих измерения параметров электропотребления с часовой или меньшей дискретностью, и ежесуточно передает информацию о результатах измерений в систему мониторинга и биллинга поставщиков энергоресурсов. В отличие от традиционных счетчиков электроэнергии системы Smart meter обеспечивают двустороннюю связь между счетчиком и системой сбора данных. Со стороны системы сбора данных производится передача данных в центры сбора, а со стороны центров сбора данных загружается информация в системы учета и могут направляться управляющие воздействия. Системы Smart meter предназначены для учета как параметров потребления электроэнергии, так и расходов природного газа и воды. Технология Smart meter в первую очередь позволяет потребителям электроэнергии при помощи специализированных устройств предоставлять обратную связь об объемах потребления электроэнергии в режиме реального времени. Эффект от предоставления обратной связи потребления электроэнергии для домохозяйств составляет 6–10% от общего объема потребления [428]. В настоящее время интеллектуальные счетчики электроэнергии получают массовое распространение во многих странах мира: США, Канаде, Австралии, Японии, Великобритании и странах Европейского Союза.

Интеллектуальный учет является частью концепции инновационной платформы «интеллектуальной сети» (англ. «Smart Grid»), интенсивно

развивающейся в последнее десятилетие. В мире одновременно существует множество вариантов определений термина Smart Grid.

Smart Grid является электрической сетью, которая включает в себя ряд оперативных и энергетических мер, в том числе интеллектуальных счетчиков, смарт-технологий, возобновляемых источников энергии и энергоэффективных ресурсов [468]. Одним из базовых компонентов Smart Grid является интеграция на единой цифровой платформе функций по регулированию параметров мощности в энергосистеме и участия в управлении процессами производства и распределения электроэнергии. Несмотря на то, что платформа Smart Grid сосредоточена на совершенствовании технологической инфраструктуры, внедрение концепции предполагает глобальный реинжиниринг мировых отраслей энергоснабжения. Управление спросом на электропотребление на базе платформы Smart Grid позволит более гибко координировать действия производителей и потребителей электроэнергии в режиме 24/7. На базе платформы умных сетей потребители электроэнергии могут настраивать графики использования электроэнергии, используя преимущества колебания цен, тем самым повышая общую эффективность энергоснабжения.

Дополнением к системам интеллектуального учёта электроэнергии являются системы автоматизированного контроля спроса (англ. Automated Demand Controllers). Автоматизированный контроль спроса представляет собой автоматическое отключение спроса на электропотребление потребителей электроэнергии, которое постепенно приходит на смену ручному отключению нагрузки. Автоматизированный контроль спроса является составным элементом системы управления спросом, в котором вмешательство человека в электрическую нагрузку сочетается с технологическими и автоматическими формами контроля. Автоматизированные контроллеры спроса базируются на широком спектре технологий, состоящих из двухсторонних измерительных систем для переключения электрических нагрузок, включения и выключения приборов и отсрочки детализации потребления. Особое преимущество Automated Demand Controllers заключается в их интеграции с низкоуглеродными

источниками электроэнергии, такими как возобновляемые системы. Комбинация возобновляемых источников энергии на микромасштабных установках с контроллерами спроса на месте может принести экономические и экологические преимущества с точки зрения улучшения теплового комфорта, снижения эксплуатационных расходов и сокращения выбросов углерода.

Рынки мощности (англ. Capacity Markets) также являются одним из инструментов управления спросом. В сегменте рынка мощности клиенты могут взять на себя обязательство предусмотреть определенное снижение нагрузки при возникновении непредвиденных ситуаций системы, что позволяет повышать эффективность DSM.

Потребители – участники программ управления спросом определяются термином Demand Side Units (DSU). В разных странах и программах применяются различные механизмы участия DSU в рынке DR. В некоторых странах и программах требуется предварительная регистрация участия DSU, где-то этого не требуется.

Исторически складывалось, что программы Demand-side response были ориентированы на максимальное сокращение спроса, что в конечном итоге должно было приводить к минимизации затрат на создание генерирующих мощностей. Современная модель DSR направлена на более гибкое изменение формы электрической нагрузки, учитывающей работу систем переменной возобновляемой энергии (Variable renewable energy (VRE)).

Управление нагрузкой электроэнергии производится как в рамках отдельных потребителей, так и в рамках консолидированных групп потребителей, объединенных агрегаторами управления спросом (англ. Aggregator of Demand Response).

Агрегаторы систем управления спросом (агрегаторы) – это поставщики услуг управления спросом конечным потребителям электроэнергии, которые собирают пулы из множества объектов электропотребления, имеющих различные характеристики, для целей дальнейшего консолидированного управления спросом этих объектов и дальнейшей продажи более крупных контрактов по управлению

спросом на рынках электроэнергии. Потребители электроэнергии, объединяя спрос в рамках агрегаторов, снижают риски участия на энергорынках, а также повышают надежность собственного электроснабжения. Многим потребителям из-за небольшого объема спроса бывает экономически нецелесообразно самостоятельно участвовать на энергорынках, поэтому агрегаторы также могут выступать в качестве квалифицированных участников процессов закупки электроэнергии на энергорынках. Системным операторам энергосистемы более удобно работать с едиными агрегаторами нагрузок, чем с каждым потребителем в отдельности, что также повышает качество управления спросом и надежность работы энергосистемы. Агрегаторы играют важную роль на европейских рынках электроэнергии [501]. Широко участие агрегаторов на рынках электроэнергии в Северной Америке, Австралии, Австрии, Бельгии, Финляндии, Франции, Ирландии и Великобритании. На рынке PJM в США 80% мощности, участвующей в программе Demand Response, поступает от независимых агрегаторов.

Среди современных технологий энергоэффективности можно выделить концепцию Zero Energy Building (ZEB) (англ. «нулевая энергия здания»), базовым этапом реализации которой является концепция Net Zero Energy Building (NZEB) (англ. «нетто-нулевая энергия здания»). NZEB – это здание с нулевым чистым потреблением энергии, означающее, что общее количество энергии, потребляемое зданием за период календарного года, равно количеству энергии, выработанной при помощи возобновляемых источников энергии, установленных в здании либо установленных в других местах, но относительно данных зданий.

Можно предположить, что в России, учитывая значительное развитие оптового и розничного рынков электроэнергии, развитие технологий использования систем малой распределенной генерации и систем промышленных накопителей электроэнергии, постепенное внедрение технологий ВИЭ как с большой мощностью, так и локального использования, а также активное внедрение информационных и коммуникационных технологий в

промышленности, внедрение современных технологий DSM может выполняться интенсивнее, чем в большинстве стран мира.

В рамках представленного параграфа нами проведено исследование действующих инструментов управления спросом и программ управления спросом на электропотребление, применяемых по странам мира, которое констатирует существенное различие механизмов и программ в зависимости от специфики потребителей электроэнергии и характера графиков нагрузки. Существующее различие характеристик программ управления спросом на уровне стран мира связано с особенностями спроса на потребление электроэнергии, с уровнем развития законодательных норм управления спросом и государственными инвестиционными возможностями в финансировании подобных программ.

Программы управления спросом на электропотребление в России должны учитывать индивидуальную специфику спроса, структуры потребителей электроэнергии и инвестиционные возможности экономики. Анализ возможности применения выявленных типов программ управления спросом к экономике России позволил определить целесообразность применения программ экономического нормирования с дополнением элементами программ системного нормирования, и нецелесообразность использования в действующих условиях инструментов, относящихся к категории чрезвычайных программ управления спросом. Выявленные направления потенциально наиболее эффективных программ управления спросом для России обуславливают необходимость разработки концептуальных основ управления спросом на потребление энергоресурсов в России, учитывающих технологические и экономические особенности спроса на потребление электрической энергии и природного газа с целью комплексного управления энергоэффективностью промышленности и страны в целом.

## Выводы по главе 2

1. Анализ мировых исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии позволил выявить их генезис, который был разделен

нами на шесть основных последовательных этапов, которые берут свое начало с периода мировых энергетических кризисов 1970-х гг., вызвавших существенный рост стоимости первичных энергетических ресурсов на мировых энергетических рынках. В рамках первого этапа (1970–1979 гг.) происходит идентификация проблемы неравномерности спроса и систематизация знаний в области управления спросом, что стало предпосылкой перехода к следующему этапу развития научных исследований в области управления спросом на энергоресурсы (1980–1993 гг.), где началась реализация целевых программ в области управления спросом в энергетика США и ряда стран Европы. Третий, выделенный нами этап (1994–2002 гг.) характеризуется расширением границ использования концепции управления спросом на электропотребление и разработкой и реализацией программ управления спросом во многих странах мира, в том числе развитых и развивающихся. Четвертым этапом мировых исследований (2004–2008 гг.) можно считать период разработки моделей интеграции управления спросом в систему рынков электроэнергии, что закономерно выразилось в переходе к пятому этапу генезиса, проявившемуся в интеграции технологий управления спросом с концепцией Smart Grid в период 2009–2013 гг. Современный этап генезиса мировых исследований начался в 2014 г. и связан с применением инновационных элементов электроэнергетической системы, таких как распределенная энергетика, возобновляемые источники энергии, электромобили и элементы интернета вещей.

2. Анализ мировых исследований в области управления спросом на потребление природного газа выявил отсутствие зарубежных работ, посвященных непосредственно проблеме выравнивания графиков спроса на потребление природного газа. Исследования, в которых уделялось внимание управлению спросом на потребление природного газа, чаще всего освещают вопросам повышения энергетической эффективности и направлены на разработки, направленные на общее снижение потребления газа без учета выравнивания неравномерности спроса. Отчасти этот факт, по нашему мнению, можно объяснить менее распространенным и масштабным потреблением природного газа во многих странах мира, по сравнению с экономикой России.



3. Анализ исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии, выполненных представителями отечественной научной школы, показал, что вопрос необходимости управления графиками спроса на электропотребление был поставлен в России еще в 1930-х гг., в период начала развития электроэнергетики СССР. Это позволяет констатировать, что ученые СССР стали одними из первых в мире, кто положил начало разработкам фундаментальных теоретических подходов в области проблематики выравнивания графиков нагрузки потребителей электроэнергии.

4. Генезис отечественных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии, начиная с 1927 г. и до современного периода, был разделен нами на 5 основных этапов, которые определяются развитиями технологий в отрасли электроэнергетике и смежных отраслях промышленности, изменениями государственной политики в ТЭК, сменой социально-экономических укладов в экономике. Первый этап исследований с 1927 по 1941 гг. характеризуется систематизацией знаний и разработкой механизмов участия потребителей-регуляторов в выравнивании нагрузки энергосистемы. В период с 1941 по 1979 гг. в условиях необходимости восстановления экономики СССР после Великой Отечественной войны и дальнейшего наращивания темпов промышленного производства и интенсивного роста спроса на потребление электроэнергии, актуальность управления спросом на уровне промышленных предприятий была переориентирована на разработку методов покрытия неравномерности нагрузки со стороны энергосистемы. Ситуация изменилась лишь в 1979 г. после начала реализации государственной политики в области экономии энергоресурсов и внедрения средств автоматизации в промышленном секторе, что привело к интеграции инструментов регулирования нагрузок в практическую деятельность промышленных предприятий. В период с 1991 по 2010 гг. в условиях экономического спада и последующего восстановления экономики России, с внедрением энергорыночных механизмов в электроэнергетику, сформировался новый этап, направленный на разработку механизмов адаптации участников энергорынка к условиям реформирования

отрасли. На современном этапе характеризующимся интенсивным внедрением информационных и коммуникационных технологий в промышленность России, активно ведутся научные исследования и разработки, в основе которых лежит интеграция мирового опыта управления спросом в энергорыночную среду России.

5. Несмотря на отсутствие мировых исследований в области выравнивания графиков спроса на потребление природного газа, в рамках отечественной научной школы выполнено значительное количество работ, посвященных данной предметной области. Генезис отечественных исследований в области управления спросом на потребление природного газа начался с периода создания системы централизованного газоснабжения в СССР. Нами выделено 5 основных этапов развития научных исследований в этой сфере, особенности которых определялись зарождением отрасли газоснабжения СССР в 1946–1960 гг., в условиях которого произошла идентификация проблемы неравномерности потребления газа и ее влияния на эффективность функционирования отрасли. В условиях последующей централизацией и интенсификацией газоснабжения в 1960–1970 гг. произошла систематизация знаний и разработка механизмов выравнивания графиков потребления природного газа. В условиях продолжающегося наращивания темпов добычи газа с 1970 по 1980 гг. интеграция моделей выравнивания графиков потребления природного газа в практику программ развития отрасли газоснабжения. В последующий период с 1980 по 1991 гг., учитывая выявленную актуальность выравнивания графиков спроса на природный газ, произошло внедрение технологий выравнивания графиков потребления газа в практику деятельности промышленных предприятий. После 1991 г. в условиях приобретения отрасли газовой промышленности стратегического значения для экономики России, произошла переориентация научных исследований в сторону развития методов повышения надежности газоснабжения в условиях автоматизации и цифровизации отрасли. Однако, в условиях экономических кризисов, вопрос управления спросом на потребление природного газа в России становится все более и более актуальным.

6. Таким образом, можно констатировать, что мировые и отечественные исследования в области управления спросом на энергоресурсы развивались достаточно обособлено и, учитывая особенности электрификации и газификации России, в нашей стране актуально управление спросом как на потребление электроэнергии, так и на потребление природного газа.

7. Обзор существующих в мировой практике конфигураций, направлений и инструментов управления спросом на электропотребление, а также направлений и типов действующих программ управления спросом позволяет сделать вывод о наличии высокой страновой специфики таких программ, учитывающих как особенности потребителей электроэнергии, формирующих спрос, так и разный набор влияющих на спрос на энергоресурсы факторов.

8. Изучение генезиса мировых и отечественных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа, а также анализ конфигураций существующих программ управления спросом позволяет констатировать, что программы управления спросом имеют четкую страновую привязку. И, в России, требуется, во-первых, адаптация мирового опыта управления спросом на электропотребление, во-вторых, внедрение управления спросом как на электроэнергию, так и на природный газ.

### ГЛАВА 3. МЕТОДОЛОГИЯ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ

#### 3.1. Концептуальные основы управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России

В результате анализа генезиса отечественных и мировых научных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа было выявлено, что, несмотря на высокий уровень внимания к проблеме повышения энергетической эффективности экономики России и одновременное наличие высокого потенциала снижения энергозатрат, достаточно мало внимания уделяется как теоретическим исследованиям, так и практическому применению методов и моделей управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа, а также отсутствуют исследования, посвященные управлению комплексным спросом на электроэнергию и природный газ. Отчасти это связано как с организационными, так и с технологическими процессами функционирования национальной экономики и энергетического комплекса России, которые обобщены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Состав факторов, ограничивающих развитие управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России (разработано автором)

№ пп	Группа факторов	Описание фактора	Влияние на развитие управления спросом
1	Законодательные	Отсутствие нормативно-правовой основы, легитимизирующей формирование и развитие механизмов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России	Отсутствие нормативно-правовой основы для поддержки развития инструментов управления спросом на энергоресурсы в России

Продолжение таблицы 3.1

№ пп	Группа факторов	Описание фактора	Влияние на развитие управления спросом
2	Энергорыночные	Слабое внимание механизмов оптового и розничного рынков электроэнергии и механизмов поставок природного газа по регулируемым и биржевым контрактам на формирование элементов, стимулирующих промышленные предприятия к управлению спросом на потребление энергоресурсов	Отсутствие элементов, направленных на целевое управление спросом на энергоресурсы в действующих механизмах рынков электроэнергии и механизмах поставки природного газа в России
3	Научные	Отсутствие высокого внимания со стороны российского научного сообщества к проблематике неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа, а также их взаимному влиянию	Низкое внимание к проблематике выравнивания спроса на энергоресурсы со стороны отечественных ученых приводит к отсутствию исследований и вытекающих из них прикладных решений, направленных на выравнивание спроса
4	Управленческие	Высокая организационная сложность процессов управления спросом на потребление энергоресурсов в России по сравнению со странами мира, основанная на глубокой регионализации экономики и структурных различиях территориальных энергетических характеристик	Отсутствие прикладных методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России
5	Организационные	Отсутствие организационной взаимосвязи между электроэнергетическим комплексом и газовой промышленностью России для управления комплексным спросом	Отсутствие единого обобщающего энергетического органа управления, выполняющего функции синхронизации операционных процессов обращения электроэнергии и природного газа для целей управления комплексным спросом
6	Обеспечивающие	Отсутствие межотраслевой технологической платформы для интеграции и управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России	Отсутствие единой базы сбора, анализа, синхронизации и сопоставления данных физических и стоимостных параметров неравномерности спроса

## Окончание таблицы 3.1

№ пп	Группа факторов	Описание фактора	Влияние на развитие управления спросом
6	Внутри-производственные	Отсутствие методической и технологической базы у промышленных предприятий, способной выполнять управление собственным спросом на потребление электроэнергии и природного газа	Отсутствие методов и технических средств управления собственным энергопотреблением промышленных предприятий
7	Информационные	Слабая степень использования существующих инструментов ценозависимого управления энергопотреблением отечественными промышленными предприятиями	Отсутствия практики и культуры у промышленных предприятий повседневного управления собственным спросом

Несмотря на существование методологической и методической базы управления спросом на потребление электроэнергии, разработанной и применяемой в практике деятельности энергетических комплексов различных стран мира, особенности экономического и технологического устройства России определяют необходимость разработки собственной методологической базы управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа. Среди особенностей экономического и технологического устройства России применительно к специфике управления комплексным спросом можно выделить ряд наиболее существенных:

- ✓ значительные масштабы производства и потребления электроэнергии и природного газа в России в сравнении с большинством стран мира;
- ✓ иерархическое устройство отраслей электроэнергетики и газовой промышленности России;
- ✓ индивидуальные характеристики волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа в региональном разрезе;
- ✓ различие структуры потребителей электроэнергии и природного газа, формирующих спрос на уровне каждого региона;

- ✓ существенное количество субъектов управления спросом на уровне экономики России;
- ✓ различие характеристик процессов производства, передачи, распределения и сбыта электроэнергии на уровне различных территориальных образований;
- ✓ взаимное влияние параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа, а также различие степени взаимного влияния в разрезе территориальных образований;
- ✓ неравномерность сочетания рыночных и регуляторных механизмов на различных уровнях формирования себестоимости электроэнергии;
- ✓ различный уровень взаимного влияния смежных отраслей экономики на отрасли электроэнергетики и газовой промышленности;
- ✓ высокая технологическая взаимосвязь газовой промышленности с отраслями энергетики смежных стран мира.

По нашему мнению, одной из главных особенностей спроса на потребление электроэнергии и природного газа в России является тесная технологическая и экономическая взаимосвязь отраслей электроэнергетики и газовой промышленности [86]. Прежде всего это проявляется в сравнительно высокой доле потребления природного газа в рамках общего топливного энергодобаванса страны, а также в высокой доле потребления природного газа в структуре топливного баланса электростанций, вырабатывающих электрическую и тепловую энергию.

Также отрасли электроэнергетики и газовой промышленности России объединены и действуют в рамках единого промышленного комплекса. На рисунке 3.1 представлена структурная схема признаков объединения электроэнергетики и газовой промышленности в рамки единого промышленного комплекса, подчеркивающая наличие взаимных межотраслевых связей и влияний, среди которых общие технологические и общие структурные свойства, общность характеристик спроса на электроэнергию и природный газ на различных уровнях, схожесть характеристик спроса на уровне конечного потребления энергоресурсов,

а также продуктивное и экономическое подобие. Обобщение выявленных признаков позволяет сделать вывод об уникальной взаимосвязи электроэнергетики и газовой промышленности России, объединяющей отрасли в рамки единого промышленного комплекса.

Выявленные взаимосвязи между отраслями электроэнергетики и газовой промышленности России можно разделить на две группы: технологическую и экономическую. Технологическая взаимосвязь отраслей электроэнергетики и газовой промышленности проявляется в формировании взаимных зависимостей изменения физических параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа. Экономическая взаимосвязь проявляется во взаимном влиянии на изменение стоимостных параметров поставки электроэнергии изменения стоимостных параметров природного газа, и наоборот. Выявленные взаимосвязи составляют основу межотраслевого технологического и экономического единства электроэнергетики и газовой промышленности, из которых следует, что управление спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России должно реализовываться совокупно, а именно сразу двумя ресурсами одновременно с учетом выявленных параметров технологического и экономического взаимного межотраслевого влияния.

В процессе обращения электроэнергии и природного газа участвует значительное количество субъектов электроэнергетики и газовой промышленности, которые могут оказывать влияние на процессы производства, распределения и поставок энергоресурсов. При этом индивидуальные интересы каждого субъекта могут не совпадать с общими целями управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа, что может привести к снижению эффективности принимаемых управленческих решений. Таким образом, теоретическая и методическая база управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России также должна учитывать интересы всех субъектов управления и существующие ограничения внедрения и развития системы управления комплексным спросом.



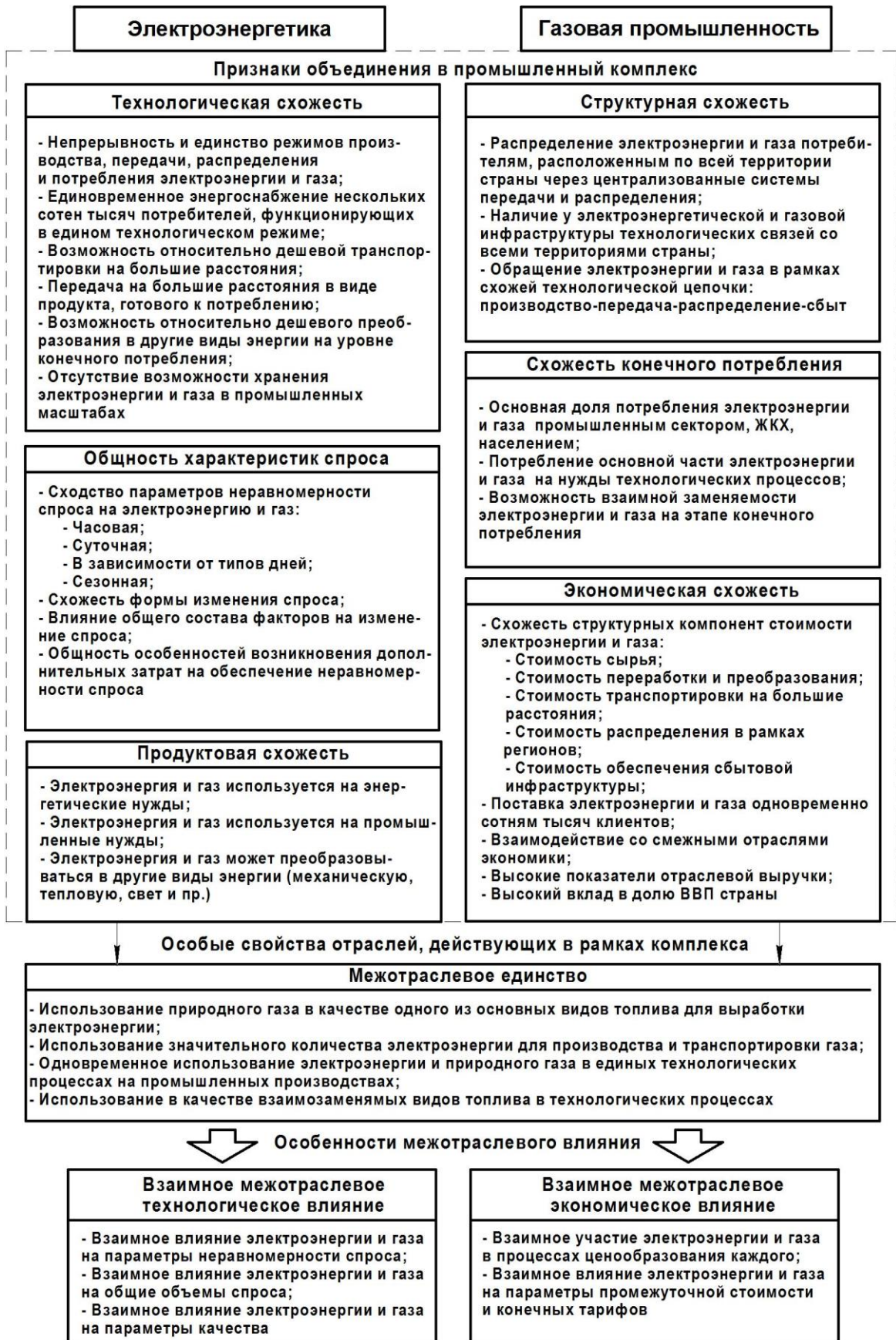


Рисунок 3.1 – Структурная схема признаков объединения электроэнергетики и газовой промышленности в рамках единого промышленного комплекса (разработано автором)

В приложении Е представлены предпосылки к заинтересованности либо сдерживанию внедрения системы управления спросом на потребление электроэнергии со стороны различных субъектов электроэнергетики России, действующих на различных этапах процессов обращения электроэнергии. В газовой отрасли России основная часть субъектов, влияющих на управление спросом, интегрирована в рамках ПАО «Газпром», в связи с чем основные субъекты, влияющие на управление спросом, выделены в качестве отдельных корпоративных уровней в составе газовой промышленности, предпосылки к заинтересованности и сдерживанию к внедрению системы управления спросом на потребление природного газа которых представлены в приложении Ж.

Анализ движущих и сдерживающих факторов внедрения системы управления спросом на электропотребление и природный газ со стороны различных субъектов электроэнергетики и уровней корпоративного управления газовой промышленностью России позволил выявить состав наиболее значимых факторов, которые проиллюстрированы на рисунке 3.2.

Наиболее значимые сдерживающие факторы к внедрению системы управления спросом находятся на уровне сбыта электроэнергии и природного газа, на уровне оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также на уровне электрогенерирующих компаний. Наиболее значимые движущие факторы к введению системы управления спросом проявляются на уровне потребителей электроэнергии и природного газа, на уровне экспорта газа, на уровне магистрального и распределительного электросетевого и газотранспортного комплекса, на уровне добычи и переработки газа, а также на федеральных и региональных уровнях исполнительной власти. Таким образом, несмотря на то что состав и количество движущих факторов превосходят выявленные сдерживающие факторы, для эффективности принимаемых решений при разработке концепции управления комплексным спросом также требуется учет последних.

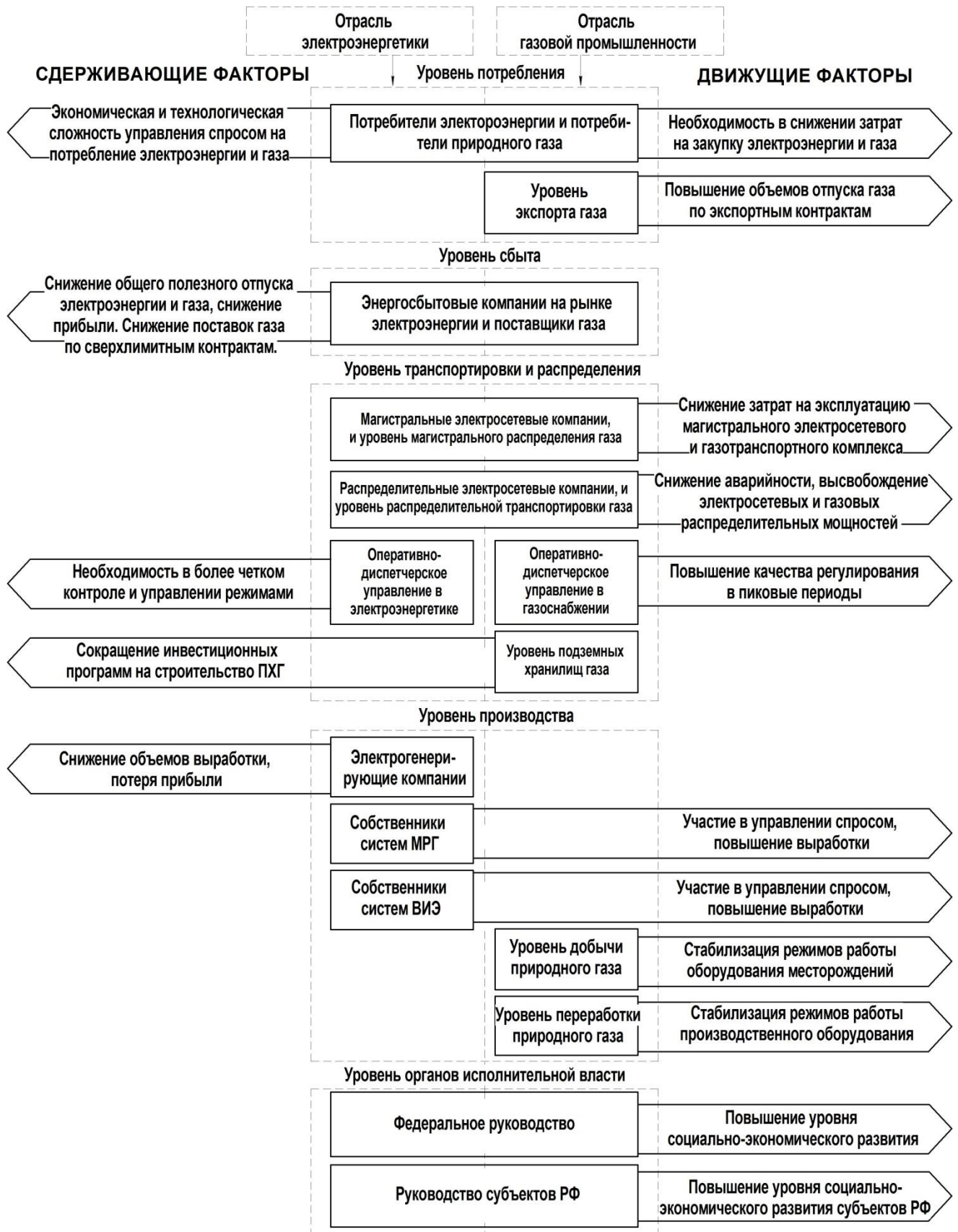


Рисунок 3.2 – Основные движущие и сдерживающие факторы введения системы управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России (разработано автором)

На основе систематизации выявленных факторов, ограничивающих развитие управления комплексным спросом, экономических и технологических особенностей функционирования отраслей электроэнергетики и газовой промышленности России, их технологических и экономических взаимосвязей и особенностей межотраслевого влияния нами разработаны требования к управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа (таблица 3.2). Особенностью разработанных требований к управлению комплексным спросом является учет параметров функционирования не только отраслей электроэнергетики и газовой промышленности России, но и их взаимосвязей между собой и влияния на смежные отрасли, а также учет специфики социально-экономических процессов функционирования экономики, что позволяет выполнять системный учет свойств и взаимосвязей всех факторов, связанных с процессом обращения электроэнергии и природного газа [86].

Таблица 3.2 – Требования к управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России (разработано автором)

№ пп	Описание требования	Учет требований на уровне электроэнергетики и газовой промышленности	Учет требований на уровне социально-экономических процессов
1	Учет регионального устройства России, особенностей межрегиональных технологических и экономических связей и тарифной дифференциации	Особенности регулирования тарифов на территории каждого субъекта РФ, наличие энергетических связей между регионами, обеспечение синхронности режимов энергообеспечения	Особенности региональной структуры административного управления на территории субъектов РФ, возможное влияние изменений на экономику и энергосистему смежных территориальных образований

Продолжение таблицы 3.2

№ пп	Описание требования	Учет требований на уровне электроэнергетики и газовой промышленности	Учет требования на уровне социально-экономических процессов
2	Учет различий объемов спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне регионов и территориальных образований	Особенности объемов спроса на потребление электроэнергии и природного газа	Уровень социально-экономического развития и структура экономики территориального образования
3	Учет различий уровня волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне регионов и территориальных образований	Особенности параметров неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа в рамках различных регионов и территориальных образований	Структура и специфика экономики, климатические особенности региона и территориального образования
4	Учет состава и отраслевой структуры потребителей, формирующих спрос на электроэнергию и природный газ на уровне регионов и территориальных образований	Особенности распределения спроса между основными категориями потребителей: промышленность, ЖКХ, население и пр. на уровне регионов и территориальных образований	Учет экономической структуры территорий, характеристик энергозатрат для различных категорий потребителей
5	Учет топливных характеристик выработки электроэнергии на электростанциях на уровне различных территориальных образований	Особенности топливообеспечения электростанций, особенности влияния степени использования электроэнергии на объемы потребления газа и наоборот	Структура топливного баланса территориальных образований, особенности специфики экономики территориальных образований и межотраслевых связей



Продолжение таблицы 3.2

№ пп	Описание требования	Учет требований на уровне электроэнергетики и газовой промышленности	Учет требования на уровне социально-экономических процессов
6	Учет различия степени взаимного влияния параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне различных территориальных образований	Особенность степени участия природного газа в выработке электроэнергии на различных уровнях управления	Специфика факторов, влияющих на спрос промышленных предприятий, потребляющих электроэнергию и природный газ одновременно
7	Учет иерархической структуры отраслей электроэнергетики и газовой промышленности	Особенности специфики управления в электроэнергетике и газовой промышленности с учетом вышестоящих и нижестоящих уровней	Особенности регулирования тарифов и формирования добавочной стоимости энергоресурсов на каждом уровне управления с учетом их последовательности
8	Учет баланса экономических интересов всех субъектов отраслей электроэнергетики и газовой промышленности, а также сдерживающих и движущих факторов к внедрению системы управления спросом	Учет интересов потребителей электроэнергии и газа, субъектов электроэнергетики и газоснабжения, поставщиков топливного сырья, потребителей тепловой энергии	Учет интересов потребителей энергоресурсов, федерального руководства, руководства субъектов РФ, регулирующих органов, поставщиков топлива, производителей оборудования, транспортной и обеспечивающей инфраструктуры
9	Учет ценовых параметров оптового и розничного рынков электроэнергии и условий поставок природного газа, а также факторов, влияющих на ценовые параметры на различных уровнях управления	Учет особенностей изменения ценовых сигналов в процессе управления спросом, влияние на тарифную политику на различных уровнях управления	Учет возможного изменения конечных тарифов на отпускаемые энергоресурсы, влияние на экономику территориальных образований и бюджеты всех уровней

## Окончание таблицы 3.2

№ пп	Описание требования	Учет требований на уровне электроэнергетики и газовой промышленности	Учет требования на уровне социально-экономических процессов
10	Учет условий обеспечения надежности и безопасности функционирования отраслей электроэнергетики и газоснабжения	Обеспечение надежного, безопасного и безаварийного функционирования процессов электроснабжения и газоснабжения в процессе управления спросом	Обеспечение качества и надежности комплексного энергоснабжения потребителей
11	Учет развития инноваций, цифровизации и мировых технологических трендов	Внедрение решений в энергетических отраслях, соответствующих современным технологическим трендам	Обеспечение возможностей для использования современных технологических решений в деятельности потребителей энергоресурсов
12	Учет необходимости обеспечения перспективного развития инфраструктуры, а также повышение качества экологических выбросов	Обеспечение резервов энергетических мощностей для подключения новых потребителей, внедрение экологических технологий производства	Обеспечение возможностей для подключения новых потребителей энергоресурсов, выполнение условий экологичности энергоснабжения

На рисунке 3.3 представлена концепция управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России, разработанная на основе экономических и технологических особенностей и взаимосвязей функционирования отраслей электроэнергетики и газовой промышленности, состава факторов, ограничивающих развитие управления комплексным спросом, а также разработанных требований к управлению комплексным спросом.

Основа разработанной концепции управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России имеет ряд ключевых особенностей.

Первой особенностью разработанной концепции является комплексность управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

Комплексность управления спросом выражается в одновременном управлении характеристиками неравномерности спроса на электроэнергию и природный газ с учетом параметров взаимного влияния спроса в рамках различных уровней управления. В процессе управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа производится согласование технологических параметров изменения спроса на потребление электроэнергии и природного газа, оценка изменения экономических параметров электроэнергии и природного газа в процессе управления спросом, а также анализ сценариев взаимного встречного влияния технологических и экономических параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа в процессе управления. Управление комплексным спросом реализуется в рамках различных уровней управления спросом, в качестве которых могут выступать как отдельные промышленные предприятия, одновременно потребляющие электроэнергию и природный газ, так и отдельные территориальные образования и регионы, на уровне которых также одновременно потребляются и электроэнергия, и природный газ.

Управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа позволяет существенно расширить масштабы получаемого экономического эффекта от управления спросом за счет дополнения к управлению спросом на электроэнергию, которое является традиционным управляемым энергоресурсом во многих странах мира, одновременного управления спросом на потребление природного газа. Также за счет управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа значительно повышается эффективность управления графиками спроса на всех уровнях управления, что связано с учетом более широкого перечня факторов, одновременно действующих на спрос на потребление электроэнергии и природного газа, а также учет взаимного влияния технологических и экономических параметров, действующих на спрос, что позволяет повысить качество управления спросом и эффективность применяемых управленческих воздействий.



Управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа позволяет повысить экономическую эффективность от управления спросом не только за счет дополнения управления спросом на электроэнергию составляющей природного газа, но и за счет совокупного управления комплексными затратами на электроэнергию и природный газ с целью достижения их минимизации на уровне конечного энергопотребления.

Второй особенностью разработанной концепции управления комплексным спросом является учет дифференциации параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне регионов и территориальных образований России в процессе управления спросом.

Дифференциация региональных параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа в России выражается в различии характеристик спроса в рамках регионов и территориальных образований.

✓ существенное различие параметров общего спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне регионов и территориальных образований России;

✓ отличие характеристик неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях управления спросом;

✓ различия структуры типов потребителей электроэнергии и природного газа на уровне регионов и территориальных образований;

✓ неоднородность структуры параметров покрытия электрической нагрузки со стороны разных типов электростанций на уровнях различных регионов и территориальных образований;

✓ неравномерность соотношения спроса на потребление электроэнергии и спроса на потребление природного газа на различных уровнях управления в энергосистеме;

✓ изменчивость доли природного газа в общем топливном балансе выработки электроэнергии на электростанциях в рамках различных периодов управления.

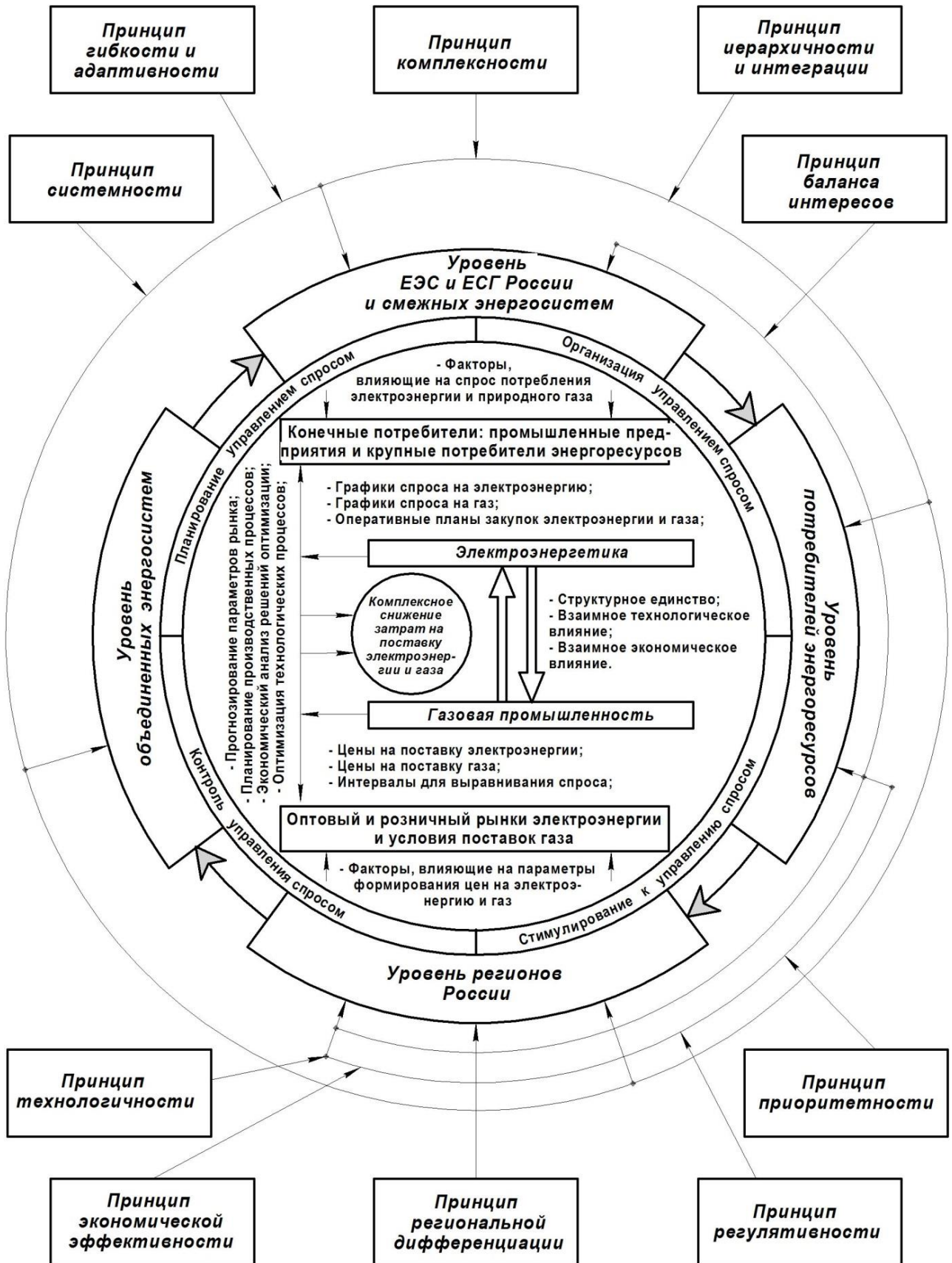


Рисунок 3.3 – Концепция управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России (разработано автором)

Учет дифференциации параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне различных регионов и территориальных образований России в рамках концепции управления комплексным спросом позволяет повысить экономическую эффективность управления за счет поэтапного применения совокупности мероприятий, последовательно начиная с региональных групп и типов потребителей энергоресурсов, в первую очередь вносящих наибольший вклад в формирование неравномерности спроса на потребление энергоресурсов на различных уровнях управления. Также учет дифференциации параметров спроса на уровне различных территориальных образований позволит повысить точность управления спросом за счет адресности и гибкости применения механизмов управления в зависимости от особенностей вышеописанных параметров дифференциации спроса на различных уровнях управления.

Третьей особенностью разработанной концепции является учет иерархичности структуры функционирования электроэнергетики и газовой промышленности России.

Процесс формирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа выполняется в рамках последовательной многоуровневой иерархической конфигурации, которая имеет основу на уровне конечных потребителей электроэнергии и природного газа, основными из которых являются промышленные предприятия, с последовательным переходом на уровни отдельных территориальных образований и регионов России, уровни Объединенных энергетических систем и Объединенных систем газоснабжения, заканчивая спросом на уровне Единой энергетической системы и Единой системы газоснабжения, а также спросом на потребление энергоресурсов со стороны энергетических систем смежных государств. В рамках каждого последующего уровня формирования спроса производится последовательное интегрирование параметров спроса, сформированных на предшествующих уровнях управления. На основании этого ключевой целью управления спросом является выравнивание графиков электрических и газовых нагрузок на диспетчерских уровнях

управления, для которых производится поставка энергоресурсов электростанциями и газовыми заводами. Реализация механизмов управления спросом должна охватывать все уровни управления, но при четком согласовании действий управленческих механизмов на всех предшествующих и последующих уровнях с учетом особенностей неравномерности спроса. Учет иерархичности структуры спроса на потребление электроэнергии и природного газа в рамках концепции управления комплексным спросом позволяет повысить точность применения управленческих воздействий на спрос на различных уровнях управления за счет синхронизации возможных сценариев управленческих сигналов со всеми предшествующими и последующими уровнями формирования спроса.

Четвертой особенностью разработанной концепции является учет факторов внутренней и внешней среды, действующих на параметры спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне промышленных предприятий.

В качестве факторов внутренней среды, действующих на параметры спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне промышленных предприятий, выступают характеристики системы управления предприятием. В качестве примеров факторов внутренней среды можно представить плановые графики процессов производства, характеристики маневренности нагрузки энергопотребляющего оборудования, режимные характеристики технологических процессов, возможности систем управления спросом.

В качестве факторов внешней среды, действующих на параметры спроса на потребление электроэнергии и природного газа промышленных предприятий, выступают характеристики, влияющие на деятельность предприятия извне, среди которых можно представить ценовые параметры оптового и розничного рынка электроэнергии, условия поставок природного газа от региональных поставщиков и с товарно-сырьевой биржи. Также к факторам внешней среды могут относиться технологические ограничения потребления мощности со стороны региональной энергетической системы, технологические ограничения либо договорные лимиты на выборку природного газа.

Одновременный учет факторов внутренней и внешней среды на уровне промышленных предприятий в процессе управления комплексным спросом позволяет осуществить охват широкого спектра внутренних и внешних возможностей и ограничений в процессе управления спросом и максимально использовать имеющийся потенциал управления.

Пятой особенностью разработанной концепции является динамичность и гибкость реализуемых инструментов и методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

Параметры неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на всех уровнях управления характеризуются постоянной изменчивостью, которая проявляется в волатильности параметров общего спроса на энергопотребление, переменах конфигурации формы графиков электрической и газовой нагрузки, сдвигах часов суточного максимума и минимума нагрузки и пр. Изменение характеристик спроса связано с постоянным преобразованием состава факторов, действующих на спрос на энергопотребление, с корректировками планов производственных процессов промышленных предприятий, со сдвигами состава и параметров энергопотребляющего оборудования, формирующего спрос. Динамичность управления выражается в корректировке методов управления с течением времени с учетом изменения внешней среды и специфики функционирования предприятий. Гибкость управления выражается в возможности адаптации концепции управления комплексным спросом под условия различных предприятий с учетом их масштабов и отраслевой специфики. Динамичность и гибкость реализуемых инструментов и методов управления комплексным спросом позволяют учитывать постоянные изменения характеристик неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на всех уровнях управления, что дает возможность повысить степень выравнивания спроса, а следовательно, повысить экономическую эффективность принимаемых решений.

Реализация концепции управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России основывается на системе принципов

управления комплексным спросом, перечисленных на рисунке 3.3. Применение разработанной системы принципов обеспечивает учет всех требований к управлению комплексным спросом и, следовательно, позволяет сделать ее наиболее эффективной.

**Принцип комплексности**, который проявляется в нескольких аспектах. Во-первых, принцип комплексности выражается в одновременном управлении параметрами неравномерности спроса на электроэнергию и природный газ в рамках единых уровней управления, согласовании технологических и экономических взаимосвязей спроса на потребление электроэнергии и природного газа и направлен на минимизацию совокупной стоимости поставок электроэнергии и природного газа конечным потребителям.

Во-вторых, принцип комплексности выражается в реализации механизмов управления спросом на всех выявленных уровнях управления, в учете факторов, влияющих на характеристики спроса и параметры стоимости поставок энергоресурсов, в выполнении учета управления всеми компонентами стоимости электроэнергии и природного газа, а также в реализации комплексных решений при реализации всех функций управления.

**Принцип системности** заключается в необходимости рассмотрения всех элементов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа как целостной системы, имеющих индивидуальные характеристики и взаимное влияние друг на друга.

**Принцип региональной дифференциации** заключается в необходимости учета особенностей, связанных с индивидуальными характеристиками спроса на потребление электроэнергии и природного газа, и возможностей управления спросом на уровне различных территориальных образований и регионов России.

**Принцип гибкости и адаптивности** проявляется в необходимости проведения мониторинга постоянных изменений характеристик спроса, состава и степени влияния факторов, действующих на спрос, внутренней и внешней среды потребителей энергоресурсов, выполнения постоянного анализа эффективности управляющих воздействий.

**Принцип иерархичности и интеграции** основывается на учете последовательности формирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных иерархических уровнях и необходимости реализации управления комплексным спросом с учетом интеграции и межуровневого влияния.

**Принцип приоритетности и адресности** заключается в приложении управляющих воздействий в процессе управления спросом на направления, объекты и периоды спроса, имеющие максимальное воздействие на требуемое изменение спроса в рамках каждого уровня управления.

**Принцип баланса интересов** предусматривает учет экономических интересов всех субъектов отраслей электроэнергетики и газовой промышленности России в процессе реализации управления комплексным спросом на энергопотребление.

**Принцип экономической эффективности** обуславливает необходимость снижения затрат на обращение электроэнергии и природного газа при управлении спросом на потребление электроэнергии и природного газа при сохранении условия устойчивости функционирования каждого субъекта в рамках энергетического комплекса.

**Принцип технологичности** заключается в возможности интеграции разработанной концепции, механизма и системы методов управления комплексным спросом с передовыми научно-техническими и информационно-коммуникационными технологиями, например, применением умного учета энергоресурсов и Smart Grid технологий.

**Принцип регулятивности**, который проявляется в нескольких аспектах управления комплексным спросом. Во-первых, в постоянном регулировании элементов механизма и системы методов управления комплексным спросом, направленном на учет изменений параметров спроса и состава влияющих факторов, урегулирование применяемых воздействий со смежными экономическими и технологическими процессами, связанными со спросом на потребление электроэнергии и природного газа. Во-вторых, стоимостные

параметры поставляемых энергоресурсов должны иметь возможность регулирования, т. к. электроэнергетика функционирует в условиях конкурентных отношений рынка электроэнергии, некоторые воздействия на спрос на энергопотребление могут существенно повлиять на конъюнктуру ценообразования и одновременно отразиться на множестве потребителей энергоресурсов, основную долю которых составляют промышленные предприятия.

Разработанные требования к управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России, концепция управления комплексным спросом и система принципов управления комплексным спросом требуют разработки механизма и системы методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России, чему и посвящены следующие параграфы настоящего исследования.

### **3.2. Механизм управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России**

Разработанная концепция управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в практическую деятельность внедряется посредством использования разработанного нами механизма управления. В отечественных и зарубежных исследованиях существует множество интерпретаций термина «механизм управления» [99]. Слово «механизм» имеет древнегреческое происхождение, оно означает «устройство, прибор» [188]. Механизм управления играет центральную и определяющую роль в любой системе управления. В наиболее общем и емком понимании механизм управления представляет собой систему органов управления, совокупность методов и средств, определяющих возможность целенаправленного функционирования и развития управляемой системы.

По нашему мнению, применительно к разработанной концепции управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа



наиболее подходящим определением механизма управления является следующее: совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих инструментов управления, при помощи которых оказывается комплексное влияние на поведение промышленных предприятий с целью требуемого изменения параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях управления для достижения совокупной минимизации стоимости поставки электроэнергии и природного газа конечными потребителями энергоресурсов, действующими в энергосистеме.

Механизм управления традиционно состоит из ряда основных компонент:

- а) требования и принципы управления;
- б) организационная и функциональная структура элементов управления, связанных между собой в конфигурации, соответствующей целям управления;
- в) информационное обеспечение механизма управления, включающее в себя движение информационных потоков между элементами механизма;
- г) юридические и экономические законы и ограничения;
- д) методическое обеспечение механизма управления, состоящее из совокупности методов и средств управления отдельными элементами системы.

Для концепции управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа требования и принципы были разработаны и описаны в параграфе 3.1.

Организационная структура элементов механизма управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа (далее механизм управления комплексным спросом) должна представлять собой упорядоченную совокупность взаимосвязанных элементов, находящихся между собой в устойчивых отношениях, деятельность которых направлена на достижение цели управления. Функции элементов механизма управления комплексным спросом должны отражать сущность и содержание целевой деятельности каждого элемента управления с учетом его положения в рамках организационной структуры и выполняемого комплекса задач.

Информационное обеспечение механизма управления комплексным спросом представляет собой совокупность единой системы классификации и интерпретации информации, методологии построения баз данных, унифицированных форм документации, структуры информационных потоков, обращаемых в рамках внешних и внутренних элементов механизма управления.

Юридические законы и ограничения механизма управления комплексным спросом представляют собой юридические акты, принятые уполномоченными органами исполнительной власти и регулирующие отношения, связанные с обращением электроэнергии и природного газа, а также деятельность, смежную с управлением комплексным спросом.

Экономические законы и ограничения механизма управления комплексным спросом представляют собой существенные, устойчивые, постоянно повторяющиеся объективные причинно-следственные связи и взаимозависимости в экономических явлениях и процессах, связанные с обращением электроэнергии и природного газа, а также деятельность, смежную с управлением комплексным спросом.

Методическое обеспечение механизма управления комплексным спросом представляет собой систему методов, моделей и методик, направленных на реализацию поставленных целей каждого элемента механизма.

Механизм управления комплексным спросом, с нашей точки зрения, должен характеризоваться рядом следующих особенностей:

- ✓ охват в рамках единого механизма управления комплексным спросом всего множества субъектов электроэнергетики и газоснабжения, в первую очередь промышленных предприятий, расположенных во всех регионах России;
- ✓ особенность структуры, полноты и последовательности взаимосвязей между множеством элементов системы в рамках конфигурации механизма управления комплексным спросом;
- ✓ наличие структурных и функциональных взаимосвязей отраслей электроэнергетики и газовой промышленности на различных уровнях механизма управления комплексным спросом;

- ✓ длинная цепочка управленческих воздействий, начиная от производства энергоресурсов, передачи и распределения на протяженные территории и заканчивая их конечным потреблением;
- ✓ многоуровневая структура спроса на потребление электроэнергии и природного газа в России;
- ✓ различие влияния законодательных и экономических механизмов на различных уровнях управления комплексным спросом;
- ✓ возможность получения своевременной и полной обратной связи от всех элементов механизма управления комплексным спросом.

На рисунке 3.4 представлен разработанный механизм управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России с конкретизацией совокупности технологических и экономических прямых и обратных взаимосвязей между элементами механизма.

Центральным управляющим звеном механизма управления комплексным спросом должен являться единый уполномоченный орган в области администрирования процесса управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ в России (далее уполномоченный орган), функциями которого являются: планирование мероприятий управления комплексным спросом, организация мероприятий управления комплексным спросом, управление мотивацией промышленных предприятий к управлению собственным спросом, координация деятельности каждого субъекта механизма управления спросом, контроль результатов управления комплексным спросом. В качестве центрального управляющего звена может выступать как отдельно созданное подразделение органа исполнительной власти в области управления энергетикой, так и отдельно созданное агентство по управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

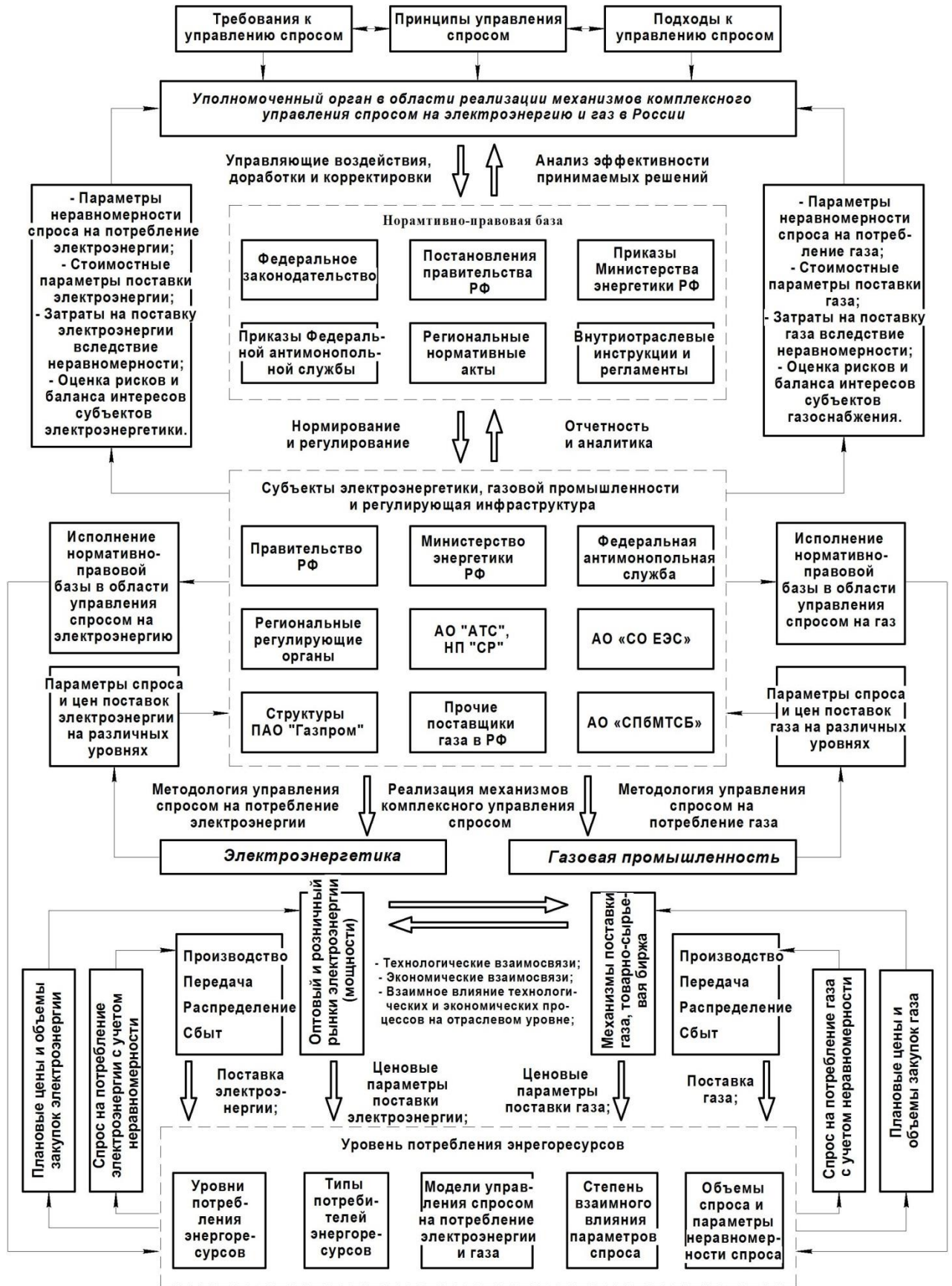


Рисунок 3.4 – Механизм управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России на уровне субъектов управления (разработано автором)

В рамках деятельности уполномоченного органа на основе разработанных требований и принципов концепции управления комплексным спросом проводится разработка мероприятий по внедрению изменений и усовершенствований нормативно-правовой базы в области обращения электроэнергии и природного газа в России. Нормативно-правовая база в области электроэнергетики и газоснабжения России определяется в рамках федеральных законов РФ, постановлений правительства РФ, приказов Министерства энергетики РФ, приказов федеральной антимонопольной службы, региональных нормативных актов, внутриотраслевых инструкций и регламентов.

Функциями нормативно-правовой базы в области электроэнергетики и газоснабжения применительно к процессу управления спросом являются обеспечение легитимности деятельности субъектов электроэнергетики и газовой промышленности в части управления комплексным спросом, интерпретация инструментов управления комплексным спросом в виде требований и положений нормативно-правовой базы, формализация действий субъектов электроэнергетики и газовой промышленности для обеспечения управления комплексным спросом, а также регулирование отношений между субъектами электроэнергетики и газовой промышленности, а также промышленными предприятиями в части управления комплексным спросом. В рамках нормативно-правовой базы РФ содержатся положения, регулирующие взаимоотношения как между потребителями и поставщиками энергетических ресурсов, так и между субъектами электроэнергетики и газоснабжения, регулируются условия учета потребления энергетических ресурсов промышленных предприятий, порядок ценообразования на энергоресурсы.

Следующим уровнем механизма управления комплексным спросом является уровень регулирующих и инфраструктурных субъектов электроэнергетики и газовой промышленности России, участвующих в управлении комплексным спросом. Среди регулирующих и инфраструктурных субъектов электроэнергетики и газовой промышленности России можно выделить Правительство РФ в лице Министерства энергетики РФ, осуществляющего

разработку государственной политики РФ в области обращения электроэнергии и природного газа, а также согласование и утверждение постановлений, регулирующих деятельность по обращению энергетических ресурсов; Федеральную антимонопольную службу, осуществляющую деятельность по развитию конкуренции и совершенствованию рыночных отношений в сфере электроэнергетики и газоснабжения; региональные регулирующие органы, такие как энергетические комиссии, региональные министерства энергетики и тарифного регулирования, агентства по техническому регулированию деятельности региональных субъектов электроэнергетики и газоснабжения, а также операторы, осуществляющие контроль за соблюдением требований к техническим параметрам энергопотребления.

Также в числе субъектов электроэнергетики выступают инфраструктурные организации электроэнергетики в лице АО «Администратор торговой системы», осуществляющего функции коммерческого оператора оптового рынка, НП «Совет рынка», осуществляющего функции контроля и регулирования инфраструктуры оптового и розничного рынков электроэнергии, а также АО «Системный оператор Единой энергетической системы», основной функцией которого является управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики. В числе регулирующих субъектов газоснабжения выступает АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа», функциями которой в части поставок газа является обеспечение торгов по закупке и продаже природного газа.

На основе требований нормативно-правовой базы через регулирующих и инфраструктурных субъектов электроэнергетики и газовой промышленности реализуются функции контроля исполнения требований и положений нормативно-правовой базы в области управления спросом, трансляции принципов и требований нормативно-правовой базы в рамках внутриотраслевых нормативных документов, инструкций и регламентов, оперативный сбор промежуточных результатов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

Функциональное управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа осуществляют отраслевые участники процесса обращения электроэнергии и природного газа. К отраслевым участникам процесса обращения электроэнергии и природного газа относятся субъекты электроэнергетики и газоснабжения, выполняющие взаимодействие с непосредственными потребителями энергоресурсов, основную долю которых составляют промышленные предприятия. Среди отраслевых участников в секторе электроэнергетики можно выделить: оптовые генерирующие компании (ОГК), территориальные генерирующие компании (ТГК), Федеральную сетевую компанию (ФСК), Межрегиональные распределительные сетевые компании (МРСК), собственников систем малой распределенной генерации (МРГ), энергосбытовые компании и пр. Среди отраслевых участников сектора газоснабжения можно выделить общества, входящие в группу холдинга ПАО «Газпром», осуществляющие производство, передачу, распределение и сбыт природного газа, а также независимых поставщиков природного газа, не входящих в группу ПАО «Газпром». На уровне отраслевых участников процесса обращения электроэнергии и природного газа реализуется ряд функций, связанных с управлением комплексным спросом, а именно: исполнение требований нормативно-правовой базы, внутриотраслевых нормативных документов, инструкций и регламентов в части управления комплексным спросом, трансляция требований нормативно-правовой базы, инструкций и регламентов в части управления комплексным спросом конечным потребителям энергоресурсов (промышленным предприятиям), контроль исполнения требований нормативно-правовой базы потребителями энергоресурсов, а также регулирование исполнения требований нормативно-правовой базы на уровне конечных потребителей энергоресурсов, основную долю из которых составляют промышленные предприятия.

Несмотря на значительное количество субъектов электроэнергетики и газовой промышленности, участвующих в процессе обращения энергоресурсов, ключевыми и центральными участниками обращения электроэнергии и

природного газа являются их конечные потребители, основную долю которых составляют промышленные предприятия. Потребители электроэнергии и природного газа на основе условий поставки энергоресурсов, продиктованных нормативно-правовой базой и реализуемых субъектами электроэнергетики и газоснабжения, осуществляют конечное энергопотребление, характеристики которого должны быть направлены на выравнивание спроса в требуемых диапазонах. Основной функцией потребителей энергоресурсов в рамках механизма управления комплексным спросом является формирование спроса на потребление электроэнергии и природного газа в соответствии со своими потребностями, требованиями отраслевых участников процесса обращения электроэнергии и природного газа, нормативно-правовой базой, инструкциями и регламентами, регулирующими обращение энергоресурсов.

Функции каждого уровня механизма управления комплексным спросом агрегированы в таблице 3.3. Многоуровневость и мультифункциональность механизма управления комплексным спросом определяют необходимость четкой синхронизации каждого уровня управления как в последовательном распределении информационных связей в отдельности, так и с учетом требований органа управления спросом.

С учетом значительного числа элементов механизма управления комплексным спросом, а также возможностей выполнения оперативных корректировок и управляющих воздействий на спрос, механизм предусматривает формирование множества прямых и обратных связей между функциональными элементами. Данные связи обеспечивают выполнение функции последовательного сбора информации на каждом уровне управления, а также промежуточный детальный анализ информации на каждом уровне управления в соответствии с возложенными функциями, которая в конечном итоге консолидируется на уровне уполномоченного органа управления спросом.



Таблица 3.3 – Функции каждого уровня механизма управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа (разработано автором)

№ пп	Уровень механизма управления комплексным спросом	Функции уровней управления
1	Единый уполномоченный орган в области администрирования управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ в России	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ планирование мероприятий управления комплексным спросом;</li> <li>✓ организация мероприятий управления комплексным спросом;</li> <li>✓ управление мотивацией потребителей к управлению собственным спросом;</li> <li>✓ координация деятельности каждого элемента механизма управления спросом;</li> <li>✓ контроль результатов управления комплексным спросом</li> </ul>
2	Нормативно-правовая база	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ обеспечение легитимности деятельности субъектов электроэнергетики и газовой промышленности в части управления комплексным спросом;</li> <li>✓ интерпретация инструментов управления комплексным спросом в виде требований и положений нормативно-правовой базы;</li> <li>✓ формализация действий субъектов электроэнергетики и газовой промышленности для обеспечения управления комплексным спросом;</li> <li>✓ регулирование отношений между субъектами электроэнергетики и газовой промышленности, а также потребителями энергоресурсов в части управления комплексным спросом</li> </ul>
3	Регулирующие и инфраструктурные субъекты электроэнергетики и газовой промышленности	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ контроль исполнения требований и положений нормативно-правовой базы в области управления спросом;</li> <li>✓ трансляция принципов и требований нормативно-правовой базы в рамках внутриотраслевых нормативных документов, инструкций и регламентов;</li> <li>✓ оперативный сбор промежуточных результатов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа</li> </ul>

## Окончание таблицы 3.3

№ пп	Уровень механизма управления комплексным спросом	Функции уровней управления
4	Отраслевые участники процесса обращения электроэнергии и природного газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ исполнение требований нормативно-правовой базы, внутриотраслевых нормативных документов, инструкций и регламентов в части управления комплексным спросом;</li> <li>✓ трансляция требований нормативно-правовой базы, инструкций и регламентов в части управления комплексным спросом конечным потребителям энергоресурсов;</li> <li>✓ контроль исполнения требований нормативно-правовой базы потребителями энергоресурсов;</li> <li>✓ регулирование исполнения требований нормативно-правовой базы на уровне конечных потребителей энергоресурсов</li> </ul>
5	Потребители электроэнергии и природного газа (промышленные предприятия)	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ формирование спроса на потребление электроэнергии и природного газа в соответствии с требованиями отраслевых участников процесса обращения электроэнергии и природного газа, нормативно-правовой базой, инструкциями и регламентами, регулирующими обращение энергоресурсов</li> </ul>

Отраслевые участники процесса обращения электроэнергии и природного газа, непосредственно взаимодействуя с конечными потребителями энергоресурсов в процессе их транспортировки, поставки и сбыта, в рамках договорных условий транслируют требования и принципы концепции управления комплексным спросом.

В качестве информации, получаемой и консолидируемой от потребителей энергоресурсов отраслевыми участниками процесса обращения электроэнергии и природного газа, выступают фактические показатели спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных периодах, а также параметры плановых цен и объемов закупок энергоресурсов на различных временных периодах. В качестве плановых периодов предполагаются почасовые, посуточные, недельные, помесечные и годовые.

Отраслевые участники процесса обращения электроэнергии и природного газа в операционном режиме консолидируют полученную от конечных потребителей энергоресурсов информацию и в рамках выполняемых функций передают ее в адрес регулирующих и инфраструктурных субъектов электроэнергетики и газовой промышленности. Полученная консолидированная информация агрегируется и анализируется в соответствии с функциями уровня управления и проходит промежуточную оценку на предмет эффективности применяемых инструментов управления спросом. По результатам анализа полученной информации регулирующие и инфраструктурные субъекты электроэнергетики и газовой промышленности готовят рекомендации по введению корректирующих изменений в модель управления комплексным спросом.

Консолидированную информацию по физическим и стоимостным параметрам спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях управления регулирующие и инфраструктурные субъекты электроэнергетики и газовой промышленности передают в уполномоченный орган для анализа и оценки эффективности результатов принятых мер. Также регулирующие и инфраструктурные субъекты электроэнергетики и газовой промышленности участвуют в экспертных советах и коллегиях различных уровней законодательной власти по усовершенствованию нормативной базы в области управления спросом.

Уполномоченный орган получает консолидированную отчетность и предложения по усовершенствованию механизмов управления комплексным спросом, формирует перечень необходимых доработок и корректировок в нормативно-правовую базу в области электроэнергетики и газоснабжения, а также участвует в управляющих коллегиях регулирующих и инфраструктурных субъектов электроэнергетики и газовой промышленности. В целом уполномоченный орган выполняет контроль промежуточных и окончательного результата, координацию и корректировку действий на всех уровнях функционального механизма.

Таким образом, разработанный механизм управления комплексным спросом в России на уровне субъектов управления позволяет охватить все функциональные уровни управления, начиная от промышленных предприятий, оперативно получить консолидированную информацию о параметрах спроса на различных уровнях управления, а также оперативно выполнить изменения на всех функциональных уровнях механизма, что в конечном итоге дает возможность реализовать поставленные цели и повысить энергетическую эффективность от выравнивания комплексного спроса на энергопотребление на всех уровнях управления и на всех территориальных образованиях России.

Учитывая особенности регионального устройства экономики России, механизм управления комплексным спросом также должен учитывать особенности иерархичности формирования спроса в России, начиная от уровней промышленных предприятий, которые формируют спрос на уровне региональных электроэнергетических систем и региональных систем газоснабжения. Далее по иерархическому расположению территорий спрос на потребление энергоресурсов формируется на уровне объединённых электроэнергетических систем и объединённых систем газоснабжения, охватывающих территориальные образования, в которые одновременно объединяют несколько регионов, и в конечном итоге спрос на потребление энергоресурсов формируется на уровне Единой электроэнергетической системы и Единой системы газоснабжения России, охватывающих все промышленные предприятия, расположенные в регионах и территориальных образованиях страны. Таким образом, особенности многоуровневой и иерархической структуры экономики России учтены нами в рамках механизма управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

Схема реализации разработанного механизма управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России по уровням управления представлена на рисунке 3.5. Очевидно, что управление комплексным спросом производится на различных уровнях, основным из которых является уровень промышленных предприятий. Между уровнями управления существует

непрерывная двусторонняя связь в виде физических потоков электроэнергии и природного газа от вышестоящих уровней нижестоящим и параметров спроса на потребление энергоресурсов, расположенных в обратном направлении.

Целевой функцией управления спросом является выравнивание волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне экономики России. На каждом уровне механизма управления существуют индивидуальные особенности, которые определяют особые требования к методам управления спросом, а также происходит взаимное технологическое и экономическое влияние параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа. Также спрос на потребление энергоресурсов на каждом вышестоящем уровне управления формируется на основе характеристик спроса на уровнях нижестоящих с учетом существующих особенностей характеристик спроса и факторов, влияющих на спрос.

Разработанный механизм управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях управления позволяет учесть последовательность формирования спроса на энергопотребление, осуществить контроль особенностей спроса на энергопотребление на всех уровнях управления, определить взаимное влияние параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях, что в целом дает возможность повысить эффективность управления комплексным спросом на уровне экономики России.

В разработанном механизме управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа как в рамках субъектов управления, так и по уровням управления учтена разработанная система принципов комплексного управления. Учет особенностей принципов комплексного управления спросом в механизме управления комплексным спросом в процессе разработки механизма и методов управления спросом на потребление электроэнергии и газа в России агрегирован в таблице 3.4.

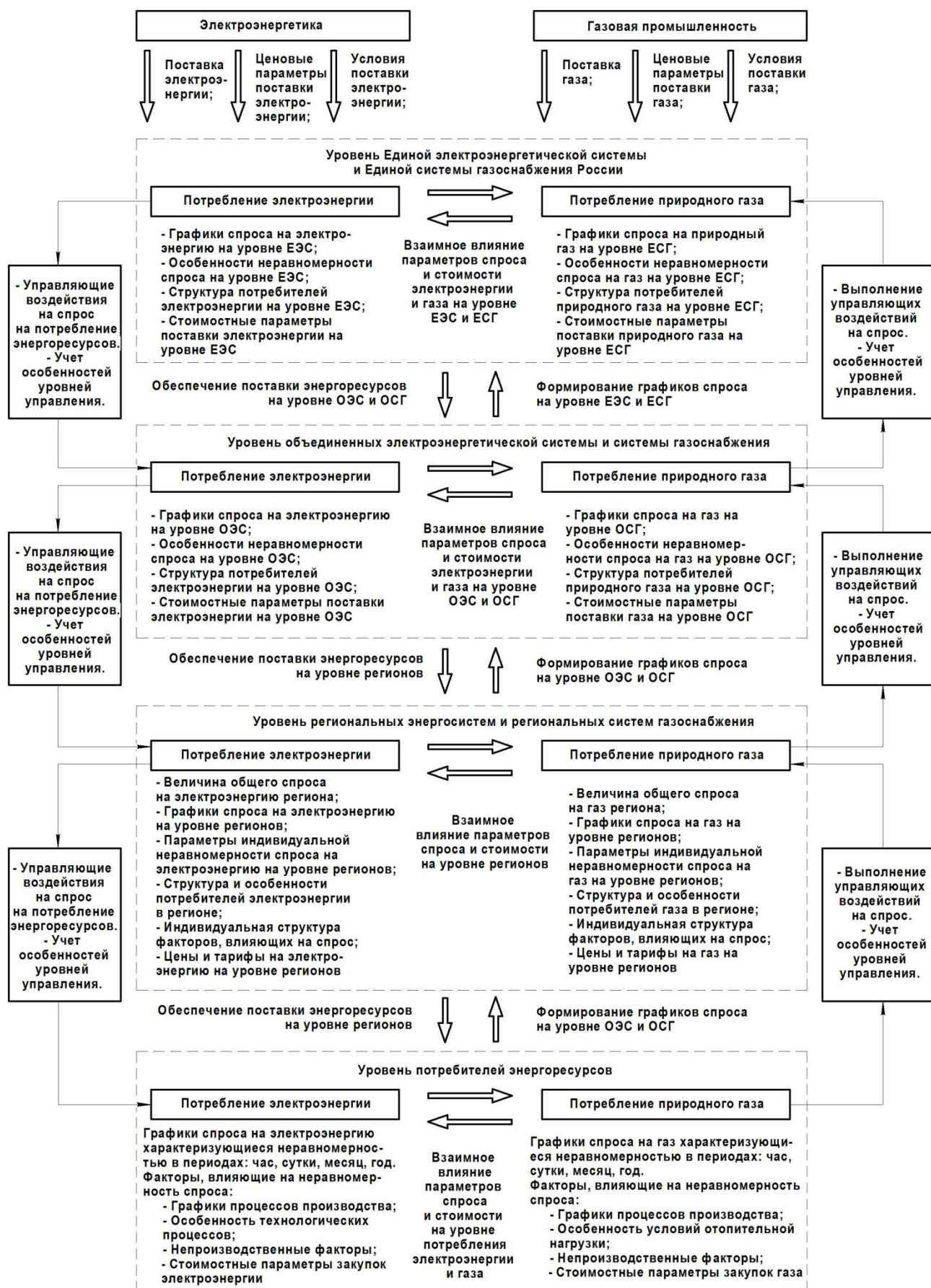


Рисунок 3.5 – Реализация механизма управления комплексным спросом по уровням (разработано автором)

Таблица 3.4 – Учет разработанных принципов в процессе разработки механизма и методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России (разработано автором)

№ пп	Принципы управления, учитывающие отраслевые особенности	Особенности электроэнергетики и газовой промышленности России	Учет принципов при разработке механизмов и методов управления спросом
1	Принцип комплексности	Технологическое и экономическое единство спроса на электроэнергию и природный газ, участие значительного количества субъектов и элементов в процессе управления спросом	Комплексный учет энергоресурсов и влияющих субъектов в рамках единой модели управления
2	Принцип системности	Системная взаимосвязь конечной стоимости электроэнергии и природного газа с множеством различных влияющих параметров	Системный учет всех факторов, действующих на параметры спроса и стоимости электроэнергии и газа
3	Принцип региональной дифференциации	Различие параметров и характеристик спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне различных регионов	Применение дифференцированных методов управления спросом в зависимости от особенностей спроса на территории отдельных регионов
4	Принцип гибкости и адаптивности	Характеристики неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа склонны к постоянным изменениям	Применение гибкого подхода к управлению графиками спроса в виде адаптации методов управления к постоянным изменениям
5	Принцип иерархичности и интеграции	Формирование спроса на потребление электроэнергии и природного газа в виде системы последовательной многоуровневой конфигурации	Применение инструментов управления на различных уровнях управления при учете сценариев изменения спроса на уровнях предшествующих и вышестоящих уровнях

Предложение таблицы 3.4

№ пп	Принципы управления, учитывающие отраслевые особенности	Особенности электроэнергетики и газовой промышленности России	Учет принципов при разработке механизмов и методов управления спросом
6	Принцип приоритетности и адресности	Различные потребители электроэнергии и природного газа в разной мере воздействуют на общий спрос на энергопотребление	Реализация адресных управленческих воздействий для отдельных групп потребителей энергоресурсов в процессе реализации модели
7	Принцип баланса интересов	Экономические интересы субъектов электроэнергетики и газоснабжения могут не совпадать с целями управления спросом	Учет и урегулирование экономических интересов субъектов электроэнергетики и газовой промышленности в процессе управления спросом
8	Принцип экономической эффективности	Для реализации методов управления спросом на различных уровнях возникают затраты, связанные с обеспечением управления, а также затраты, связанные с последствиями применения методов управления	Учет соотношений параметров затрат и эффективности принимаемых решений
9	Принцип технологичности	В электроэнергетике и газовой промышленности, а также в направлении потребления энергоресурсов происходит постоянное развитие и внедрение технологических усовершенствований и инноваций	Учет новых технологических трендов в процессе разработки методов и моделей управления спросом



## Окончание таблицы 3.4

№ пп	Принципы управления, учитывающие отраслевые особенности	Особенности электроэнергетики и газовой промышленности России	Учет принципов при разработке механизмов и методов управления спросом
10	Принцип регулятивности	Электроэнергетика России функционирует в условиях свободного энергорынка, что определяет возможную неуправляемость сценариев изменения цен в случае управления спросом	Регулирование параметров цен и объемов поставок электроэнергии и газа в процессе управления

В качестве ограничений разработанных механизмов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России можно выделить следующее:

✓ механизм управления комплексным спросом носит характер, мотивирующий промышленные предприятия управлять собственным спросом на энергопотребление, но не позволяет выполнять принудительное управление спросом;

✓ ценовые параметры на поставку электроэнергии промышленным предприятиям формируются на основе рыночного механизма ценообразования, что ограничивает возможности управления ценами на поставку электроэнергии в процессе реализации механизма управления спросом;

✓ учитывая значительное количество уровней спроса на энергопотребление регионов и потребителей, формирующих спрос на энергопотребление, последствия от введения механизма управления спросом на начальных этапах являются непрогнозируемыми, поэтому регулирование спроса следует выполнять последовательно и с короткими шагами регулирования;

✓ учитывая отсутствие в операционной деятельности промышленных предприятий России практики управления собственными графиками нагрузки, возможные стимулирующие воздействия на изменение спроса на

энергопотребление в рамках реализации механизма управления могут не получать мгновенного изменения спроса;

✓ низкая оснащенность приборами учета потребления электроэнергии и природного газа на различных уровнях управления может создать дополнительные ограничения для возможности оперативного получения информации для управления спросом на первых этапах реализации механизма.

Разработанный механизм управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа полностью отражает сформированные в параграфе 3.1 требования и принципы управления комплексным спросом на энергоресурсы в России. Механизм охватывает все функциональные уровни управления спросом на энергопотребление на уровне экономики России, включая всех субъектов электроэнергетики, газовой промышленности и конечных потребителей энергоресурсов. Механизм позволяет выполнять оперативный контроль и управление спросом для потребителей энергоресурсов, расположенных в различных регионах страны, с учетом особенностей характеристик спроса и факторов, влияющих на спрос в каждом регионе. Механизм охватывает все типы потребителей энергоресурсов, основную долю которых составляют промышленные предприятия, расположенные во всех регионах, определяет иерархические особенности спроса по уровням управления, а также характеристики взаимного влияния параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа. Особенностью разработанного механизма является гибкость управления на уровне всей Единой электроэнергетической системы и Единой системы газоснабжения России, что позволяет повысить точность и качество управления спросом. Выявленные ограничения механизма управления закладывают основу для дальнейшего усовершенствования разработанного механизма в направлениях повышения качества управления спросом и повышения энергетической эффективности на уровне экономики России.

### **3.3. Система методов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России**

Разработанный механизм управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа состоит из совокупности элементов и технологических и экономических прямых и обратных взаимосвязей между элементами механизма. Реализация функциональных свойств различных элементов механизма управления осуществляется на основе системы методов управления. Механизм управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа включает систему экономических, организационных и социально-экономических методов управления, которые направлены на реализацию отдельных функциональных задач, позволяющих достигнуть цели управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в масштабах экономики России.

В таблице 3.5 представлена разработанная нами структура системы методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа, разделенных по четырем ключевым уровням функционирования электроэнергетического комплекса и отрасли газоснабжения. Первым уровнем является уровень Единой электроэнергетической системы и Единой системы газоснабжения России, объединяющий в рамках единого технологического режима всех потребителей электроэнергии и природного газа страны и включающий систему методов управления комплексным спросом, учитывающую особенности и характеристики спроса на самом высоком уровне управления.

Следующим уровнем управления в системе методов выделен уровень Объединенных электроэнергетических систем и Объединенных систем газоснабжения, в рамках которого находятся территории отдельных электроэнергетических систем и систем газоснабжения, объединенных несколькими смежными и изолированными региональными энергосистемами.

Таблица 3.5 – Структура системы методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России (разработано автором)

№ пп	Методы управления	Уровни и направления использования							
		Уровни электроэнергетики России				Уровни газовой промышленности России			
		ЕЭС	ОЭС	Регионы	Потребители	ЕСГ	ОСГ	Регионы	Потребители
1	Методы прогнозирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа	+	+	+	+	+	+	+	+
2	Метод оценки характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа	+	+	+		+	+	+	
3	Метод прогнозирования ценовых и стоимостных параметров на поставку электроэнергии и природного газа	+	+	+	+	+	+	+	+
4	Метод учета параметров ценовых соотношений в процессе закупа электроэнергии на оптовом рынке				+				
5	Метод выявления целевых типов потребителей электроэнергии и природного газа для управления спросом		+	+			+	+	
6	Метод управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа	+	+	+		+	+	+	
7	Метод управления краткосрочным графиком работы электропотребляющего и газопотребляющего оборудования на промышленных предприятиях				+				+

Третьим уровнем системы методов управления комплексным спросом является уровень региональных электроэнергетических систем и региональных систем газоснабжения. Потребители энергоресурсов, объединенные в рамках региональных энергетических систем, имеют индивидуальные особенности и характеристики спроса, свойственные потребителям, расположенным в данных регионах, что также предопределяет особенности методов, применяемых для управления спросом на указанном уровне.

Замыкающим уровнем управления в системе методов является уровень конечных потребителей электроэнергии и природного газа, основную долю которых составляют промышленные предприятия, которые формируют основную долю спроса на потребление энергоресурсов на вышестоящих уровнях управления. Конечные потребители электроэнергии и природного газа характеризуются как индивидуальной спецификой характеристик спроса, связанной с особенностью внутренних и внешних факторов, влияющих на энергопотребление, так и общими особенностями условий закупа электроэнергии и природного газа в рамках энергорыночной среды, что предопределяет специфику методов управления, применяемых для управления спросом на уровне потребителей электроэнергии и природного газа.

Все методы, разделенные нами на четыре уровня управления, делятся на методы управления в электроэнергетике, методы управления в газоснабжении, а также методы, применяемые одновременно для управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ.

Система методов управления комплексным спросом на всех уровнях характеризуется единым циклом повторяющихся этапов, представленных на рисунке 3.6, однако каждый этап имеет свою специфику в разрезе уровней управления.

Основными этапами системы методов управления являются:

1. Прогнозирование параметров спроса на энергопотребление, реализуемое для выполнения предварительной оценки характеристик спроса перед реализацией управляющих воздействий.

2. Прогнозирование ценовых и стоимостных параметров закупа энергоресурсов, выполняемое для оценки величины общих затрат.

3. Оценка характеристик неравномерности спроса, необходимая для оценки потенциала управления спросом.

4. Выявление резервов для управления спросом и определение общего направления реализации мероприятий по управлению спросом.

5. Реализация мероприятий по управлению спросом на потребление энергоресурсов.

6. Оценка экономического эффекта от внедрения разработанных мероприятий, корректировка управленческих воздействий.

Цикл управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ отличается по уровням управления совокупностью объектов управления, объединенных в рамках каждого уровня, по характеристикам спроса и условиям формирования спроса. В связи с этим ряд методов, реализуемых в рамках управления спросом, может одновременно применяться для различных уровней управления, и, наоборот, некоторые методы могут быть использованы только на отдельных уровнях. Рассмотрим содержание, назначение и особенности каждой из предложенных групп методов.



Рисунок 3.6 – Цикл управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ (разработано автором)

Основой системы методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на всех выявленных уровнях являются методы прогнозирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа. Прогнозирование спроса на потребление энергоресурсов может выполняться на разные временные периоды с различной дискретностью. В качестве временных периодов выполнения прогнозов могут выступать годовой, квартальный, месячный, недельный, суточный, часовой и т. п. В таблице 3.6 представлены основные функции и цели использования различных периодов прогноза применительно к управлению спросом, также выделен уровень потребления энергоресурсов, на котором наиболее часто используется тот или иной период прогноза.

Таблица 3.6 – Применение различных периодов выполнения прогноза в процессе управления комплексным спросом (разработано автором)

№ пп	Период выполнения прогноза	Функции	Цели применения	Уровень, на котором наиболее часто используется прогноз
1	Год	Оценка неравномерности спроса в долгосрочном периоде. Сравнение характеристик неравномерности для различных сезонов	Реализуется в процессе выбора долгосрочной модели управления спросом	ЕЭС и ЕСГ
2	Квартал	Оценка неравномерности спроса в среднесрочном периоде	Реализуется в процессе корректировок моделей управления спросом	ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ
3	Месяц	Оценка параметров спроса для целей непосредственного управления	Разработка мероприятий для непосредственного управления спросом	ОЭС, ОСГ, регионы, потребители

Окончание таблицы 3.6

№ пп	Период выполнения прогноза	Функции	Цели применения	Уровень, на котором наиболее часто используется прогноз
4	Неделя	Оценка параметров спроса для целей непосредственного управления	Разработка мероприятий для непосредственного управления спросом	ОЭС, ОСГ, регионы, потребители
5	Сутки	Оценка параметров изменения спроса от полученных ранее прогнозов	Введение оперативных корректировок в модель управления спросом	Потребители
6	Час	Оценка параметров изменения спроса от полученных ранее прогнозов	Введение оперативных корректировок в модель управления спросом	Потребители

Как следует из таблицы 3.6, долгосрочные периоды прогноза наиболее часто используются для определения и разработки моделей управления спросом на уровне ЕЭС и ЕСГ, при этом краткосрочные периоды управления используются на уровнях конечных потребителей электроэнергии и природного газа для введения оперативных корректировок в параметры спроса.

В качестве дискретности интервалов прогнозного ряда могут выступать почасовые, посуточные, понедельные, ежемесячные и пр. В таблице 3.7 представлены различные интервалы динамического ряда параметров спроса в процессе управления комплексным спросом с основными типами неравномерности спроса и особенностями управления.

Помесячные и понедельные интервалы применяются для управления сезонной неравномерностью спроса, а посуточный и почасовой – для управления внутринедельной и внутрисуточной неравномерностью соответственно.



Таблица 3.7 – Применение различных интервалов динамического ряда параметров спроса в процессе управления комплексным спросом (разработано автором)

№ пп	Интервал прогнозного ряда	Тип управляемой неравномерности спроса	Особенности применения результатов
1	Помесячный	Сезонная неравномерность	Управление неравномерностью в рамках годовых графиков спроса, характеризующихся сезонной неравномерностью
2	Понедельный	Сезонная неравномерность	Управление неравномерностью в рамках квартальных графиков спроса, характеризующихся сезонной неравномерностью
3	Посуточный	Внутринедельная неравномерность	Управление неравномерностью в рамках недельных графиков спроса на энергопотребление, характеризующихся различием спроса между рабочими и выходными типами дней
4	Почасовой	Внутриотсечная неравномерность	Управление неравномерностью в рамках суточных графиков спроса на энергопотребление, характеризующихся почасовой неравномерностью внутри суток

Методы прогнозирования потребления электроэнергии и природного газа основываются на типовых методах прогнозирования динамических рядов, основными из которых являются экспертные и статистические методы, а также их комбинирование. Автором выполнен цикл работ, посвященных разработке моделей прогнозирования краткосрочного потребления электроэнергии на сутки вперед для целей покупки электрической энергии на оптовом и розничном рынке электроэнергии [93, 95] и метода прогнозирования часа максимума региональной электроэнергетической системы в процессе управления затратами на закуп электроэнергии [91, 92, 235]. Из-за общности влияющих факторов и характеристик формирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа принципы прогнозирования спроса являются аналогичными, что

позволяет применять общие инструменты и методы прогнозирования применительно к прогнозу электропотребления и потребления природного газа, причем как на уровнях ЕЭС и ЕСГ, так и на уровнях конечных промышленных потребителей электроэнергии и природного газа.

Базовая структура модели прогнозирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа представлена на рисунке 3.7 и включает получение ретроспективных данных с последующей их корректировкой до требуемого уровня качества информации, прогнозирование на основе прогнозных параметров влияющих факторов объемов потребления энергоресурсов. Для различных уровней управления в модели будет меняться состав и / или уровень влияния действующих факторов, а также при необходимости будет меняться соотношение между используемыми методами прогнозирования.

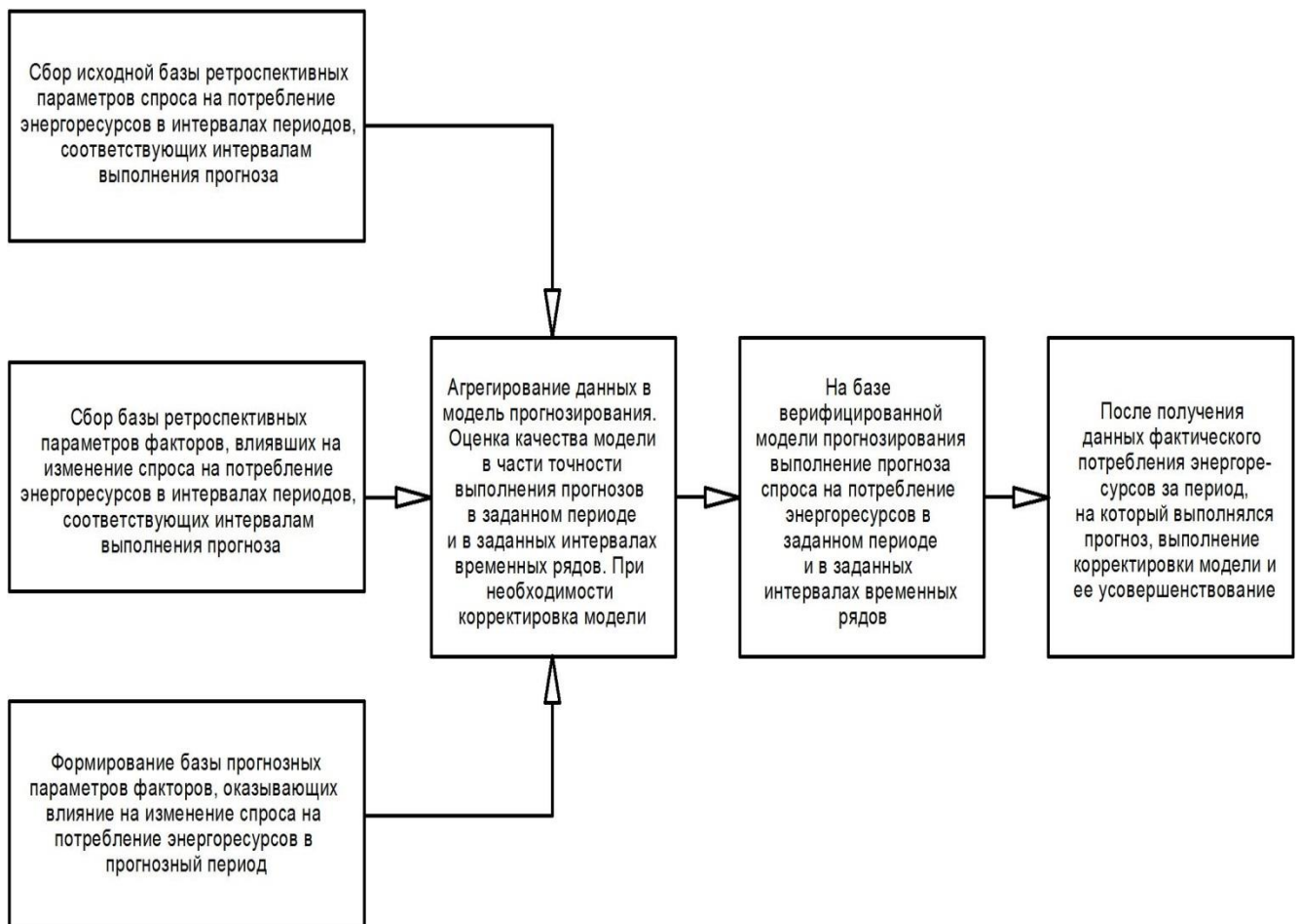


Рисунок 3.7 – Базовая структура метода прогнозирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях (разработано автором)

Основой для разработки и реализации мероприятий по управлению спросом на потребление электроэнергии и природного газа на всех уровнях управления, начиная от ЕЭС, ЕСГ и заканчивая уровнями регионов и территориальных образований, является оценка характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа.

На уровне ЕЭС и ЕСГ оценка характеристик волатильности спроса производится для определения ключевых временных интервалов для управления спросом. На уровне ОЭС, ОСГ и регионов оценка характеристик волатильности спроса выполняется как для выявления характеристик волатильности спроса, свойственной для каждого территориального образования, так и для определения целевых типов потребителей энергоресурсов, вносящих наибольший вклад в неравномерность спроса. На уровне конечных потребителей энергоресурсов оценка характеристик волатильности спроса производится для определения потенциала снижения энергозатрат от управления спросом для каждого конкретного потребителя энергоресурсов в отдельности.

Оценка характеристик волатильности спроса на потребление энергоресурсов выполняется на базе оценки и анализа коэффициентов, описывающих неравномерность спроса представленных в базовой структуре метода оценки характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа, представленного на рисунке 3.8.

Вся электроэнергия, обращающаяся в рамках экономики России, продается и покупается по условиям оптового и розничного рынков электроэнергии; ценовые параметры поставляемой электроэнергии не являются постоянными и характеризуются изменчивостью, которая прежде всего проявляется в почасовых интервалах. Также часть природного газа, закупаемого потребителями, обращается в рамках товарно-сырьевой биржи, что определяет условия формирования различной стоимости газа, поставляемого для каждых суток. Для точной оценки плановых параметров закупа электроэнергии и природного газа с целью их дальнейшего управления требуется выполнение прогнозов ценовых и,

следовательно, стоимостных параметров их закупа, которые требуется реализовывать на базе разработанного метода.



Рисунок 3.8 – Базовая структура метода оценки характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа (разработано автором)

Прогнозная оценка стоимости закупа электроэнергии и природного газа выполняется на основе произведения прогнозных цен и прогнозных объемов потребления энергоресурсов. На рисунке 3.9 представлена базовая структура модели прогнозирования ценовых и стоимостных параметров закупаемой электроэнергии и природного газа, которая может использоваться на всех уровнях управления комплексным спросом. Как и в случае с прогнозированием потребления электроэнергии и природного газа, прогнозирование ценовых параметров выполняется на основе анализа ретроспективных параметров цен на поставку энергоресурсов и факторов, оказывающих существенное влияние на формирование цены.

Применительно к ценам на поставку энергоресурсов наиболее эффективными методами прогнозирования являются статистические методы, а именно: трендовый метод, основанный на корреляционно-регрессионном анализе, и метод экспоненциального сглаживания. Полученный результат прогнозных значений

ценовых параметров закупа электроэнергии либо природного газа сопоставляется с прогнозными графиками спроса на энергопотребление. Также следует учитывать особенности формирования конечной стоимости энергопотребления, связанной с параметрами графиков спроса в отдельные интервалы времени. Так, для расчета стоимости закупа электроэнергии учитываются особенности формирования стоимости электрической мощности и услуг по передаче электроэнергии, для природного газа – величины лимитов на закуп газа и повышающих коэффициентов на выборку газа сверх лимитных объемов.

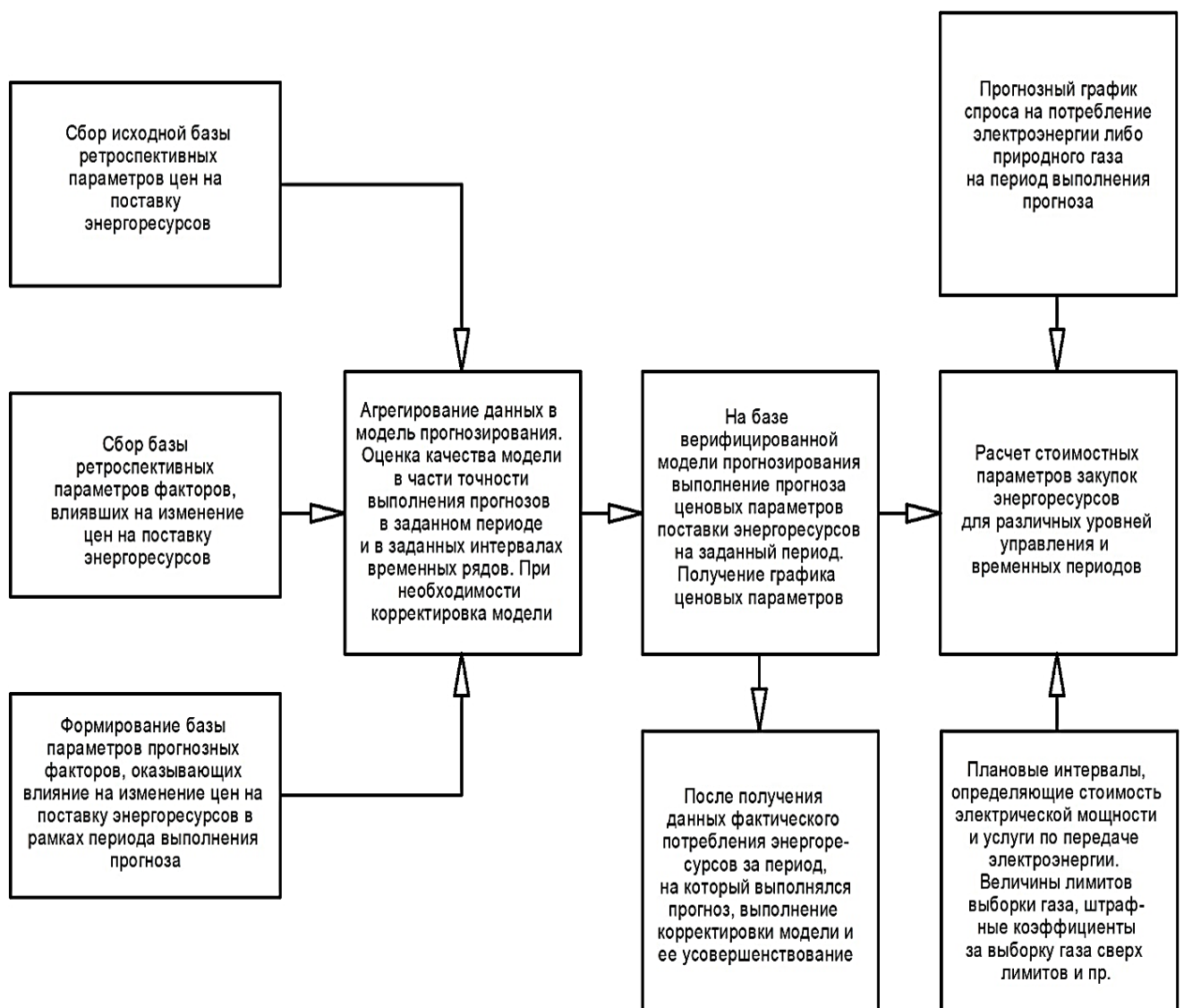


Рисунок 3.9 – Базовая структура метода прогнозирования ценовых и стоимостных параметров закупаемой электроэнергии и природного газа (разработано автором)

Закуп электроэнергии на оптовом рынке производится на основе планов почасового потребления, подаваемых на «рынок на сутки вперед» за сутки до даты реальной поставки электроэнергии. Почасовые отклонения фактических показателей электропотребления от плановых величин обращаются в рамках сегмента «балансирующего рынка», цены которого превышают параметры цен на рынке на сутки вперед, и, следовательно, приводят к увеличению стоимости закупаемой электроэнергии. Принципы ценообразования на электроэнергию, закупаемую на балансирующем рынке, имеют особенности, связанные с направлением отклонения фактических почасовых параметров потребления электроэнергии от плановых, а также почасовых направлений ценовых соотношений индикаторов рынка на сутки вперед и балансирующего рынка. Прогнозирование почасовых соотношений ценовых индикаторов рынка на сутки вперед и балансирующего рынка и корректировка прогнозного графика электропотребления с учетом условий ценообразования на электроэнергию, закупаемую на балансирующем рынке, позволяет даже в случае ошибок выполнения прогноза существенно снизить затраты на оплату штрафов балансирующего рынка и, следовательно, снизить общую стоимость закупаемой электроэнергии. Автором посвящен цикл работ снижению затрат на закуп электроэнергии в рамках балансирующего рынка посредством прогнозирования ценовых соотношений и корректировок плановых графиков закупа [95, 232, 233].

На рисунке 3.10 представлена структура метода учета параметров ценовых соотношений балансирующего рынка в процессе подачи плановых показателей закупа электроэнергии с оптового рынка. Ключевым элементом метода является метод выявления тенденций в ценовых соотношениях почасовых параметров «Рынка на сутки вперед» и «Балансирующего рынка» с расчетом вероятности сохранения тенденций для различных прогнозных периодов. Исходными данными для реализации метода является база ретроспективных ценовых параметров рынка на сутки вперед и балансирующего рынка для энергорайона, в котором планируется закуп электроэнергии. На основе выявленных тенденций производится корректировка прогнозного графика закупа электроэнергии и

последующая подача заявки для участия в конкурентном аукционе на оптовом рынке электроэнергии.

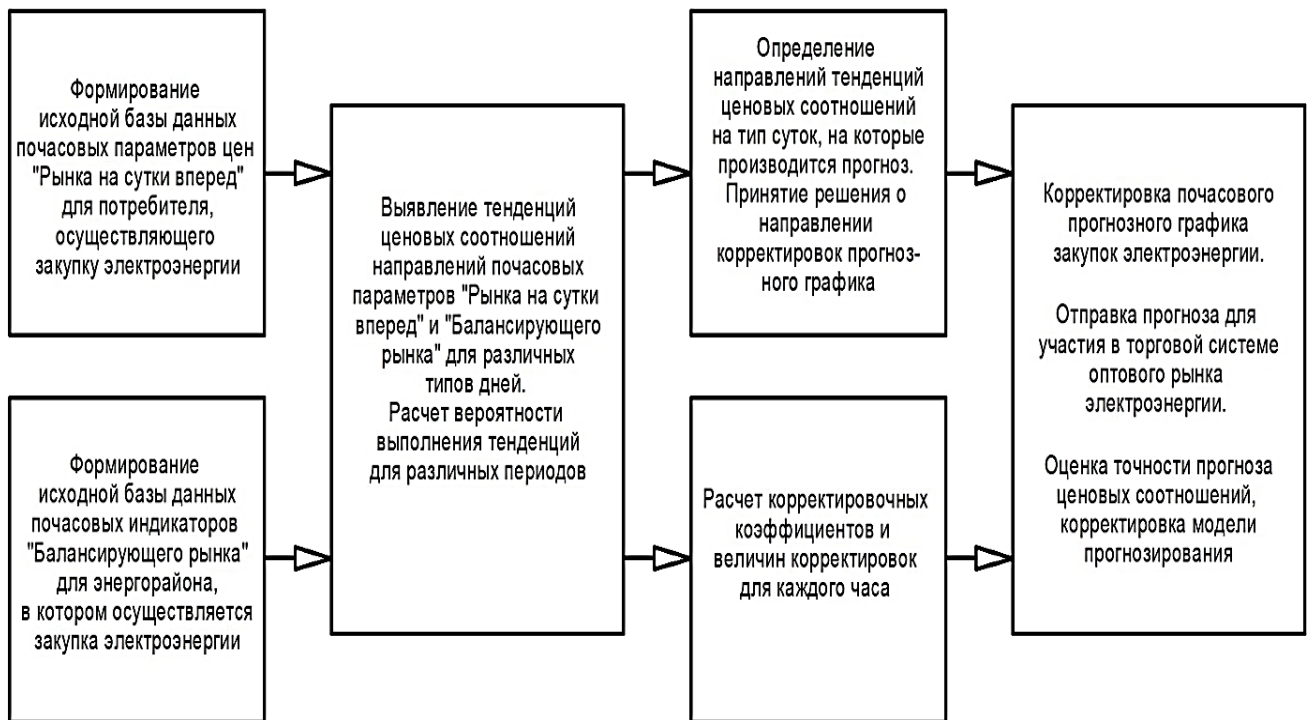


Рисунок 3.10 – Структура метода учета параметров ценовых соотношений балансирующего рынка (разработано автором)

Для выявления групп потребителей, на базе которых наиболее целесообразно выполнять реализацию управления спросом в рамках различных территорий, отличающихся индивидуальными особенностями формирования спроса, и составом факторов, влияющих на спрос, разработан метод выявления целевых типов потребителей для управления спросом в рамках различных регионов и территориальных образований.

На уровне ОЭС, ОСГ и регионов России на базе оценки характеристик неравномерности спроса выполняется группировка регионов по степени влияния на параметры неравномерности общего спроса на вышестоящих уровнях ЕЭС и ЕСГ России для разработки мероприятий в рамках региональных групп, вносящих наибольший вклад в неравномерность общего спроса. Разработке методов оценки

и анализа волатильности спроса на потребление энергоресурсов автором посвящен отдельный цикл работ [13, 230, 236].

Для более эффективного применения методов управления спросом на уровне ОЭС, ОСГ и регионов наиболее целесообразным является применение инструментов управления спросом в рамках отдельных целевых групп потребителей, которые объединяются по признакам схожести параметров неравномерности спроса, высокой доле в общей структуре спроса в рамках территориального образования и принадлежности к общему типу. Среди основных типов потребителей энергоресурсов на уровне территориальных образований можно выделить промышленный сектор, население, ЖКХ и т. п. Основной вклад в неравномерность спроса на потребление энергоресурсов, с нашей точки зрения, вносит промышленный сектор, управлению спросом в рамках которого будет посвящен отдельный раздел настоящего исследования.

На рисунке 3.11 представлена базовая структура метода выявления целевых типов потребителей для управления спросом в рамках ОЭС, ОСГ и регионов. Ключевым элементом модели является карта волатильности спроса, построение которой выполняется на основе коэффициентов-характеристик волатильности спроса, а также показателей среднегодовой доли потребления энергоресурсов промышленностью для каждого региона и территориального образования.

Информационной базой для построения карты волатильности спроса являются почасовые параметры спроса на потребление электроэнергии, посуточные характеристики спроса на потребление природного газа, а также показатели структуры потребителей, формирующих спрос на энергопотребление. Для региональных групп, выявленных по результатам построения карты волатильности спроса, разрабатываются целевые адресные мероприятия по управлению спросом, учитывающие вклад каждой группы в общую волатильность спроса на уровне ЕЭС и ЕСГ России, а также особенности целевых типов потребителей, формирующих наибольшую долю спроса в рамках региональных групп.



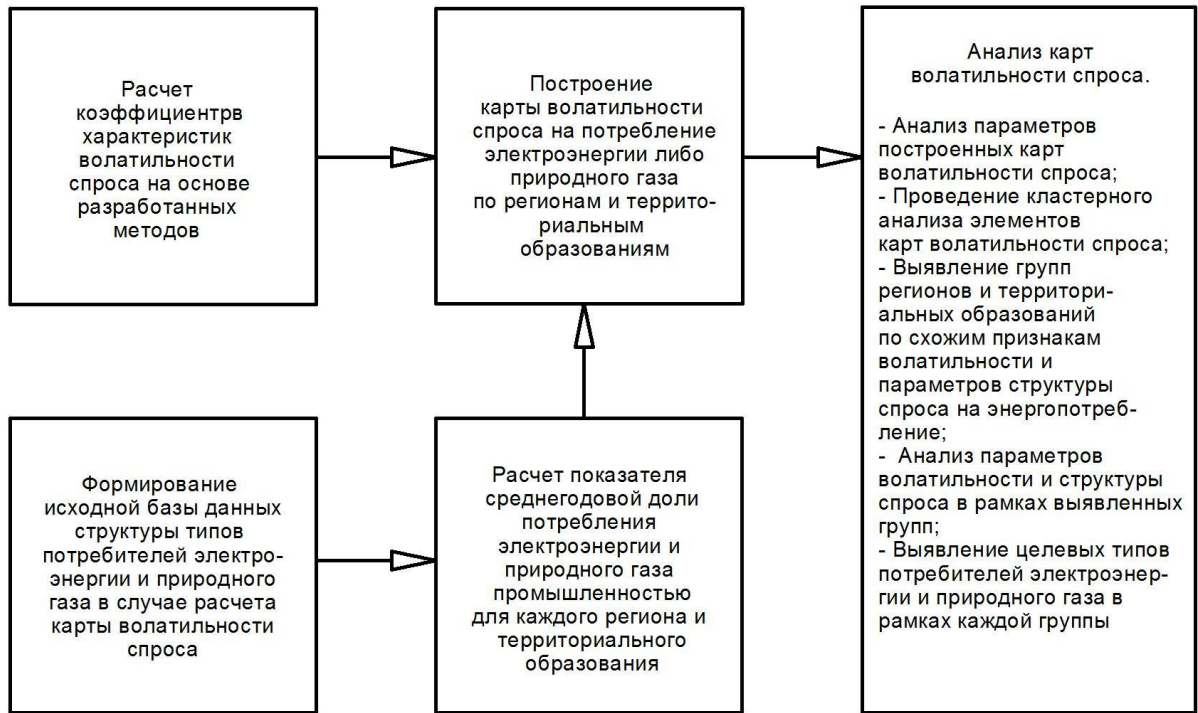


Рисунок 3.11 – Базовая структура метода выявления целевых типов потребителей для управления спросом в рамках ОЭС, ОСГ и регионов (разработано автором)

Процесс комплексного управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов характеризуется рядом особенностей, прежде всего связанных с охватом всех потребителей, объединенных в рамках территориального образования, на уровне которого выполняется управление спросом. Для управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровнях ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов разработан соответствующий метод управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа, учитывающий особенности спроса на исследуемых уровнях (рисунок 3.12).

Управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа состоит из двух основных блоков: блока управления спросом на потребление электроэнергии и блока управления спросом на потребление газа. Для управления комплексным спросом управление данными блоками должно выполняться одновременно, с учетом особенностей взаимного влияния технологических и экономических параметров спроса.

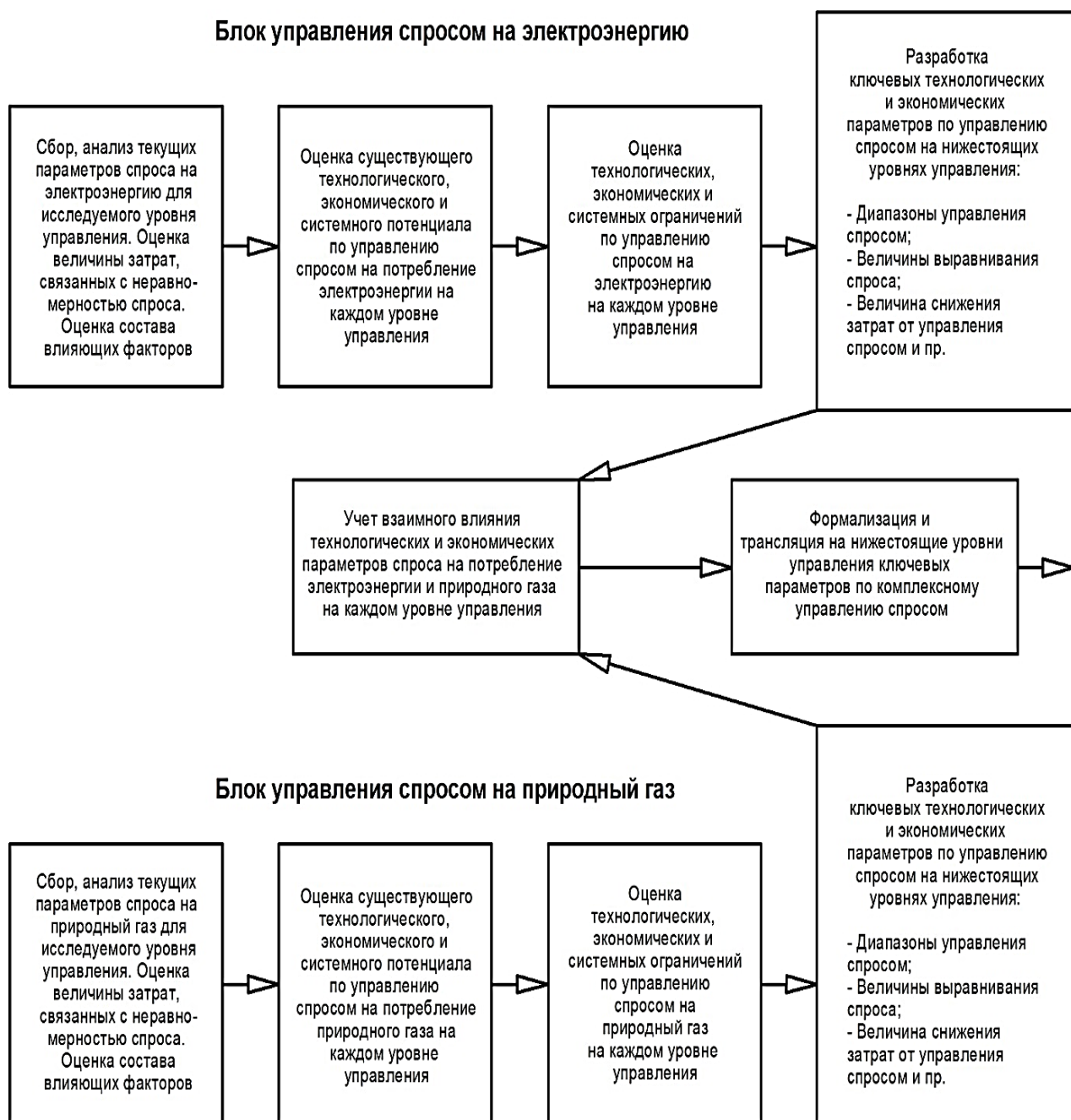


Рисунок 3.12 – Структура метода управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов (разработано автором)

В каждом блоке управления производится сбор и последовательный анализ текущих параметров спроса на электроэнергию и природный газ на каждом уровне управления, осуществляется оценка существующего технологического, экономического и системного потенциала к реализации управления спросом, на основе результатов которой проводится разработка ключевых технологических и

экономических параметров управления спросом на электроэнергию и газ в отдельности. В рамках метода производится учет параметров взаимного влияния технологических и экономических параметров спроса на потребление электроэнергии и газа, что в последующем в формализованном виде транслируется на нижестоящие уровни управления.

На уровне промышленных предприятий управление комплексным спросом реализуется посредством управления графиками внутренних технологических процессов оборудования, формирующего спрос на энергопотребление на основе реакции на параметры внешней среды, стимулирующие к изменению формы графиков спроса (рисунок 3.13).

Основой для управления спросом на уровне потребителей энергоресурсов (промышленных предприятий) является углубленный анализ параметров неравномерности спроса и технологических процессов работы оборудования. После анализа стоимостных параметров закупа электроэнергии и природного газа, влияющих на неравномерность спроса, на основе критериев технологической реализуемости, экономической эффективности и системной устойчивости проводится оценка различных сценариев изменения производственных процессов и графиков работы оборудования.

На основе анализа взаимного технологического и экономического влияния параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа в процессе управления принимается решение о выборе наиболее оптимального сценария с учетом возможностей выравнивания комплексного спроса. После внедрения решения в планы операционной деятельности предприятия выполняется оперативный контроль, регулирование и корректировка изменения параметров спроса.

Последним этапом в цикле управления является оценка экономической эффективности применяемых методов, методик и разработанных рекомендаций по управлению спросом на энергоресурсы, которая выполняется отдельно на уровне ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов России и на уровне конечных потребителей энергоресурсов (промышленных предприятий).

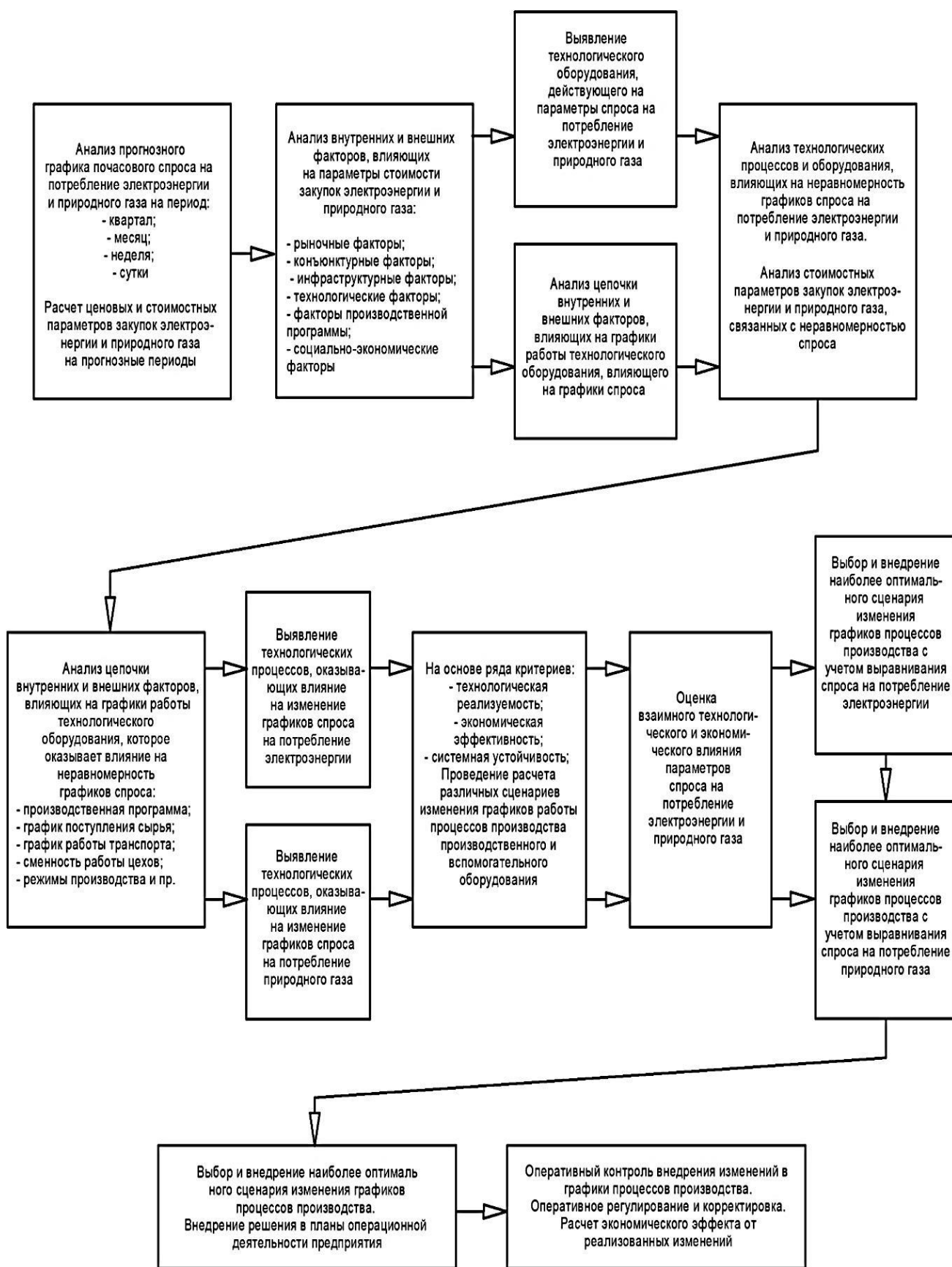


Рисунок 3.13 – Структура метода управления графиками технологических процессов промышленными предприятиями в целях управления комплексным спросом (разработано автором)

С целью оценки экономической эффективности применения инструментов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в рамках ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов России разработана методика оценки экономической эффективности, представленная в приложении 3. Оценка реализуется в два ключевых этапа: расчет параметров неравномерности спроса и стоимости закупа энергоресурсов до и после применения управления спросом. В зависимости от уровня управления спросом ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ либо регионов производится анализ волатильности спроса, расчет затрат, связанных с волатильностью спроса и оценка потенциала управления. После фактического управления спросом в виде корректировки графиков энергопотребления на соответствующих уровнях проводится сравнение характеристик неравномерности спроса до и после управления спросом, сравнение параметров общих затрат до и после управления спросом, а также оценка полученного экономического эффекта. Также на завершающем этапе проводится оценка возможных резервов снижения затрат на закуп энергоресурсов для получения дополнительного экономического эффекта на последующих этапах управления спросом на энергоресурсы.

Для оценки экономической эффективности применения инструментов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне промышленных предприятий разработана методика, представленная в приложении И. Методика оценки экономической эффективности управления спросом на уровне промышленных предприятий аналогична методическому обеспечению оценки экономической эффективности управления спросом в рамках ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов России, за исключением необходимости учета дополнительных затрат на уровне промышленных предприятий, возникающих в процессе управления спросом. В качестве примера дополнительных затрат можно привести оплату вечерних и ночных смен сотрудникам, обеспечивающим технологические процессы, расписание которых было изменено с целью управления графиком энергопотребления, затраты, связанные с простоем оборудования либо задержкой отпуски продукции заказчикам.

Таким образом, разработанная нами система методов управления комплексным спросом и методика оценки экономической эффективности применения инструментов управления спросом позволяют эффективно внедрить управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на всех уровнях управления: уровне ЕЭС и ЕСГ России, уровне ОЭС, ОСГ и регионов России, а также уровнях конечных потребителей электроэнергии и природного газа, основную долю которых составляют промышленные предприятия. Разработанная система методов, с одной стороны, является универсальной и представляет собой однотипный цикл этапов управления, реализуемый в рамках каждого уровня управления, с другой стороны, учитывает особенности каждого уровня управления. Реализация разработанной системы методов позволит управлять комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в условиях постоянно изменяющейся внутренней и внешней среды функционирования предприятий, а также постоянно изменяющихся характеристик спроса на различных уровнях управления с целью повышения общей энергетической эффективности экономики России.

### Выводы по главе 3

1. На основе анализа и систематизации факторов, ограничивающих развитие управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России в современных экономических условиях, с учетом движущих и сдерживающих факторов внедрения системы управления спросом, а также с учетом особенностей экономического и технологического устройства страны, особенностей функционирования электроэнергетики и газовой промышленности и их взаимосвязи, нами были выделены актуальные требования к управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России.

2. В диссертационном исследовании разработана авторская система принципов управления комплексным спросом на энергоресурсы, которая позволяет учесть все требования, предъявляемые к управлению комплексным

спросом, и включает в себя следующие принципы: принцип комплексности, принцип системности, принцип региональной дифференциации, принцип гибкости и адаптивности, принцип иерархичности и интеграции, принцип приоритетности и адресности, принцип баланса интересов, принцип экономической эффективности, принцип технологичности и принцип регулятивности.

3. Опираясь на требования и авторскую систему принципов управления комплексным спросом на энергоресурсы, в диссертационном исследовании предложена концепция управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России, отличительными особенностями которой являются:

- комплексность управления спросом, которая выражается в одновременном управлении характеристиками неравномерности спроса на электроэнергию и природный газ с учетом параметров взаимного влияния спроса в разрезе различных уровней управления, что позволяет увеличить совокупный эффект от управления спросом на уровне экономики России в целом;
- учет дифференциации параметров спроса на потребление электроэнергии и природного газа в разрезе регионов и территориальных образований России, выраженной в вариации характеристик спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях управления, а также в неоднородности степени взаимного влияния спроса на электроэнергию и природный газ, что позволяет повысить экономическую эффективность управления спросом за счет адресного и поэтапного внедрения управленческих мероприятий;
- учет внутренней иерархии функционирования электроэнергетики и газовой промышленности России посредством многоуровневой иерархической конфигурации формирования спроса в процессе управления, что обеспечивает увеличение качества планирования и адресность применения управленческих воздействий на спрос на

различных уровнях за счет синхронизации возможных сценариев управленческих сигналов со всеми предшествующими и последующими уровнями формирования спроса;

- учет факторов внутренней и внешней среды, действующих на параметры спроса на потребление электроэнергии и природного газа конечных потребителей энергоресурсов, основную долю которых составляют промышленные предприятия;
- динамичность и гибкость реализуемых инструментов и методов управления комплексным спросом с учетом постоянных изменений характеристик неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на всех уровнях управления, что позволяет повысить качество управления на каждом шаге его реализации и, следовательно, обеспечивает рост экономической эффективности принимаемых решений.

4. Для реализации разработанной концепции управления комплексным спросом в практике функционирования энергосистемы России разработаны механизм и система методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа. Особенности разработанного механизма является охват всех субъектов управления от уровня единой энергосистемы до конечных потребителей энергоресурсов и учет разнонаправленных взаимосвязей между множеством элементов механизма. Предложенная система методов управления позволяет последовательно реализовать полный цикл управления спросом на электроэнергию и природный газ на уровнях ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ, регионов и конечных потребителей электроэнергии и природного газа в России, основную долю которых составляют промышленные предприятия.

5. Применение разработанной системы методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа начинается с прогнозирования характеристик волатильности спроса на энергоресурсы на конкретном уровне управления и прогноза энергорыночных параметров, а заканчивается выбором наиболее целесообразных объектов управления и инструментов управления спросом на электропотребление и потребление



природного газа. Часть из предложенных методов являются универсальными и применимыми на всех уровнях энергосистемы, а другие можно считать специфическими, так как они могут быть использованы только на отдельных уровнях управления или только для одного из типов энергоресурсов (электроэнергия / природный газ).

## **ГЛАВА 4. ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ ВО ВНЕШНЕЙ СРЕДЕ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ**

### **4.1. Перспективы внедрения управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ**

Согласно разработанной методологии управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России, реализация механизмов управления спросом должна выполняться промышленными предприятиями, расположенными в рамках территориальных образований, формирующих спрос на потребление электроэнергии и природного газа в масштабах ЕЭС и ЕСТ России. Анализ программ управления спросом на потребление электроэнергии, действующих в промышленности стран мира, позволил констатировать их высокую специализацию, которая прежде всего связана с индивидуальными характеристиками потребления электроэнергии каждой страны, объемов общего спроса и его структуры по категориям промышленных потребителей, с характеристиками волатильности промышленного энергопотребления на различных временных периодах, с составом факторов, влияющих на спрос, а также с инвестиционными возможностями каждого государства. Особенностью экономического и энергетического устройства России является высокая регионализация, которая оказывает существенное влияние на различие показателей потребления энергетических ресурсов на мезоуровне, а также на состав и степень влияния факторов, формирующих спрос промышленного энергопотребления на уровне каждого региона, и должна быть учтена в процессе управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в масштабах экономики России. Регионализация России выражается не только в большом количестве отдельных административных регионов (субъектов федерации), но и в различии масштабов региональных экономик, показателей уровней экономического развития, в разнообразии отраслевой специализации

каждого региона, в различии уровня развития промышленности и, следовательно, в несходстве объемов спроса на потребление электроэнергии и природного газа.

Для разработки наиболее эффективной программы управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в масштабах промышленности России ключевой задачей является определение наиболее перспективных с точки зрения управления промышленным спросом территориальных образований и разработка адаптированных к ним механизмов управления. Решение этой задачи требует проведения дополнительного исследования характеристик спроса на потребление энергетических ресурсов как на уровне ЕЭС России и ЕСГ России, так и в разрезе всех регионов страны, с углубленным анализом статистических показателей промышленного и прочего потребления энергетических ресурсов на различных уровнях и интервалах формирования спроса.

Особенности регионального устройства России заключаются в высокой географической протяженности страны, которая с севера на юг составляет около 4 тыс. км, а с запада на восток превышает 10 тыс. км; вся территория страны располагается в 11 часовых поясах. Россия занимает первое место в мире по площади территории и девятое место по численности населения. На сегодняшний день Россия разделена на 85 субъектов федерации (регионов) [68]. Доля городского населения в 2018 г. составляла 73%. В России насчитывается 170 городов с населением свыше 100 тыс. человек, из которых 15 – имеют численность свыше 1 млн человек [139].

Региональное устройство Российской Федерации формировалось во времена СССР, когда производственные, инфраструктурные и территориальные (поселенческие) системы проектировались в условиях энергоизбыточности при наличии высоких запасов энергоресурсов и низкой стоимости электроэнергии. Задача снижения энергоемкости экономики ставилась как ограничение, а не как критерий проектирования при размещении производительных сил в регионе. Изначально энергоэкономические зоны выявлялись исходя из условий хозяйствования на определенных территориях страны, размещения

производственных площадок, объектов государственной безопасности и социальной сферы. Традиционно проектирование систем энергоснабжения осуществлялось по модели «центр-периферия», которая предусматривала первичное энергоснабжение крупных городов, промышленных центров, и далее сети энергоснабжения ответвлялись на менее энергоемкие территории. Промышленные центры составляли основу как промышленного, так и административного регионов [166]. Возникновение промышленного центра естественным образом подчеркивало признаки его дееспособности как самостоятельной экономической зоны и административного региона. Распад СССР привел к системной дезинтеграции, происходившей в экономике (народном хозяйстве), социальной, общественной и политической сферах вновь созданных субъектов Российской Федерации. В результате системной трансформации произошли спад промышленного производства, увеличение неоднородности социально-экономического пространства, что оказало значительное влияние на структуру и эффективность экономики и спад электропотребления во всех отраслях народного хозяйства, в том числе в промышленности. Процесс рыночных преобразований повлек за собой разные темпы экономического спада, а затем неравномерного роста экономики регионов. Одним из результатов рыночных реформ стал рост экономической дифференциации регионов по уровню социально-экономического развития, наблюдаемый практически по всем статистическим показателям, а также появление регионов депрессивного типа [44].

К факторам, оказывающим значительное влияние на социально-экономическую дифференциацию регионов России, относятся [61]:

- ✓ географическое положение;
- ✓ природно-климатические условия;
- ✓ природно-ресурсный потенциал;
- ✓ структура и специализация экономики;
- ✓ уровень технической оснащенности производства;
- ✓ инновационная активность;

- ✓ развитость энергетической инфраструктуры;
- ✓ доступность энергоресурсов;
- ✓ финансовая обеспеченность, поддержка центра, субсидии.

Все вышеописанные проблемы не только влияют на социально-экономическое положение регионов, но и оказывают воздействие на величину и характеристики спроса на потребление энергетических ресурсов и на показатели энергетической эффективности их потребления на уровне каждого региона.

Параметры спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровнях регионов России характеризуются существенными различиями, которые проявляются в общих объемах потребления, структуре спроса со стороны различных типов потребителей энергоресурсов, а также в показателях волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных временных периодах. Информационную основу исследования составила база статистических данных потребления электроэнергии и природного газа во всех регионах России за 2017, 2018 и 2019 гг. Дополнительно в рамках исследования проводился анализ данных потребления электроэнергии и природного газа на уровне предприятий различных отраслей промышленности, а также крупных потребителей энергетических ресурсов, действующих в различных регионах России. Анализ статистических данных производился на почасовом, посуточном, ежемесячном и годовом интервалах.

В приложении К представлена диаграмма объемов потребления электроэнергии в регионах России за 2018 г. Существенные различия объемов потребления электроэнергии в регионах подчеркивает тот факт, что годовое потребление электроэнергии в таких регионах, как Иркутская область, Красноярский край, Свердловская область, более, чем в 78 раз, превышает потребление таких регионов, как Республика Ингушетия или Республика Алтай.

С учетом высокого уровня регионализации России можно констатировать, что реализацию мер по повышению энергетической эффективности в первую очередь наиболее целесообразно выполнять в регионах с наибольшим объемом

электропотребления, что позволит наиболее эффективно обеспечить повышение эффективности экономики на уровне всей страны.

Объемы потребления природного газа в регионах России также характеризуются значительными различиями. В приложении Л представлена диаграмма годового спроса на потребление природного газа в регионах России за 2018 г., из которой видно, что вклад в общий спрос на потребление природного газа в рамках ЕСГ России со стороны различных регионов существенно различается. Для примера, потребление природного газа в таких регионах, как Республика Башкортостан или Свердловская область, в 27 раз выше, чем в Республике Адыгея или Республике Ингушетия. При этом зависимость объемов спроса на потребление природного газа имеет тесную прямую связь с возможностями магистральной либо распределительной газовой инфраструктуры. По состоянию на 2019 г. из 85 регионов России снабжение природным газом производится только в 73 регионах. Полностью отсутствует централизованная газификация в Амурской области, Республике Тыва, Республике Бурятия, Республике Саха (Якутия), в Мурманской области и т. д. В Приморском крае, Хабаровском крае, Камчатском крае природный газ используется исключительно на нужды электростанций и почти не поступает промышленности и прочим потребителям. В некоторых регионах, занимающих лидирующие позиции по объемам промышленного производства и потребления электроэнергии, таких как Иркутская область, Красноярский край, Кемеровская область, объемы потребления природного газа, наоборот, являются сравнительно низкими по отношению к спросу на природный газ в регионах европейской части страны.

Помимо различий объемов спроса на потребление электроэнергии и природного газа в регионах России, одной из ключевых особенностей, выявленных в процессе исследования, влияющих на межрегиональные различия спроса, является неравномерность в структуре типов потребителей, формирующих спрос в каждом регионе.

Согласно данным Росстата, основными группами потребителей, формирующими спрос на электроэнергию в России, являются промышленность,

сельское хозяйство, торговля, транспорт, прочие виды деятельности и население. В приложении М приведена диаграмма структуры спроса на потребление электроэнергии во всех регионах России в разбивке по основным группам потребителей. Проведенный эмпирический анализ позволяет подчеркнуть, что наиболее значимыми группами потребителей электроэнергии являются промышленность и население.

Структура групп потребителей, формирующих спрос на природный газ в региональном разрезе, представлена в приложении Н и демонстрирует наиболее значимые группы потребителей, которыми являются электроэнергетика, потребляющая порядка 39% общего объема природного газа, население и категория прочих потребителей, в которую входит промышленный сектор и сектор малого и среднего бизнеса.

Общность групп потребителей, формирующих основной спрос на потребление как электроэнергии, так и природного газа, значительно упрощает задачу управления комплексным спросом за счет реализации механизмов управления на базе общих ключевых групп промышленных потребителей. Кроме того, значительная доля потребления природного газа на нужды выработки электроэнергии позволяет подчеркнуть значимость реализации именно управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в регионах России.

Как было выяснено в результате анализа статистической базы параметров энергопотребления, помимо различия объемов общего спроса на потребление электроэнергии и природного газа в регионах России, а также несходство региональной структуры групп потребителей, формирующих спрос, межрегиональные различия параметров спроса также проявляются в индивидуальных региональных характеристиках волатильности графиков спроса на потребление электроэнергии и природного газа.

Среди основных особенностей региональных графиков спроса на электроэнергию и природный газ, отличающих их от графиков спроса отдельных промышленных предприятий, были выделены следующие [84]:

1) график спроса на потребление электроэнергии и природного газа отдельных регионов формируется одновременно всеми потребителями, действующими в рамках региональной энергосистемы, что обуславливает малую зависимость параметров волатильности регионального спроса от поведения отдельных потребителей;

2) большое количество схожих групп потребителей, действующих в рамках региональной энергосистемы, формирует однородные параметры структуры спроса на потребление электроэнергии и природного газа;

3) резкие изменения почасовых суточных графиков нагрузки региональных энергосистем в большинстве случаев вызваны факторами, определяющими схожее изменение поведения большей доли потребителей;

4) характеристики суточных почасовых интервалов нагрузки потребления электроэнергии и природного газа региональной энергосистемы являются циклическими и характеризуются повторяемостью в рамках идентичных периодов.

Периодами, в рамках которых в наибольшей степени проявляется уникальность волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа, являются сутки, неделя и календарный год [174]. На рисунке 4.1 представлены примеры почасовых суточных графиков спроса на потребление электроэнергии некоторых регионов России.

Несмотря на общность форм внутрисуточного спроса на потребление электроэнергии в регионах, параметры волатильности имеют индивидуальный характер, что отражается как в структуре распределения нагрузки внутри суток, так и в конфигурации утренних и вечерних пиков. Аналогичные особенности были выявлены в процессе анализа информационной базы характеристик посуточных графиков спроса на потребление природного газа.

На рисунках 4.2 и 4.3 представлены примеры годовых графиков посуточного спроса на потребление электроэнергии и природного газа некоторых регионов России. Для анализа данных потребления электроэнергии и природного газа за годовой период использовалась информационная база регионального потребления энергоресурсов за 2018 г. Исследование графиков позволяет выявить общность



форм сезонного изменения параметров спроса на электроэнергию и природный газ в регионах, которые проявляются в росте нагрузки в зимний период и соответствующем спаде в летний период.



Рисунок 4.1 – Почасовые суточные графики электропотребления некоторых регионов России за 17.04.2019 г. (систематизировано автором) [169]

В таблице 4.1 нами агрегированы факторы, действующие на волатильность спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне регионов России. Как следует из таблицы, состав факторов, действующих на спрос на потребление газа, делится на две категории: факторы, не связанные со спросом на

потребление электроэнергии, и факторы, напрямую связанные со спросом на потребление электроэнергии, что подчеркивает взаимную зависимость спроса на потребление электроэнергии и природного газа. Анализ выявленных факторов, действующих на волатильность спроса на потребление электроэнергии, и факторов, действующих на волатильность спроса на потребление природного газа, не связанных со спросом на потребление электроэнергии, позволил выявить их отраслевое сходство, которое прежде всего связано с общими типами групп потребителей, формирующих основной спрос на потребление электроэнергии и природного газа. Выявленное сходство факторов еще раз подтверждает гипотезу о необходимости реализации управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

Совокупность факторов, влияющих на волатильность спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне регионов и промышленных предприятий, по типу возникновения разделяется на социально-экономические и метеорологические, которые в свою очередь могут быть классифицированы по характеру возникновения на циклические, естественные и случайные, которые представлены в приложении О, что определяет дальнейшую возможность их включения в модель прогнозирования потребления электроэнергии и природного газа, реализуемую в процессе управления комплексным спросом [87].

Как следует из таблицы 4.1, среди факторов, оказывающих существенное влияние на волатильность спроса на потребление природного газа, особое место занимают факторы, связанные со спросом на потребление электроэнергии. Проведенный эмпирический анализ годового суточного спроса на природный газ в России с разбивкой по категориям потребителей, представленный в приложении П, показал, что доля потребления природного газа на выработку электроэнергии в структуре общего спроса на потребление газа в ЕСГ России не только вносит существенный вклад в общий спрос на потребление газа, но и формирует значительную составляющую в волатильности спроса на потребление газа, что естественно связано с волатильным характером спроса на электропотребление.

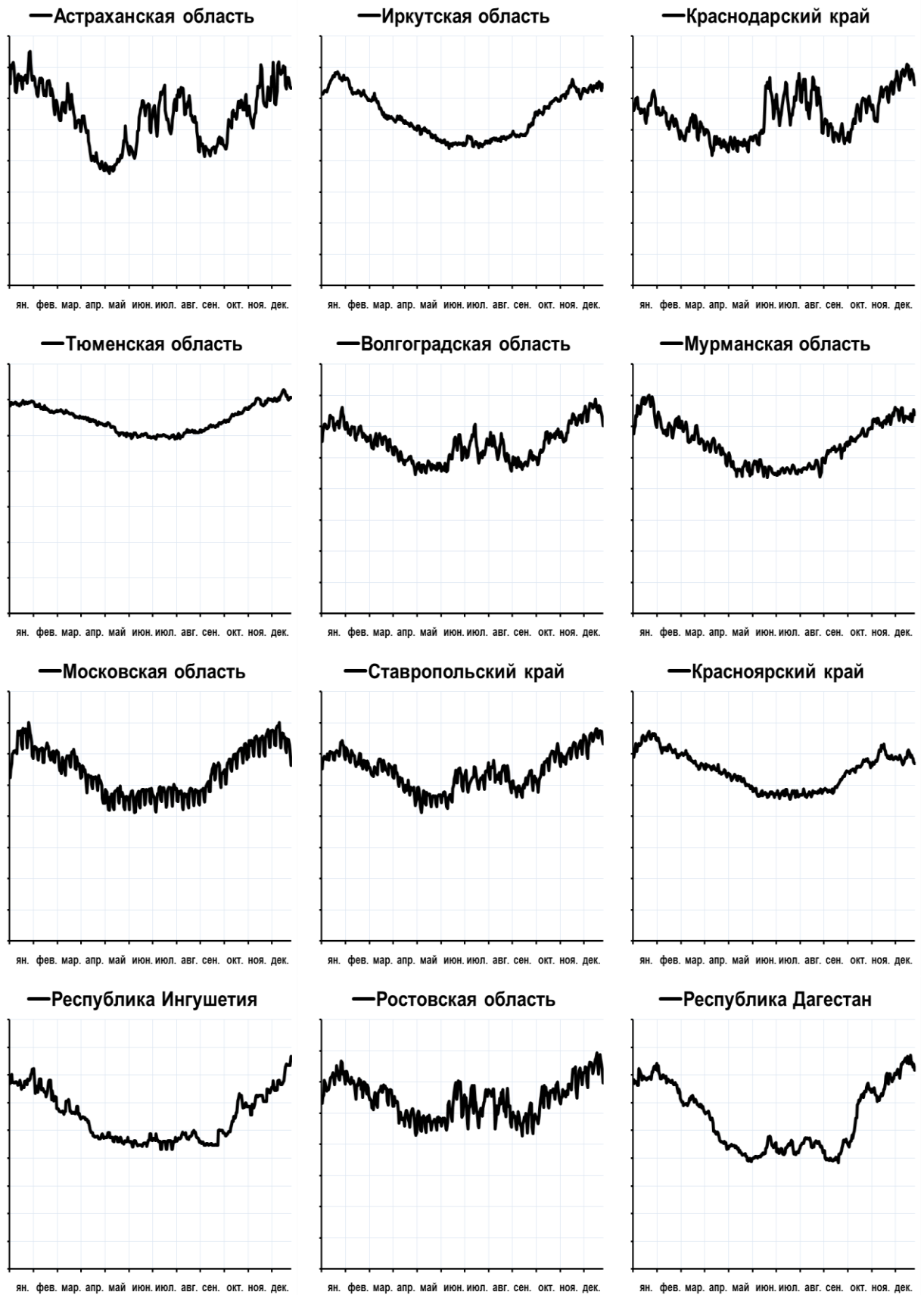


Рисунок 4.2 – Графики посуточного спроса на потребление электроэнергии некоторых регионов России за 2018 г. (систематизировано автором) [164, 169]

При этом, как было выявлено в процессе исследования, роль влияния электроэнергетики на спрос на потребление природного газа в каждом регионе является различной. В приложении Р представлены графики посуточных показателей общего спроса на потребление природного газа и спроса на природный газ электрическими станциями некоторых регионов России за 2018 г. Если для г. Москвы и Приморского края основная доля потребляемого регионального природного газа расходуется электростанциями, то в Псковской области, Республике Коми электростанции потребляют не более 50% природного газа, используемого в регионе, что подчеркивает разнообразие влияния электроэнергетики на волатильность спроса на природный газ в регионах, что требуется учитывать в процессе управления комплексным спросом.

Таким образом, выявленное сходство форм графиков волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа в регионах, общность факторов, влияющих на волатильность спроса на потребление электроэнергии и природного газа, существенное влияние характера потребления электроэнергии на спрос на потребление природного газа подчеркивают важность и необходимость реализации управления комплексным спросом в масштабах экономики России.

На начальном этапе управления комплексным спросом необходимо дифференцировать регионы и территориальные образования по уровню потенциальной эффективности мероприятий в этой сфере.

Учитывая различие объемов общего спроса на потребление электроэнергии и природного газа в регионах России, по нашему мнению, мероприятия по управлению комплексным спросом в первую очередь следует выполнять в регионах, вносящих наибольший вклад в общую волатильность спроса на энергоресурсы на уровне России. При этом, несмотря на волатильный характер спроса на потребление электроэнергии и природного газа во всех регионах, как следует из анализа графиков спроса регионов, представленных на рисунках 4.2 и 4.3, характеристики уровня волатильности спроса для каждого региона имеют индивидуальный характер.

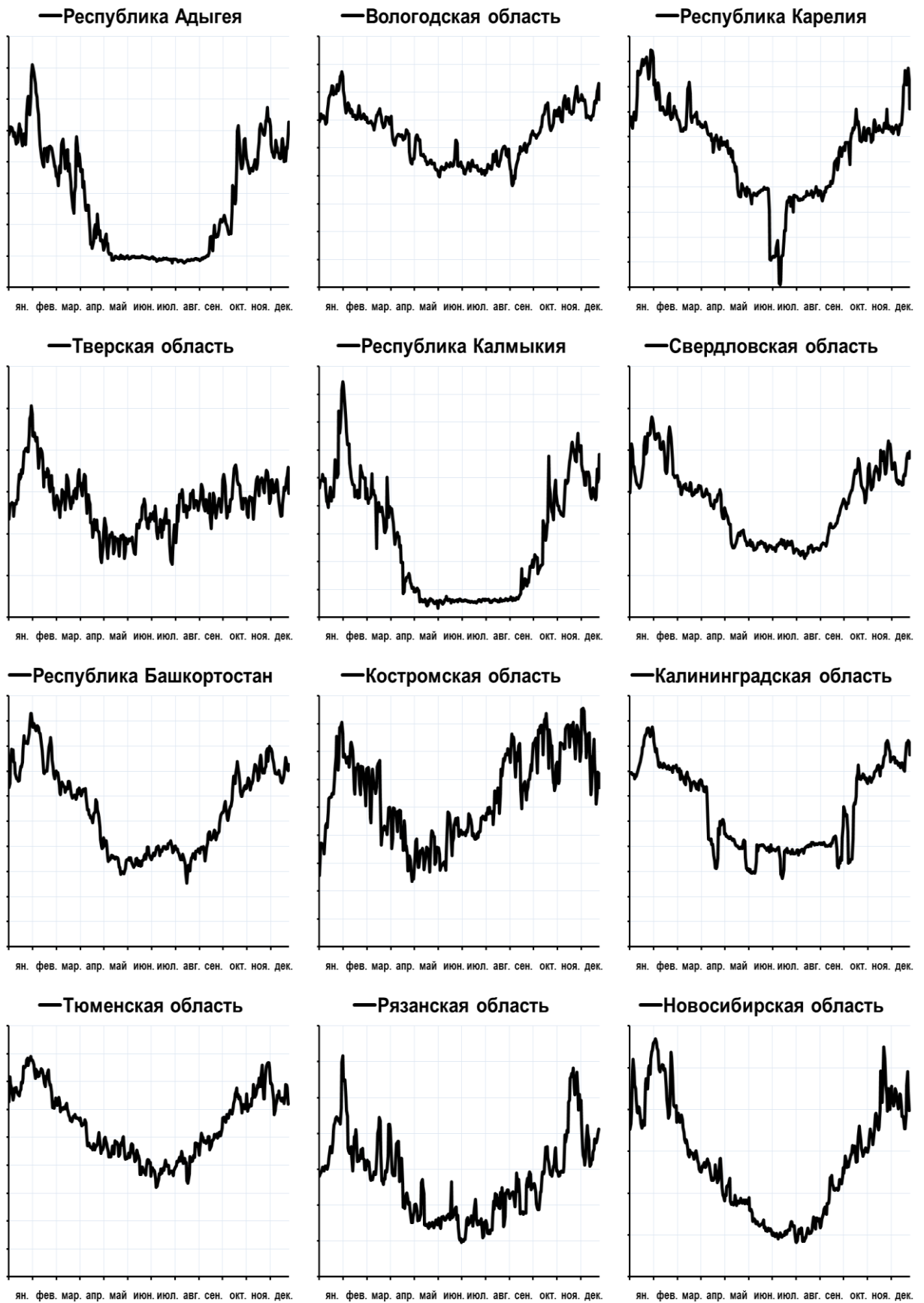


Рисунок 4.3 – Графики посуточного спроса на потребление газа в некоторых регионах России за 2018 г. (систематизировано автором) [164, 174]

Таблица 4.1 – Состав факторов, влияющих на волатильность спроса на электроэнергию и природной газ на уровне регионов (разработано автором)

<p>1. Факторы, оказывающие влияние на волатильность спроса на потребление электроэнергии</p>	<p>2. Факторы, оказывающие влияние на волатильность спроса на потребление газа</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ производственные программы промышленных предприятий;</li> <li>✓ особенности функционирования технологических процессов промышленных производств, потребляющих электроэнергию;</li> <li>✓ сезонное изменение климатических параметров (температура воздуха, освещенность, осадки и пр.), действующее на потребление электроэнергии;</li> <li>✓ изменение потребления электроэнергии на отопительные нужды;</li> <li>✓ изменение потребления электроэнергии на нужды кондиционирования;</li> <li>✓ изменение количества часов использования осветительной нагрузки;</li> <li>✓ сезонное изменение режимов потребления электроэнергии домашними хозяйствами</li> </ul>	<p>2.1. Факторы, не связанные со спросом на потребление электроэнергии</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ производственные программы промышленных предприятий, использующих природный газ на технологические нужды;</li> <li>✓ особенности функционирования технологических процессов промышленных производств, потребляющих природный газ;</li> <li>✓ сезонное изменение климатических параметров (температура воздуха, освещенность, осадки и пр.), действующее на потребление природного газа;</li> <li>✓ сезонное потребление природного газа на нужды отопления;</li> <li>✓ графики и режимы работы, а также структура потребляемого топлива котельными, обеспечивающими теплоснабжение жилых районов и отдельных промышленных предприятий;</li> <li>✓ сезонное изменение режимов потребления природного газа домашними хозяйствами</li> </ul>
	<p>2.2. Факторы, связанные со спросом на потребление электроэнергии</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ сезонное увеличение спроса на электропотребление;</li> <li>✓ изменение графиков и режимов выработки электроэнергии на электростанциях;</li> <li>✓ изменение графиков и режимов работы ТЭЦ в режиме когенерации;</li> <li>✓ изменение структуры покрытия электрической и тепловой нагрузки различными типами электростанций (газовые, угольные, ГЭС, АЭС и пр.)</li> </ul>

На различие характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии в регионах России оказывают влияние следующие факторы [84]:

- ✓ структурный состав типов потребителей, формирующих региональный спрос на электроэнергию, а также их отраслевая специализация;
- ✓ различие климатических характеристик каждого региона;
- ✓ особенности функционирования технологических процессов промышленных производств, расположенных в регионах;
- ✓ функционирование регионов в рамках различных часовых зон, что определяет несовпадение периодов утренних и вечерних пиков.

Среди наиболее значимых факторов, влияющих на различие волатильности спроса на потребление природного газа в регионах России, следует выделить следующие:

- ✓ доля газовой генерации в структуре общей выработки электроэнергии в рамках каждого региона;
- ✓ доля покрытия отопительной нагрузки источниками теплоснабжения, использующими природный газ;
- ✓ различие состава и отраслевой структуры потребителей природного газа в регионах;
- ✓ особенности режимов технологических процессов региональных промышленных потребителей, использующих природный газ;
- ✓ различие климатических характеристик каждого региона.

Выявленные особенности характера волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа в каждом регионе определяют реализацию мероприятий по управлению комплексным спросом в первую очередь в тех регионах, которые вносят наибольший вклад в общую волатильность спроса на уровне России.

Для выявления регионов, наиболее перспективных для управления комплексным спросом, нами разработана методика, базирующаяся на построении карт волатильности спроса и группировке регионов по показателям относительной и абсолютной волатильности спроса, с последующим

ранжированием регионов по перспективности внедрения управления комплексным спросом.

Степень абсолютной годовой волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа регионов нами предлагается оценивать при помощи показателя «коэффициент волатильности годовой нагрузки», который рассчитывается по формуле (4.1).

$$K_{\text{год}}^{\text{вол}} = \frac{\overline{P_{\text{min\_10\%}}}}{\overline{P_{\text{max\_10\%}}}}, \quad (4.1)$$

где:  $K_{\text{год}}^{\text{вол}}$  – коэффициент волатильности годовой нагрузки;

$\overline{P_{\text{min\_p\_10\%}}}$  – средняя величина нагрузки в интервале 10% периодов минимальной годовой нагрузки дней календарного года (МВт или млн куб. м);

$\overline{P_{\text{max\_P\_10\%}}}$  – средняя величина нагрузки в интервале 10% часов максимальной годовой нагрузки дней календарного года (МВт или млн куб. м).

В расчетах коэффициента волатильности годовых нагрузок электропотребления принимаются только рабочие дни календарного года, что позволяет исключить из анализа снижение графиков нагрузки в выходные дни и искажение результатов. При расчетах параметров потребления природного газа принимаются значения всех типов дней. Коэффициент волатильности годовой нагрузки может принимать значения от 0 до 1. Приближение значения показателя к 0 свидетельствует о высокой волатильности графика годовой нагрузки энергопотребления, и наоборот. Результаты расчета показателей коэффициентов волатильности годовых нагрузок потребления природного газа для регионов России за 2017 г. представлены в приложении С.

Степень относительной годовой волатильности спроса регионов предлагается оценивать при помощи показателя «размах вариации годового графика нагрузки», который рассчитывается по формуле (4.2).

$$R_{\text{год}}^{\text{регион}} = \overline{P_{\text{max\_10\%}}} - \overline{P_{\text{min\_10\%}}}, \quad (4.2)$$



где:  $R_{\text{год}}^{\text{регион}}$  – размах вариации годового графика изменения спроса энергопотребления региона (МВт или млн куб. м).

Результаты расчета показателей размаха вариации годового графика изменения спроса на потребление природного газа регионов за 2017 г. представлены в приложении Т.

На основе расчетов показателей  $K_{\text{год}}^{\text{вол}}$  и  $K_{\text{год}}^{\text{вол}}$  отдельно для электроэнергии и отдельно для природного газа строятся карты волатильности регионального спроса. На основе кластерного анализа построенных карт по характеристикам родственных элементов статистической совокупности выявляются группы регионов, схожих по степени абсолютного и относительного вклада в общую волатильность спроса в масштабах топливно-энергетического комплекса страны.

С целью учета более точного распределения территорий по степени целесообразности внедрения механизмов управления спросом нами предлагается их последующее ранжирование на основе расчета ряда интегральных индексов.

1. Индекс волатильности годовой нагрузки  $I_{K_{\text{вол}}}^{\text{спрос}} i$  (4.3) позволяет сопоставить регионы России по степени относительной волатильности годового спроса на потребление электроэнергии либо природного газа.

2. Индекс размаха вариации годового графика нагрузки  $I_{R_{\text{год}}}^{\text{спрос}} i$  (4.4) позволяет сопоставить регионы России по степени абсолютной волатильности годового спроса на потребление электроэнергии либо природного газа.

3. Индекс региональной доли потребления электроэнергии промышленностью в регионе  $I_{\text{эз\_пром}}^{\text{регион}} i$  рассчитывается по формуле (4.5) и позволяет ранжировать регионы по доле потребления электроэнергии региональной промышленностью.

4. Индекс региональной доли потребления природного газа на выработку электроэнергии в регионе  $I_{\text{газ\_эз}}^{\text{регион}} i$  рассчитывается по формуле (4.6) и позволяет ранжировать регионы по уровню использования природного газа на выработку электроэнергии.

5. Интегральный индекс спроса на электроэнергию  $I_{\text{ээ}}^{\text{спрос}} i$  рассчитывается по формуле (4.7) и позволяет ранжировать регионы по перспективности управления спросом по показателю электроэнергии.

6. Интегральный индекс спроса на природный газ  $I_{\text{газ}}^{\text{спрос}} i$  рассчитывается по формуле (4.8) и позволяет ранжировать регионы по перспективности управления спросом по показателю природного газа.

7. Интегральный индекс комплексного управления спросом  $I_{\text{комплекс}}^{\text{регион}} i$  рассчитывается по формуле (4.9) и позволяет ранжировать регионы по перспективности управления комплексным спросом по показателю электроэнергии и природного газа.

$$I_{\text{К вол}}^{\text{спрос}} i = \frac{(1 - K_{\text{год}}^{\text{вол}})}{(1 - \overline{K_{\text{год}}^{\text{вол}}})}, \quad (4.3)$$

где:  $I_{\text{К вол}}^{\text{спрос}} i$  – индивидуальный индекс регионального коэффициента волатильности годовой нагрузки для региона  $i$ ;

$K_{\text{год}}^{\text{вол}} i$  – коэффициент волатильности годовой нагрузки для региона  $i$ ;

$\overline{K_{\text{год}}^{\text{вол}}}$  – средний показатель коэффициентов волатильности годовой нагрузки для регионов России.

Обратный показатель  $K_{\text{год}}^{\text{вол}} i$  был принят для описания пропорционального роста коэффициента волатильности по мере роста показателя относительной волатильности в регионе.

$$I_{\text{R год}}^{\text{спрос}} i = \frac{R_{\text{год}}^{\text{регион}} i}{\overline{R_{\text{год}}^{\text{регион}}}}, \quad (4.4)$$

где:  $I_{\text{R год}}^{\text{спрос}} i$  – индивидуальный индекс регионального размаха вариации годового графика нагрузки для региона  $i$ ;

$R_{\text{год}}^{\text{регион}} i$  – размах вариации годового графика нагрузки для региона  $i$  (МВт или млн куб. м);

$\overline{R_{\text{год}}^{\text{регион}}}$  – средний показатель размаха вариации годового графика нагрузки для регионов России (МВт или млн куб. м).

$$I_{\text{ээ\_пром}}^{\text{регион } i} = \frac{K_{\text{ээ\_пром}}^{\text{регион } i}}{\overline{K_{\text{ээ\_пром}}^{\text{регион}}}}, \quad (4.5)$$

где:  $I_{\text{ээ\_пром}}^{\text{регион } i}$  – индивидуальный индекс региональной доли потребления электроэнергии промышленностью в регионе  $i$ ;

$K_{\text{ээ\_пром}}^{\text{регион } i}$  – доля общего электропотребления промышленностью региона  $i$  (%);

$\overline{K_{\text{ээ\_пром}}^{\text{регион}}}$  – средний показатель доли общего электропотребления промышленностью для регионов России (%).

$$I_{\text{газ\_ээ}}^{\text{регион } i} = \frac{K_{\text{газ\_ээ}}^{\text{регион } i}}{\overline{K_{\text{газ\_ээ}}^{\text{регион}}}}, \quad (4.6)$$

где:  $I_{\text{газ\_ээ}}^{\text{регион } i}$  – индивидуальный индекс региональной доли потребления газа на выработку электроэнергии для региона  $i$ ;

$K_{\text{газ\_ээ}}^{\text{регион } i}$  – доля потребления природного газа на выработку электроэнергии региона  $i$  (%);

$\overline{K_{\text{газ\_ээ}}^{\text{регион}}}$  – средний показатель доли потребления природного газа на выработку электроэнергии для регионов России (%).

$$I_{\text{ээ}}^{\text{спрос } i} = (I_{\text{К вол}}^{\text{спрос } i} \times 0,2) + (I_{\text{R год}}^{\text{спрос } i} \times 0,5) + (I_{\text{ээ\_пром}}^{\text{регион } i} \times 0,3), \quad (4.7)$$

где:  $I_{\text{ээ}}^{\text{спрос } i}$  – интегральный индекс спроса на электроэнергию региона  $i$ .

$$I_{\text{газ}}^{\text{спрос } i} = (I_{\text{К вол}}^{\text{спрос } i} \times 0,2) + (I_{\text{R год}}^{\text{спрос } i} \times 0,5) + (I_{\text{газ\_ээ}}^{\text{регион } i} \times 0,3), \quad (4.8)$$

где:  $I_{\text{газ}}^{\text{спрос } i}$  – интегральный индекс спроса на природный газ региона  $i$ .

Весовые коэффициенты формул (4.7) и (4.8) соответствуют степени вклада каждого показателя в интегральную характеристику перспективности управления спросом на уровне каждого региона.

$$I_{\text{комплекс}}^{\text{регион } i} = (I_{\text{ээ}}^{\text{спрос } i} \times 0,7) + (I_{\text{газ}}^{\text{спрос } i} \times 0,3), \quad (4.9)$$

где:  $I_{\text{КОМПЛЕКС}}^{\text{РЕГИОН}} i$  – интегральный индекс комплексного управления спросом для региона  $i$ .

В формуле (4.9) весовые коэффициенты перераспределены в пользу электроэнергии, т. к. именно электроэнергия является наиболее используемым энергетическим ресурсом.

Результаты расчета показателей  $I_{\text{К ВОЛ}}^{\text{СПРОС}} i$  и  $I_{\text{R ГОД}}^{\text{СПРОС}} i$  для потребления электроэнергии представлены в приложениях У и Ф. Из расчетов показателей следует, что параметры относительного размаха вариации спроса в регионах так же, как и абсолютные, характеризуются существенной дифференциацией и подчеркивают неравновесный вклад каждого региона в вариацию общего спроса на уровне ЕЭС России.

Результаты построенных интегральных карт волатильности регионального спроса на потребление электроэнергии и природного газа представлены на рисунках 4.4 и 4.5. По оси абсцисс регионы разделяются по показателю «коэффициент волатильности годовых нагрузок», по оси ординат регионы разделены по показателю «размах вариации годового графика нагрузок». В карте волатильности регионального спроса на потребление электроэнергии в регионах России площадь круга соответствует показателю среднегодовой доли электропотребления промышленностью в регионе, в карте волатильности регионального спроса на потребление природного газа в регионах России площадь круга соответствует показателю доли потребления природного газа на выработку электроэнергии в регионе [349].

В карте волатильности регионального спроса на потребление электроэнергии площадь круга соответствует показателю среднегодовой доли электропотребления промышленностью в регионе. Исследование факторов, влияющих на  $I_{\text{К ВОЛ}}^{\text{СПРОС}}$ , результаты которого представлены в приложении Х, позволило выявить, что наибольшее влияние на его величину оказывает структура электропотребления в регионе. Коэффициент рангов Спирмена для фактора «Доля

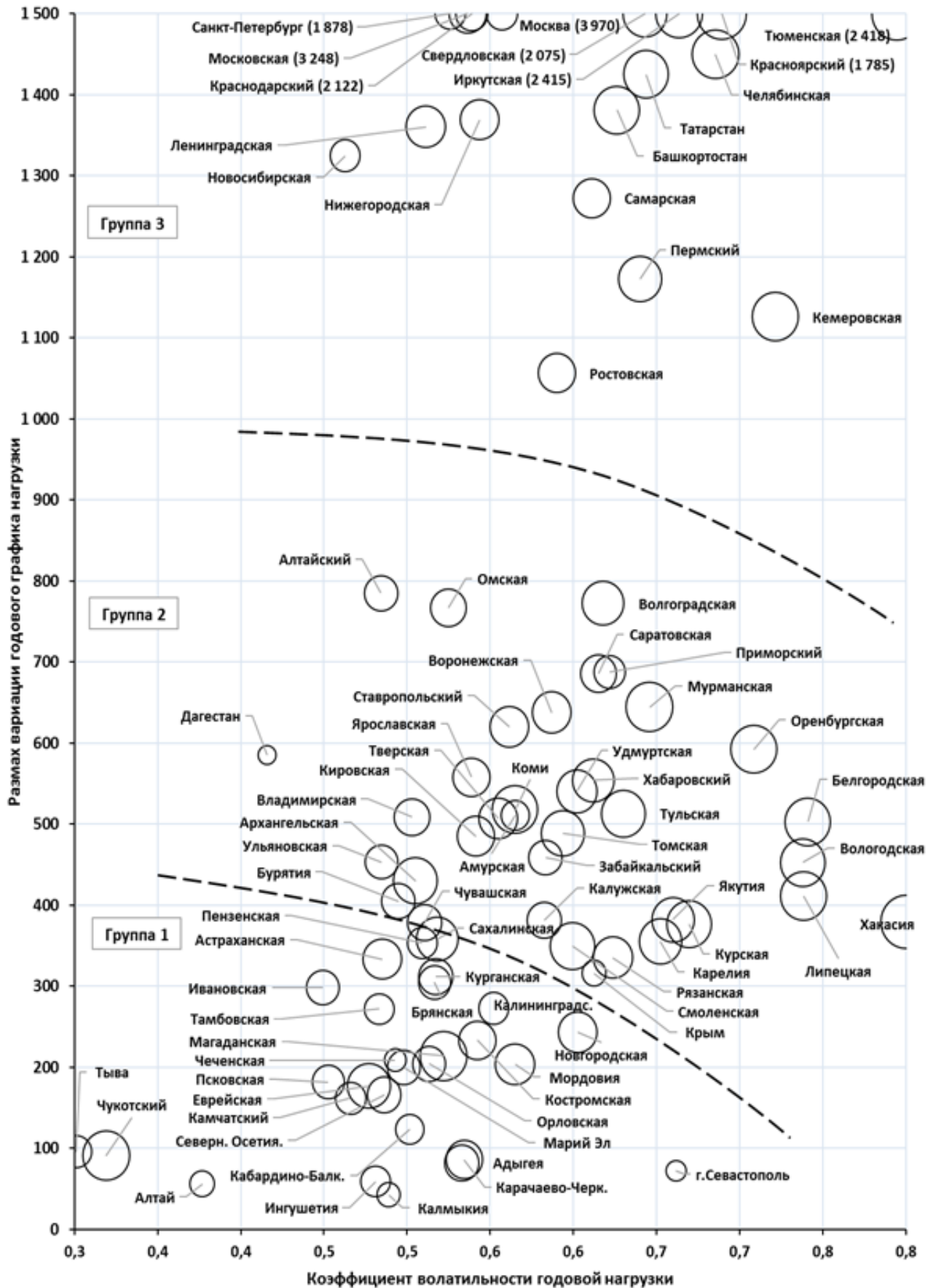


Рисунок 4.4 – Карта волатильности регионального спроса на потребление электроэнергии в регионах России (разработано автором) [213, 218]

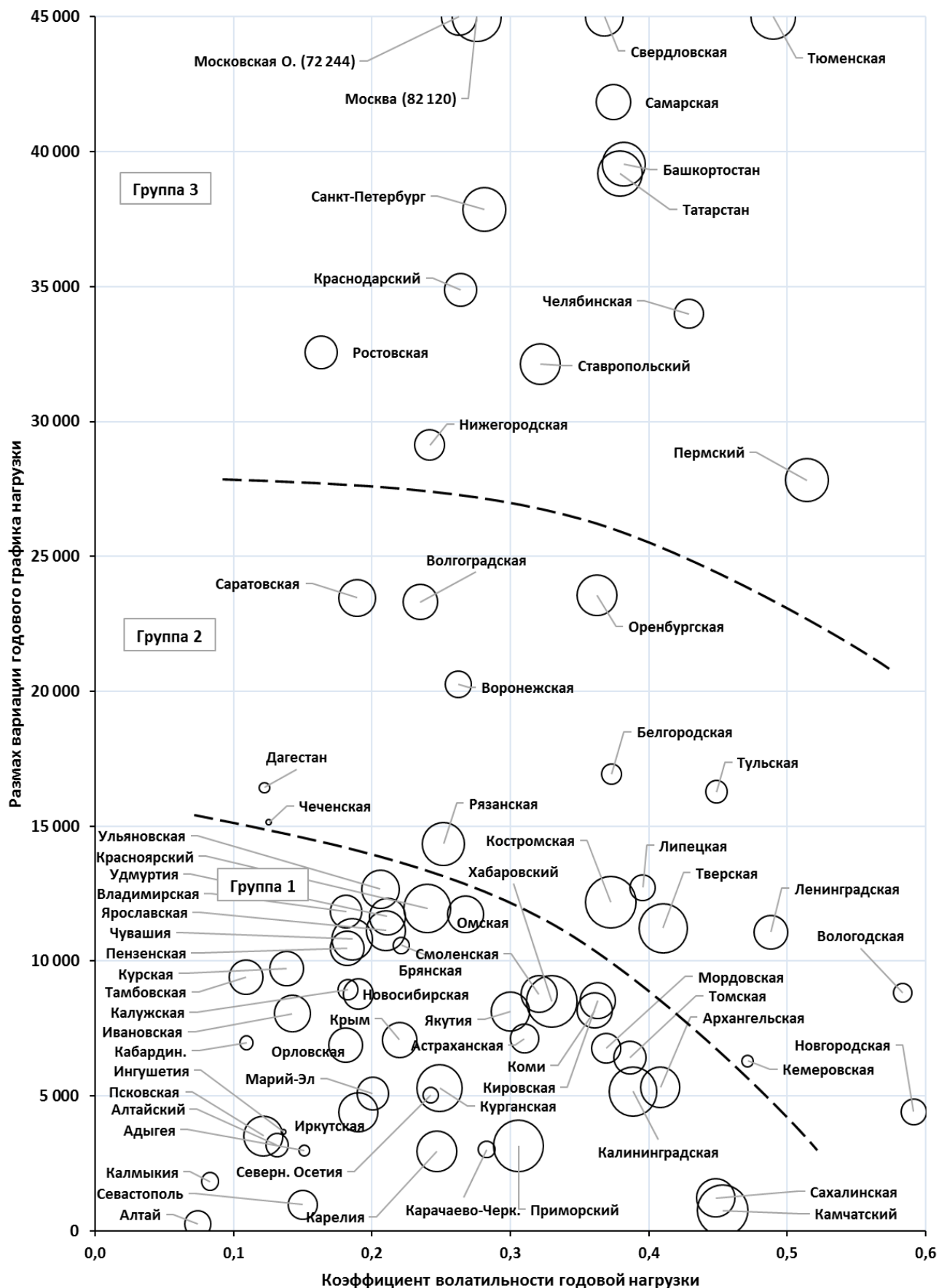


Рисунок 4.5 – Карта волатильности регионального спроса на потребление природного газа в регионах России (разработано автором) [169, 175]

электропотребления промышленностью в регионе» имеет значение  $-0,831$ , что свидетельствует о тесной обратной связи, то есть возрастание доли электропотребления промышленностью в регионе снижает уровень волатильности регионального спроса.

В карте волатильности регионального спроса на потребление природного газа площадь круга соответствует показателю доли потребления природного газа на выработку электроэнергии в регионе, что отражает неравномерное влияние региональной электроэнергетики на характеристики волатильности спроса на потребление природного газа в каждом регионе [350].

В результате анализа карт волатильности регионального спроса для потребления электроэнергии и для потребления природного газа по показателям относительной и абсолютной вариации спроса регионы были разделены на 3 группы. Подробное описание каждой региональной группы в рамках карт волатильности и индивидуальные рекомендации по управлению спросом отдельно на электроэнергию и отдельно на природный газ представлены в следующих авторских работах [76].

Для обеспечения комплексности управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на основе расчета индексов ранжирования регионов была сформирована матрица регионов России по перспективности внедрения управления комплексным спросом, представленная на рисунке 4.6.

Матрица строится в двух координатах – индекс волатильности потребления электроэнергии и индекс волатильности потребления природного газа. Для построения матрицы все регионы России были распределены на три группы по значению соответствующих индексов.

Например, по показателям  $I_{K\text{ вол}}^{\text{спрос}} i$  в группу 1 вошли регионы с наименьшей относительной волатильностью спроса, в группу 2 – регионы со средним уровнем волатильности, в группу 3 – регионы с наибольшей относительной волатильностью спроса. Аналогичным образом нами было произведено разделение регионов по индексам  $I_{R\text{ год}}^{\text{спрос}} i$ ,  $I_{\text{эз\_пром}}^{\text{регион}} i$ ,  $I_{\text{газ\_эз}}^{\text{регион}} i$ .

		Е	Д	Г	В	Б	А		
Природный газ	Группа 3	Д ээ > 1	-	-	● Ставропольский Край;	● г.Москва; ● Московская область; ● г.Санкт-Петербург; ● Самарская область;	● Тюменская область; ● Республика Башкортостан; ● Республика Татарстан; ● Свердловская область; ● Пермский край;	1	
		Д ээ < 1	-	-	-	● Ростовская область; ● Краснодарский край;	● Челябинская область; ● Нижегородская область;	2	
	Группа 2	Д ээ > 1	● Костромская область;	-	● Саратовская область;	● Оренбургская область; ● Волгоградская область; ● Рязанская область; ● Тверская область;	-	-	3
		Д ээ < 1	● Чеченская республика;	● Новгородская область;	● Республика Дагестан;	● Липецкая область; ● Белгородская область; ● Вологодская область; ● Тульская область; ● Воронежская область;	-	● Кемеровская область; ● Ленинградская область;	4
	Группа 1	Д ээ > 1	● Курганская область; ● Ивановская область; ● Псковская область; ● Камчатский край; ● Калининградская область;	● Сахалинская область;	● Ярославская область; ● Омская область; ● Чувашская Республика; ● Ульяновская область; ● Приморский край; ● Республика Крым; ● Амурская область;	● Республика Коми; ● Смоленская область; ● Архангельская область; ● Республика Карелия; ● Республика Саха (Якутия); ● Хабаровский край; ● Удмуртская Республика; ● Кировская область; ● Мурманская область; ● Республика Хакасия;	-	● Красноярский край; ● Иркутская область;	5
		Д ээ < 1	● Карачаево-Черкесская республика; ● Республика Адыгея; ● Республика Северная Осетия-Алания; ● Орловская область; ● Республика Марий-Эл; ● Брянская область; ● г.Севастополь; ● Пензенская область; ● Тамбовская область; ● Республика Ингушетия; ● Республика Кабардино-Балкария; ● Республика Алтай; ● Республика Калмыкия; ● Республика Тыва;	● Мордовская республика; ● Астраханская область; ● Чукотский автономный округ; ● Магаданская область; ● Еврейская автономная область;	● Владимирская область; ● Калужская область; ● Алтайский край; ● Забайкальский край; ● Республика Бурятия;	● Курская область; ● Томская область;	● Новосибирская область;	-	6
		Группа 1		Группа 2		Группа 3			
		Д ээ пром < 1	Д ээ пром > 1	Д ээ пром < 1	Д ээ пром > 1	Д ээ пром < 1	Д ээ пром > 1		
Электроэнергия									
		<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Группа с наибольшей перспективностью внедрения комплексного управления спросом</li> <li>□ Группа со средней перспективностью внедрения комплексного управления спросом</li> <li>□ Группа с низкой перспективностью внедрения комплексного управления спросом</li> </ul>							

Рисунок 4.6 – Матрица регионов России по перспективности внедрения управления комплексным спросом (разработано автором)



В группу с наибольшей перспективностью внедрения управления комплексным спросом (темные ячейки) вошли 18 регионов России, характеризующиеся наибольшими показателями абсолютной и относительной волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа, а также высокими долями электропотребления промышленностью и потребления природного газа на выработку электроэнергии. В группу со средним уровнем перспективности внедрения управления комплексным спросом вошли 28 регионов. В группу с низкой перспективностью – 36 регионов России.

Таким образом, реализацию программ управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в первую очередь следует выполнять в регионах, вошедших в группу с наибольшей перспективностью, характеризующихся высокой долей промышленного потребления энергоресурсов и существенным вкладом в общую вариацию спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне ЕЭС и ЕСГ России. С целью дополнительной дифференциации регионов данной группы нами был произведен их более детальный анализ по показателям  $I_{ЭЭ}^{спрос} i$ ,  $I_{газ}^{спрос} i$  и  $I_{газ}^{спрос} i$ .

Результаты расчета групп индексов  $I_{К вол}^{спрос} i$ ,  $I_{R год}^{спрос} i$ ,  $I_{ЭЭ\_пром}^{регион} i$ ,  $I_{газ\_ЭЭ}^{регион} i$ ,  $I_{ЭЭ}^{спрос} i$ ,  $I_{газ}^{спрос} i$ ,  $I_{комплекс}^{регион} i$  для региональной группы с наибольшей перспективностью внедрения управления комплексным спросом представлены в таблице 4.2.

В первую очередь для реализации мероприятий по управлению комплексным спросом на электроэнергию и природный газ в рамках регионов следует использовать показатели интегральных индексов комплексного управления спросом  $I_{комплекс}^{регион} i$ . Применение разработанных карт волатильности регионального спроса на потребление электроэнергии и природного газа в регионах России, матриц регионов России по перспективности внедрения управления комплексным спросом позволяет выявлять региональные группы по степени перспективности управления комплексным спросом на электроэнергию и газ, что позволит наиболее целевым образом выполнить реализацию управления

комплексным спросом и повысить эффективность управления на уровне не только промышленности, но и всей экономики России.

Таблица 4.2 – Ранжирование регионов группы с наибольшей перспективностью внедрения управления комплексным спросом (разработано автором)

№ пп	Регион	Тип энергоресурса	$I_{\text{ээ\_пром}}^{\text{регион}} / I_{\text{газ\_ээ}}^{\text{регион}}$	$I_{\text{К вол}}^{\text{спрос}}$	$I_{\text{R год}}^{\text{спрос}}$	$I_{\text{газ}}^{\text{спрос}} / I_{\text{ээ}}^{\text{спрос}}$	$I_{\text{комплекс}}^{\text{регион}}$
1	г. Москва	Электроэнергия	1	2	3	3	3
		Природный газ	3	2	3	3	
2	Московская область	Электроэнергия	2	2	3	3	3
		Природный газ	2	2	3	3	
3	Тюменская область	Электроэнергия	3	1	3	3	3
		Природный газ	3	1	3	2	
4	Ленинградская область	Электроэнергия	2	2	3	3	3
		Природный газ	2	1	1	1	
5	Свердловская область	Электроэнергия	3	1	3	2	3
		Природный газ	2	2	3	2	
6	Краснодарский край	Электроэнергия	2	2	3	2	2
		Природный газ	2	2	3	2	
7	Иркутская область	Электроэнергия	3	1	3	3	2
		Природный газ	2	3	1	1	
8	г. Санкт-Петербург	Электроэнергия	1	2	3	2	2
		Природный газ	3	2	3	2	
9	Республика Татарстан	Электроэнергия	3	1	2	2	2
		Природный газ	3	2	3	2	
10	Республика Башкортостан	Электроэнергия	3	2	2	2	2
		Природный газ	3	2	3	2	
11	Красноярский край	Электроэнергия	3	1	3	2	2
		Природный газ	3	3	1	1	
12	Челябинская область	Электроэнергия	3	1	2	2	2
		Природный газ	1	1	3	2	
13	Самарская область	Электроэнергия	2	2	2	2	2
		Природный газ	2	2	3	2	
14	Нижегородская область	Электроэнергия	2	2	2	2	2
		Природный газ	2	3	2	1	
15	Пермский край	Электроэнергия	3	1	2	2	2
		Природный газ	3	1	2	2	
16	Ростовская область	Электроэнергия	2	2	2	1	2
		Природный газ	2	3	3	2	
17	Ставропольский край	Электроэнергия	2	2	1	1	2
		Природный газ	2	2	3	2	
18	Кемеровская область	Электроэнергия	3	1	2	2	2
		Природный газ	1	1	1	1	

Разработанный метод ранжирования регионов России на основе индивидуальных региональных индексов потребления электроэнергии и природного газа позволяет выполнять дифференциацию регионов по уровню волатильности в рамках региональных групп, схожих по степени перспективности управления комплексным спросом. Применение разработанного метода ранжирования регионов позволит за счет целевого направления реализуемых мероприятий, в зависимости от параметров индивидуальных региональных индексов, повысить эффективность управления комплексным спросом в рамках региональных групп и, следовательно, на уровне экономики России.

Проведенный анализ характеристик волатильности спроса в разрезе различных временных периодов, территориальных образований, категорий потребителей и других факторов позволил констатировать, что перспективность управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в значительной степени определяется индивидуальными характеристиками территории или предприятия, в рамках которого используются механизмы управления спросом. В связи с этим актуальным является вопрос выявления территорий с наибольшими перспективами применения механизмов комплексного управления волатильностью графиков спроса на электроэнергию и природный газ. Разработанная методика группировки и ранжирования территориальных образований по степени перспективности внедрения механизмов комплексного управления графиками волатильности спроса позволяет выделить региональные группы России, наиболее важные для реализации управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов, что может способствовать более быстрому и эффективному внедрению механизмов управления спросом в России за счет получения синергетического эффекта от управления спросом на два основных энергоресурса одновременно. Кроме того, методика позволяет выделить те территории, которые могут выступать в качестве пилотных при реализации программ управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ на уровне отдельных регионов и промышленных комплексов России.

#### **4.2. Метод управления спросом на электропотребление по показателю стоимости электрической мощности для промышленных потребителей**

Как было отмечено в параграфе 2.4, наиболее эффективными инструментами управления спросом на энергопотребление для промышленных предприятий России являются инструменты экономического нормирования, основанные на стимулировании потребителей электроэнергии к выравниванию волатильности графиков собственного спроса на потребление электроэнергии на основе ценовых стимулов, действующих со стороны энергорыночной инфраструктуры. Базовым элементом реализации управления спросом на потребление электроэнергии на уровне промышленных предприятий, действующих в условиях применения инструментов экономического нормирования, является ценозависимое электропотребление.

Как было описано в параграфе 1.3, действующие в России механизмы оптового и розничного рынков электроэнергии позволяют промышленным предприятиям на основе ценозависимого управления электропотреблением снижать затраты на оплату всех основных компонентов конечной стоимости электроэнергии: компонента электрической энергии, компонента электрической мощности, компонента стоимости услуг по передаче электроэнергии. С нашей точки зрения, одним из наиболее эффективных элементов ценозависимого управления электропотреблением для промышленных предприятий России является компонент стоимости электрической мощности, так как управление последним позволяет в наибольшей степени сократить затраты на энергоресурсы по сравнению с управлением другими компонентами затрат на потребление электроэнергии.

Электрическая мощность – компонент стоимости электроэнергии, отражающий оплату готовности электрических станций энергосистемы к выработке электрической энергии для покрытия величины спроса отдельного промышленного потребителя, действующего в энергосистеме.

Важность исследования применения инструментов ценозависимого электропотребления для промышленных предприятий на базе компонента стоимости электрической мощности определяется тем, что для промышленных потребителей электроэнергии России величина обязательств по оплате компонента электрической мощности составляет порядка 25% в структуре общей стоимости закупаемой электроэнергии и оплачивается без исключения всеми промышленными потребителями электроэнергии. Величина стоимости оплаты компонента электрической мощности для каждого расчетного месяца рассчитывается на основе формулы (1.4), представленной в параграфе 1.3. Тариф на закуп компонента электрической мощности в составе общего тарифа на электроэнергию для промышленных предприятий рассчитывается по формуле (4.10).

$$TP_{\text{мес}} = (TP_m \times VP_m) / W_t^{\text{мес}}, \quad (4.10)$$

где:  $TP_{\text{мес}}$  – тариф на закуп компонента электрической мощности в составе конечного тарифа на закуп электроэнергии промышленными потребителями электроэнергии, определяемый для каждого месяца поставки электроэнергии (руб./кВт\*ч).

Как следует из формулы (4.10), для каждого промышленного потребителя электроэнергии на тариф на закуп компонента электрической мощности оказывают влияние два основных параметра: цена поставляемой электрической мощности ( $TP_m$ ) и объем закупаемой электрической мощности ( $VP_m$ ).

Цены поставляемой электрической мощности  $TP_m$  для каждого месяца поставки формируются для каждого региона отдельно. На розничном рынке электроэнергии цены поставляемой электрической мощности для промышленных потребителей, действующих на территории одного региона и в зоне деятельности одного гарантирующего поставщика, одинаковы. На оптовом рынке электроэнергии цены на поставку электрической мощности для потребителей, действующих на территории одного региона и в одной зоне свободного перетока мощности, имеют незначительные отличия.

С целью разработки метода управления стоимостью компонента электрической мощности для промышленных предприятий нами было проведено эмпирическое исследование цен на электрическую мощность в России в региональном разрезе. Информационную базу исследования составили ценовые параметры отпуска электрической мощности для всех регионов России в помесечном разрезе, сформированные посредством рыночного механизма ценообразования, действующего на оптовом рынке электроэнергии за 2018 г.

Примеры цен электрической мощности на розничном рынке электроэнергии для некоторых регионов России агрегированы в таблице 4.3. Представленные данные иллюстрируют существенную дифференциацию уровня цен на поставку компонента электрической мощности. Для примера, в Ставропольском крае в июле 2018 г. стоимость электрической мощности составила 855 766 рублей за 1 МВт в месяц, а в республике Коми за данный период стоимость электрической мощности была более, чем в два раза меньше – 437 915 рублей за МВт [18].

Таблица 4.3 – Пример цен поставки электрической мощности на розничном рынке электроэнергии для некоторых регионов России (составлено автором) [172]

Регион	Июль 2018
	руб./МВт в месяц
Ставропольский край	855 766
Липецкая область	733 380
Республика Бурятия	720 695
Смоленская область	705 979
Пермский край	699 999
Тульская область	693 414
Московская область	692 841
Республика Татарстан	689 696
Республика Марий Эл	689 471
Волгоградская область	686 966
Красноярский край	545 127
Забайкальский край	542 862
Республика Коми	437 915
Республика Саха (Якутия)	59 930

Цены на поставку электрической мощности варьируются не только в региональном разрезе, но и внутри календарного года (рисунок 4.7). Как следует из рисунка 4.7, в Курганской области ценовые параметры электрической мощности находятся в диапазоне от 503 726 рублей до 811 224 рублей за МВт в месяц, что различается на 38%. А в Нижегородской области ценовые параметры электрической мощности находятся в диапазоне от 356 253 рублей до 473 522 рублей за МВт в месяц, что различается на 24,8%.

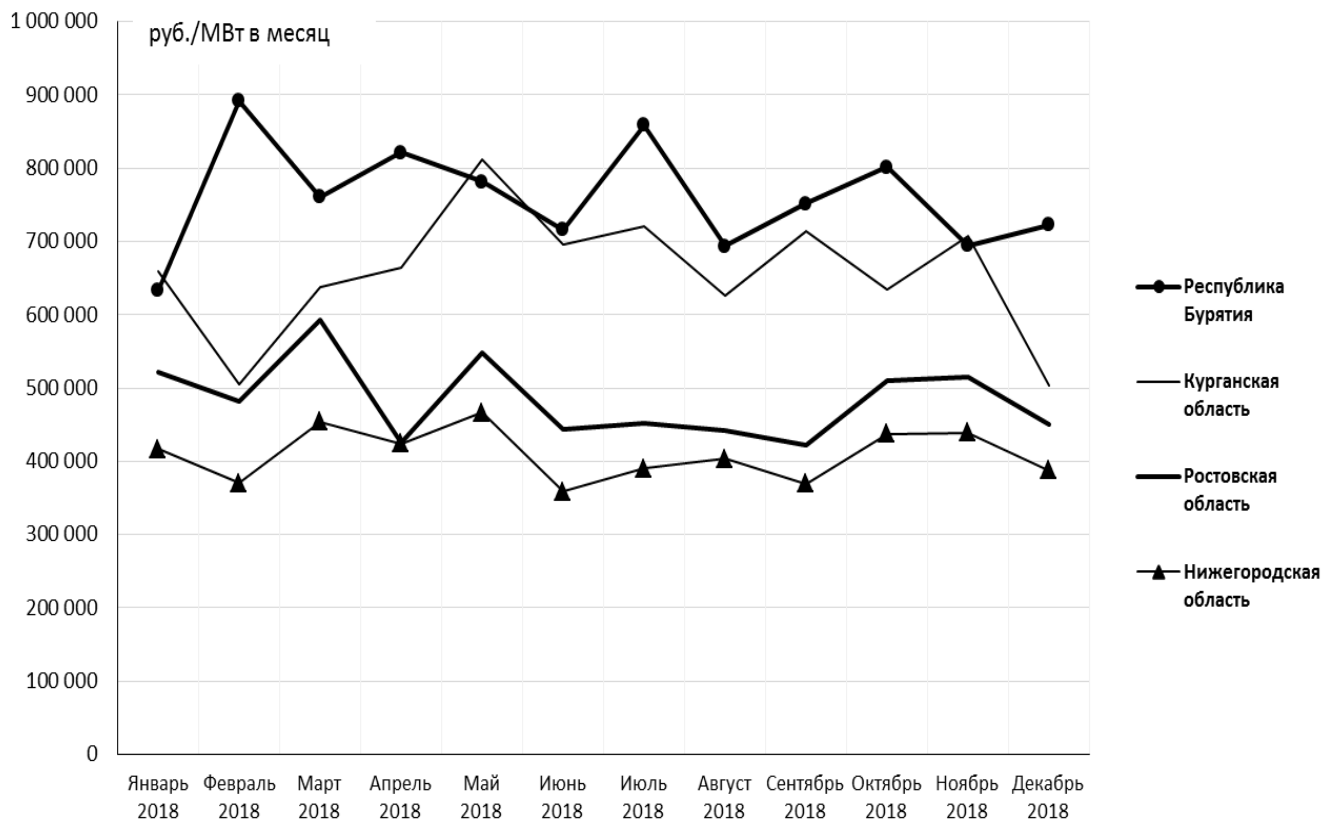


Рисунок 4.7 – Пример помесечных цен поставки электрической мощности для регионов России в разрезе календарного года (составлено автором) [172]

На различие параметров стоимости электрической мощности для отдельных регионов и энергорайонов России влияют следующие факторы:

- ✓ различие удельных характеристик стоимости выработки электрической энергии в разных энергорайонах России;
- ✓ расположение регионов на территориях, относящихся к различным зонам свободного перетока мощности;

- ✓ структура составляющих электрической мощности (КОМ, ДПМ ГЭС и АЭС, ДПМ ВИЭ, ДКМ и пр.) для территории каждого региона [11];
- ✓ структурный состав режимных генерирующих единиц на территории энергорайона;
- ✓ графики и параметры работы генераторов, действующих в вынужденном режиме;

На изменение месячной стоимости электрической мощности для регионов в рамках календарного года влияют:

- ✓ изменение структуры и состава режимных генерирующих единиц, обеспечивающих поставку мощности в энергорайоне;
- ✓ волатильность спроса на потребление электрической мощности в рамках регионов и энергорайонов;
- ✓ изменение доли вынужденных генераторов, обеспечивающих поставку мощности;
- ✓ наложение на производителей электроэнергии штрафных санкций за снижение обязательств поставки мощности.

Цены поставляемой электрической мощности формируются посредством рыночного механизма ценообразования в масштабах зон свободного перетока мощности. Из-за малого вклада в величину общего спроса на электропотребление каждого промышленного потребителя электроэнергии в масштабах зон свободного перетока отдельные потребители не имеют возможности управлять параметрами цен закупаемой электрической мощности.

Параметр объема закупаемой электрической мощности  $VP_m$  формируется для каждого промышленного потребителя в отдельности. Величина  $VP_m$  определяется для каждого расчетного месяца на основе индивидуального почасового графика спроса на потребление электроэнергии каждого промышленного потребителя электроэнергии в часы совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы в рабочие дни календарного месяца, как описано формулой (1.5), представленной в параграфе 1.3. Пример формирования величины обязательств по покупке электрической мощности для промышленного



предприятия представлен на рисунке 1.25 параграфа 1.3. Величина обязательств по покупке электрической мощности зависит как от индивидуального графика спроса на электропотребление каждого промышленного потребителя электроэнергии, так и от номера часа совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы, в котором производится закуп электроэнергии потребителем [219, 222].

В период номера часа совмещенного максимума электроэнергетической системы промышленное предприятие может изменять величину собственного спроса на потребление электроэнергии и тем самым снижать свои обязательства по оплате компонента электрической мощности. При этом параметры номеров часов совмещенного максимума для каждой региональной электроэнергетической системы характеризуются постоянной изменчивостью, что усложняет выполнение их анализа и прогнозирования.

Особенности почасовых суточных графиков региональных электроэнергетических систем и их отличия от суточных почасовых графиков нагрузки промышленных предприятий представлены в параграфе 4.1. Примеры графиков нагрузки электропотребления за рабочие дни различных региональных энергосистем представлены на рисунке 4.8, из которого следует, что структура графиков нагрузки суточного электропотребления для разных регионов имеет существенные различия, что оказывает влияние на формирование номеров часа суточного максимума энергосистемы каждого региона.

✓ Отличия характеристик региональных графиков суточного почасового спроса вызваны особенностями влияния ряда различных факторов, действующих в рамках региональных электроэнергетических систем, среди которых можно выделить следующие:

- ✓ климатические условия расположения региона;
- ✓ часовые пояса регионов России;
- ✓ интервалы плановых часов пиковой нагрузки региональной электроэнергетической системы (рисунок 1.24 параграфа 1.3);

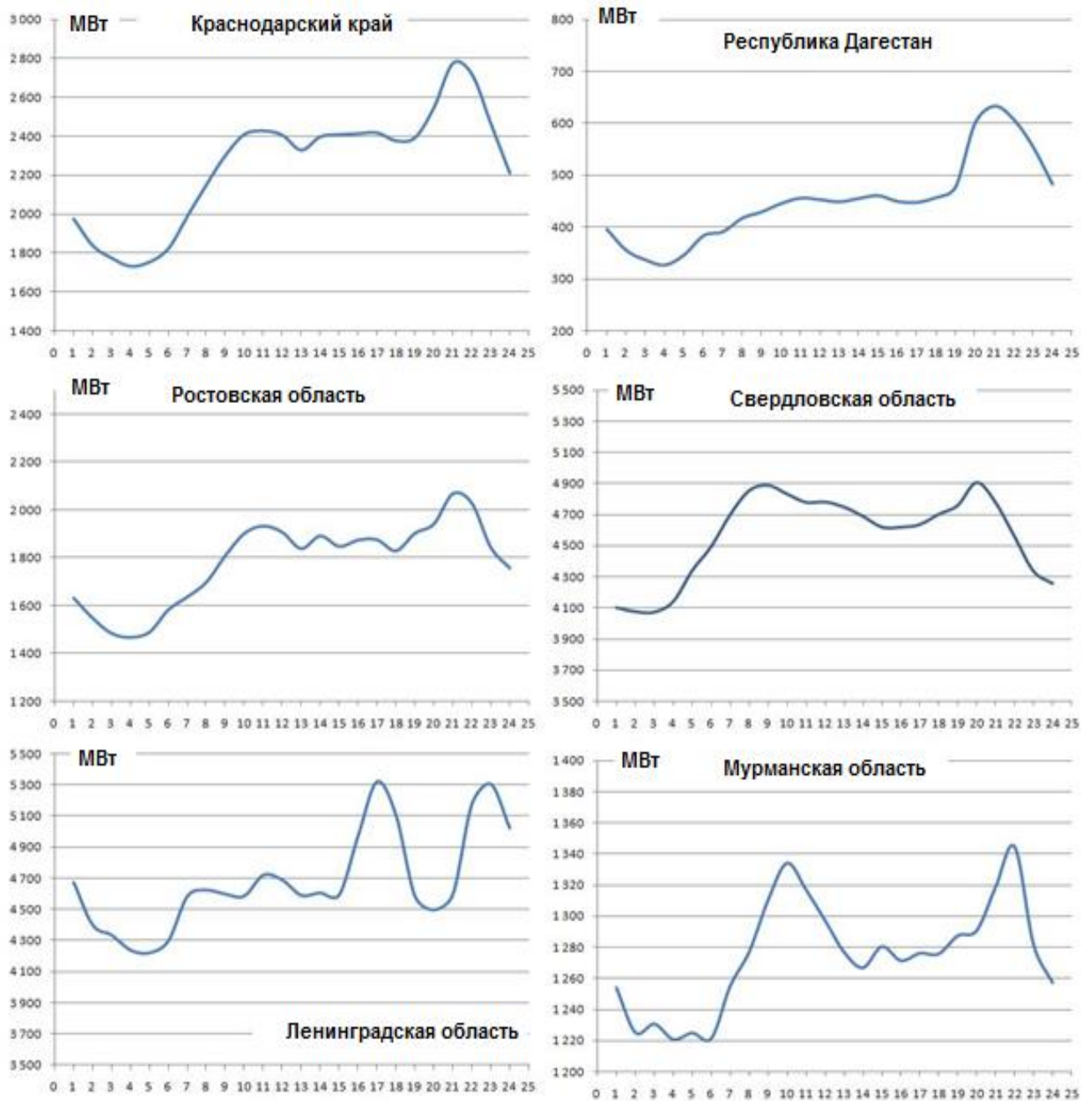


Рисунок 4.8 – Пример суточных графиков нагрузки электроэнергетических систем регионов России за 18 сентября 2018 г. (время московское) [77]  
(составлено автором) [168]

- ✓ состав структуры потребителей электроэнергии в региональных энергосистемах (промышленность, население и пр.);
- ✓ технологические особенности работы промышленных потребителей электроэнергии, действующих в регионе [27];

- ✓ сменность работы крупных промышленных предприятий [28];
- ✓ индивидуальные особенности электропотребления региона.

Помимо различий форм почасовых суточных графиков нагрузки энергосистемы для одинаковых периодов, существуют различия в характере и формах графиков нагрузки и для разных периодов наблюдений, в частности для календарного года, что выражается в различии характера формирования номеров часов совмещенного максимума региональных энергосистем. На рисунке 4.9 представлены примеры номеров часов совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы Пензенской области и Приморского края за 12 месяцев 2018 г., из которых следует, что распределение номеров часов совмещенного максимума в различных регионах имеет существенные различия.

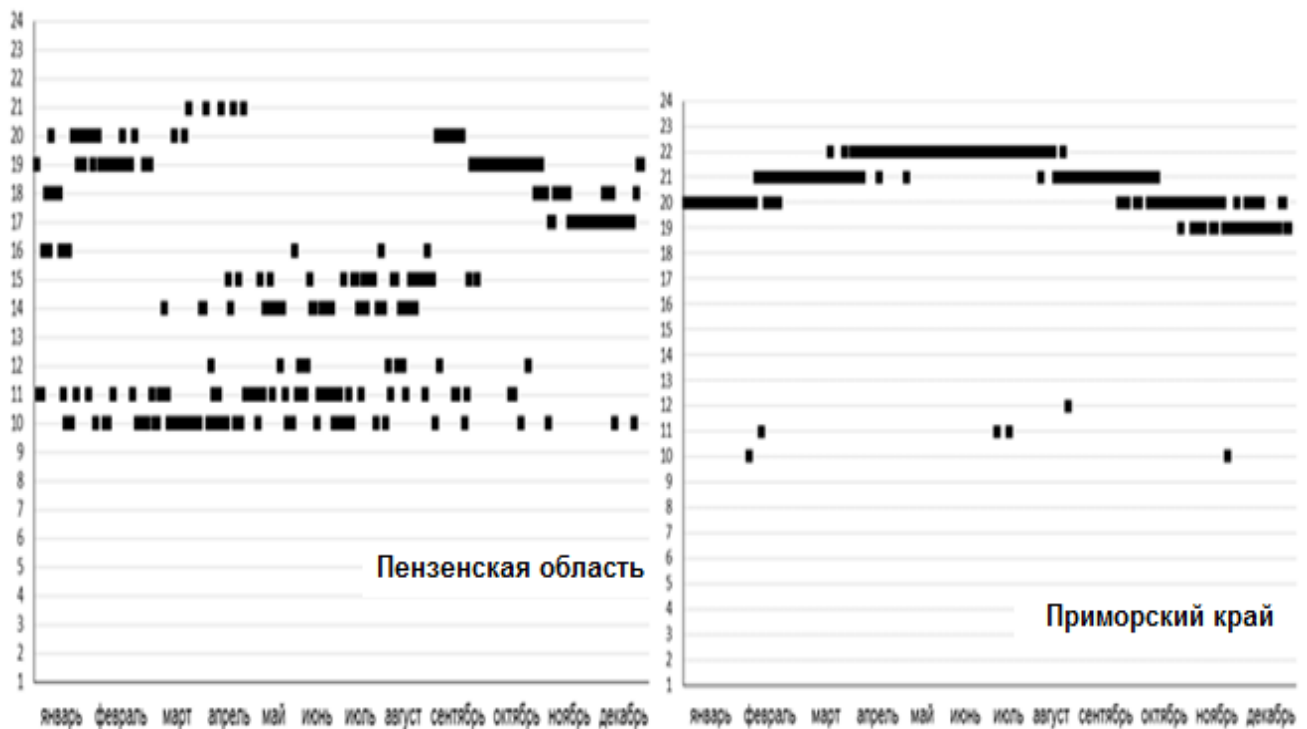


Рисунок 4.9 – Пример номеров часов максимума Пензенской области и Приморского края за 12 месяцев 2018 г. (систематизировано автором) [169]

Таким образом, на характер распределения номеров часов совмещенного максимума региональной энергосистемы оказывают влияние:

- ✓ сезонное изменение продолжительности светового дня [22];
- ✓ сезонное изменение климатических характеристик;

- ✓ неравномерность интенсивности использования осветительной нагрузки [23];
- ✓ сезонность использования электрической нагрузки на отопительные нужды [24];
- ✓ изменение структуры регионального электропотребления по сезонам [25];
- ✓ сезонность работы региональных отраслевых потребителей электроэнергии [26];
- ✓ производственная программа промышленных предприятий.

Выявленные различия характера распределения номеров часов совмещенного максимума региональной энергосистемы характеризуются волатильностью с течением времени. На рисунке 4.10 представлены диаграммы долей распределения номеров часов суточного максимума электропотребления региональных энергосистем в рабочие дни 2018 г. Как следует из представленных диаграмм, изменение номеров часовых максимумов региональных энергосистем имеет индивидуальный характер распределения. Например, распределение номеров часов максимума энергосистемы Республики Дагестан в 75% из годовых часов максимума рабочих дней располагаются всего в двух часах – 20-м и 21-м, и, наоборот, в Мурманской области номера часов суточного максимума характеризуются значительным распределением, что существенно влияет на возможность их прогнозирования.

На основе особенностей формирования величин и тарифов на закуп электрической мощности в регионах России, с учетом специфики формирования величин обязательств на оплату электрической мощности каждым промышленным предприятием, нами разработана модель ценозависимого управления электропотреблением по критерию стоимости электрической мощности для промышленных предприятий, представленная на рисунке 4.11.

Модель состоит из последовательно реализуемых блоков. Для различных периодов управления: суток, недели, месяца, квартала, года – производится прогноз почасового спроса на потребление электроэнергии каждого промышленного предприятия. Для этих же периодов прогнозируются номера

часов совмещенного максимума региональной энергосистемы, в которой осуществляется закуп электроэнергии. Далее на основе сопоставления параметров почасового спроса на электропотребление промышленного предприятия и номеров часов совмещенного максимума определяется величина закупаемой мощности и общая сумма затрат на ее оплату.

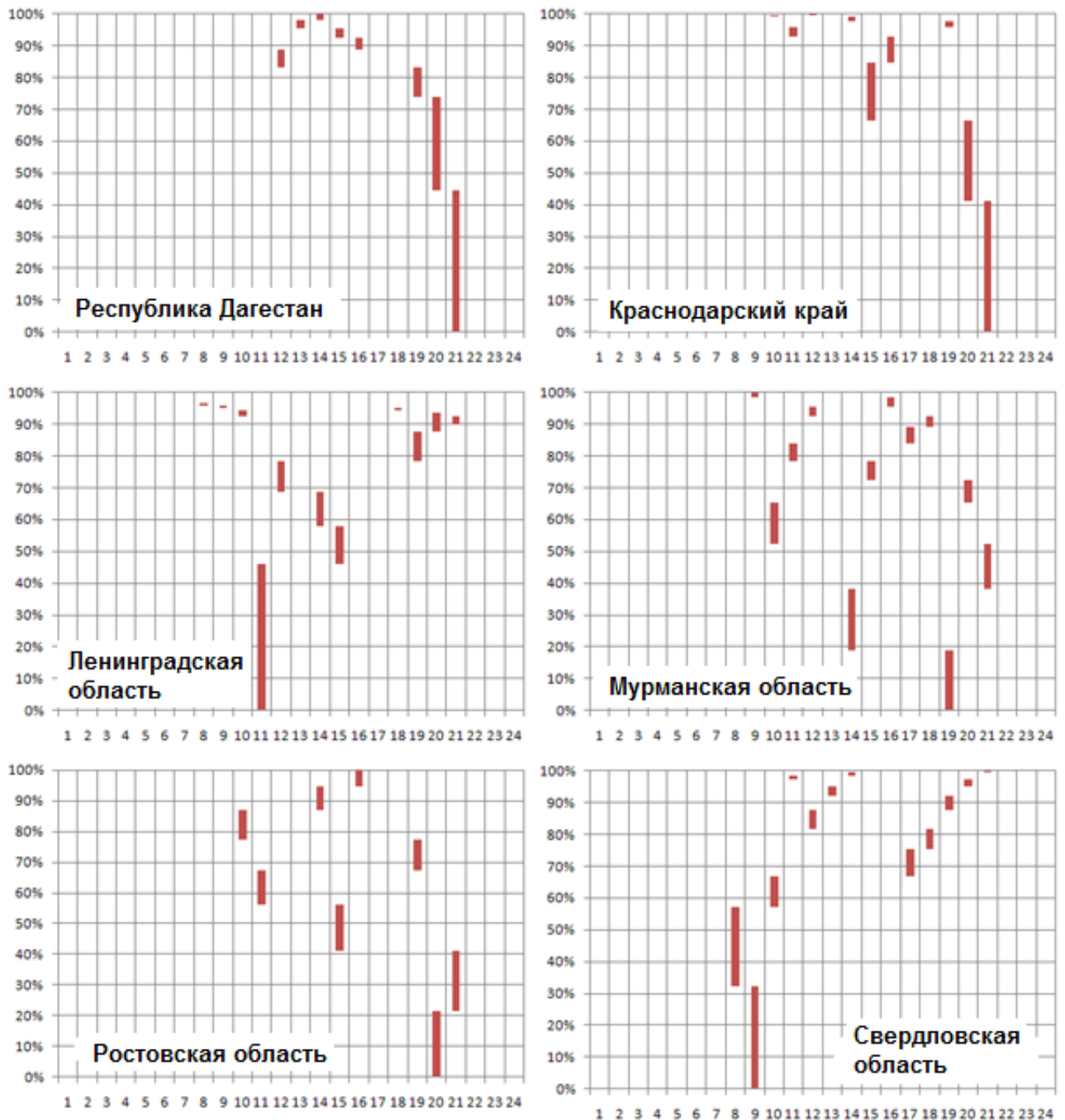


Рисунок 4.10 – Доли распределения часов максимума региональных энергосистем регионов России в 2018 г. (время московское) (систематизировано автором) [169]

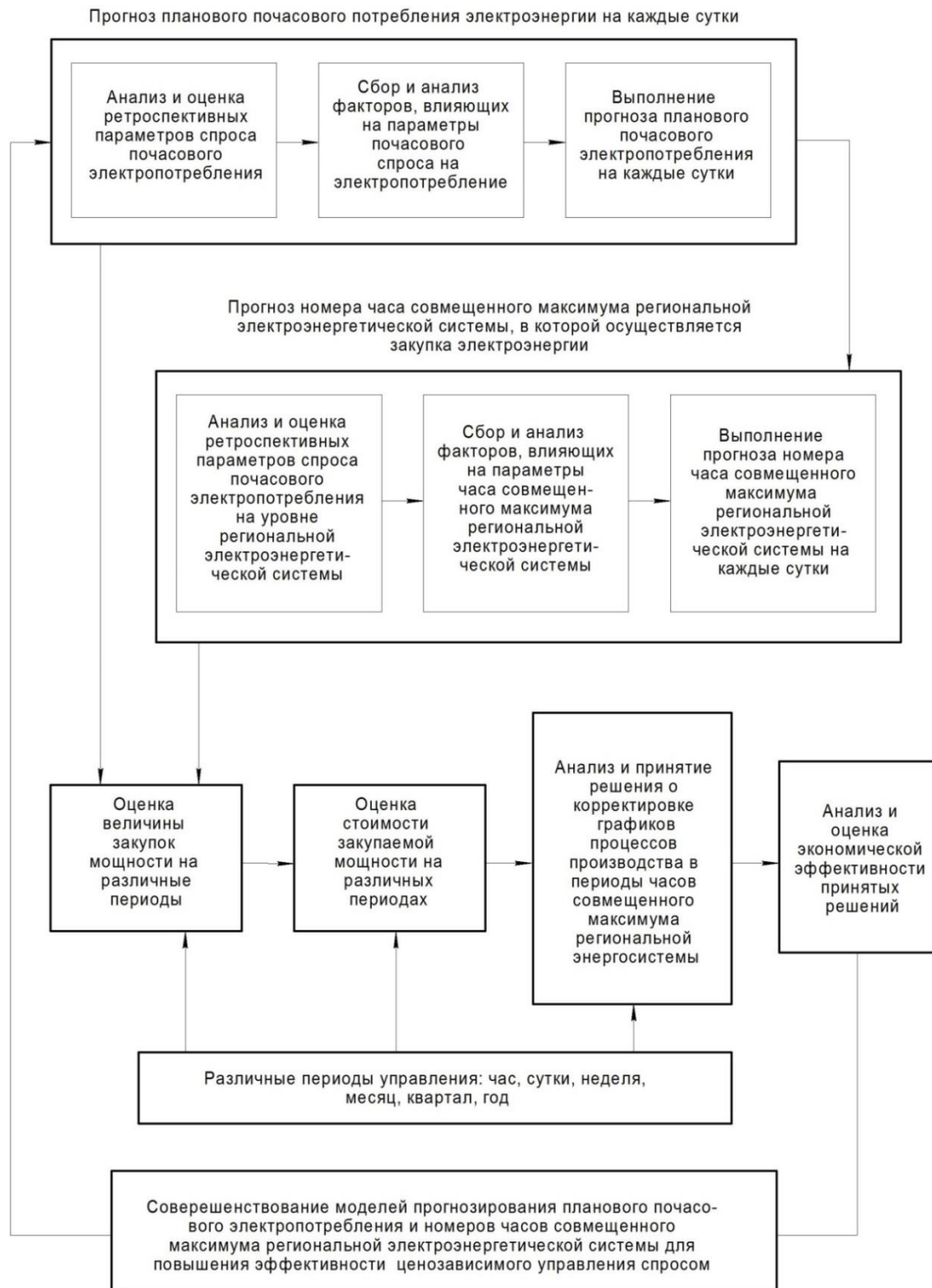


Рисунок 4.11 – Модель ценозависимого управления электропотреблением по критерию стоимости электрической мощности (разработано автором) [92]

На следующем этапе анализируются возможные сценарии корректировки графиков процессов производства промышленного предприятия в периоды максимума региональной энергосистемы с целью минимизации затрат,

выбирается наиболее приемлемый вариант и рассчитывается экономический эффект от внедрения организационных изменений.

Ключевым элементом представленной модели является блок прогноза номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы, в рамках которого осуществляется определение величины обязательств по оплате электрической мощности конкретного промышленного предприятия [21].

Таким образом, модель прогнозирования номера часа суточного максимума региональной энергосистемы должна учитывать индивидуальные особенности каждого региона. Для оценки уровня прогнозируемости часов максимума энергосистемы нами был проведен эмпирический анализ статистики номеров часов совмещенного максимума во всех регионах России за период 2014–2018 гг., который позволил констатировать наличие некоторой цикличности, характеристики которой, однако, индивидуальны в региональном разрезе.

Для оценки возможностей прогнозирования номера часа суточного максимума энергосистемы в регионах России нами было проведено исследование характера изменения часов совмещенного максимума региональных энергосистем, а именно:

а) степень цикличности изменения номеров часов совмещенного суточного максимума региональной электроэнергетической системы, отражающая повторяемость часов максимума в аналогичные сезоны календарного года;

б) степень волатильности часов совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы, отражающая разброс часов совмещенного максимума в рамках отдельных периодов прогнозирования.

Степень цикличности изменения номеров часов совмещенного суточного максимума региональной электроэнергетической системы была оценена на основе предложенного нами показателя «интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы» (4.11).

$$I_{\text{цикл}}^{\text{регион}} = \frac{\sum_1^n |N_{\text{max}}^{\text{сут.}X} - N_{\text{max}}^{\text{сут.}X-1}|}{n}, \quad (4.11)$$

где:  $N_{max}^{сут\_X}$  – номер часа совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы в сутки календарного года;

$N_{max}^{сут\_X-1}$  – номер часа совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы в сутки календарного года, предшествующие суткам, к которым относится номер часа  $N_{max}^{сут\_X}$ ;

$n$  – количество календарных дней в году, в рамках которого выполняется анализ (365 либо 366).

Разработанный интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы отражает степень повторяемости изменения номеров часов совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы между аналогичными периодами в рамках календарного года и рассчитывается на основе сравнения номеров часов суточных максимумов среди эквивалентных периодов нескольких лет. Чем выше величина показателя, тем ниже степень цикличности в рамках исследуемого периода и, как следствие, ниже уровень прогнозируемости номера часа максимума региональной энергосистемы.

На рисунке 4.12 представлены результаты расчета интегральных показателей цикличности региональной энергосистемы для регионов России за 2018 г. Так, например, для Республики Дагестан рассчитанный показатель цикличности за 2018 г. составляет 0,253, что свидетельствует о высокой степени совпадений номеров часа суточного максимума энергосистемы в аналогичные периоды различных лет, что позволяет с высокой степенью точности выполнять прогноз номера часа совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы в будущем.

В Новосибирской области значение интегрального показателя цикличности составляет 4,277, что соответствует низкой степени совпадений номеров часа суточного максимума энергосистемы по временным периодам, что существенно снижает возможность выполнения качественных прогнозов часа совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы.



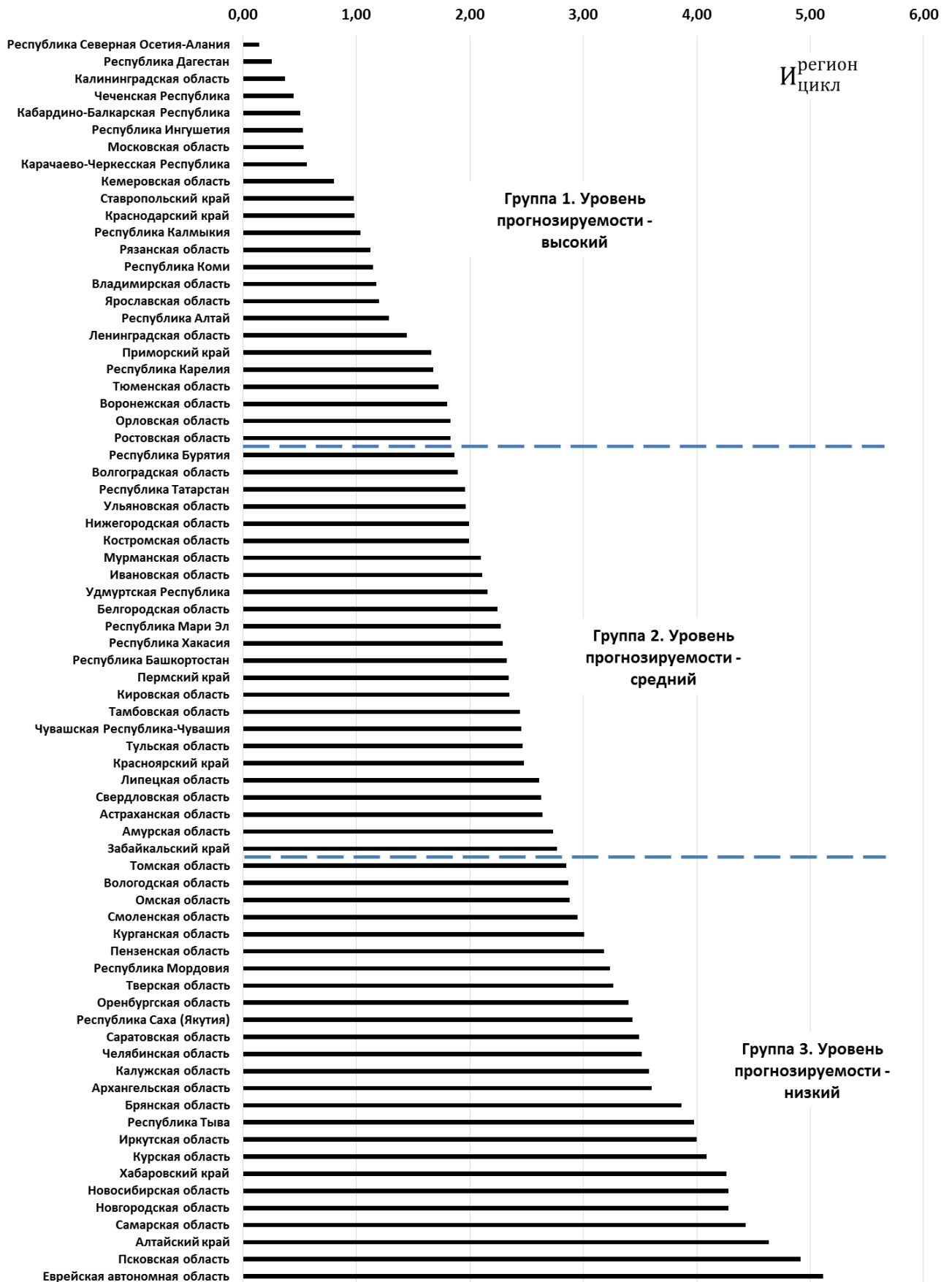


Рисунок 4.12 – Значения интегральных показателей цикличности региональной энергосистемы для регионов России за 2018 г. (разработано автором [92])

По результатам расчета интегрального показателя цикличности региональной энергосистемы все регионы России были разделены нами на 3 группы.

Первая группа – регионы с низким значением интегрального показателя цикличности региональной энергосистемы. У регионов данной группы степень прогнозируемости номера часа совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы высокая, что обеспечивает эффективность управления спросом по компоненту электрической мощности.

Вторая группа – регионы со средним значением интегрального показателя цикличности региональной энергосистемы. В рамках данной группы степень прогнозируемости номера часа совмещенного суточного максимума региональной энергосистемы средняя, и управление спросом по компоненту электрической мощности потенциально менее эффективно, чем в регионах первой группы.

Третья группа – регионы с высоким значением интегрального показателя цикличности, что соответствует низкой степени прогнозируемости номера часа суточного максимума региональной энергосистемы и низкой эффективности управления спросом на электропотребление по компоненту электрической мощности.

Степень волатильности часов совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы, отражающую разброс номеров часов совмещенного максимума в рамках отдельных периодов календарного года, нами предложено рассчитывать посредством разработанного показателя «интегральный показатель максимума энергосистемы» (4.12).

$$I_{max}^{\text{регион}} = \frac{\sum_1^{12} \overline{d_{\text{мес}}^{\text{рег}}}}{12}, \quad (4.12)$$

где:  $\overline{d_{\text{мес}}^{\text{рег}}}$  – величина среднего линейного отклонения номеров часов совмещенного максимума региональной энергосистемы в рамках календарного месяца.

Интегральный показатель максимума энергосистемы представляет собой среднее значение среднего линейного отклонения номеров часов суточного максимума региональной электроэнергетической системы за каждый календарный месяц в разрезе календарного года. Чем выше величина интегрального показателя максимума энергосистемы, тем выше волатильность часов максимума электроэнергетической системы региона и ниже степень его прогнозируемости.

Результат расчета интегральных показателей максимума энергосистемы за 2018 г., выполненный для регионов России, входящих в ценовые и неценовые зоны оптового рынка электроэнергии, позволил разделить все регионы на 3 группы, отличающиеся уровнем самого показателя и степенью прогнозируемости часов максимума региональной энергосистемы.

Таким образом, оба разработанных показателя: интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы и интегральный показатель максимума энергосистемы – отражают уровень прогнозируемости номера часа совмещенного суточного максимума региональной электроэнергетической системы. Соотношение проанализированных показателей для регионов России наглядно представлено на построенной карте прогнозируемости номера часа суточного максимума энергосистемы (рисунок 4.13).

По оси «абсцисс» регионы России расположены по значению интегрального показателя максимума энергосистемы, по оси «ординат» – по значению интегрального показателя цикличности. Визуальное представление регионов России по значениям двух предложенных нами показателей позволило провести их дифференциацию на три группы по уровню прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы.

В группу 1 выделены регионы с низкими значениями интегральных показателей цикличности и максимума энергосистемы. Регионы данной группы характеризуются высокой степенью прогнозируемости часов максимума региональной электроэнергетической системы, что позволяет качественно

снижать затраты на закуп электроэнергии посредством ценозависимого управления спросом по показателю стоимости электрической мощности.

В группу 2 выделены регионы со средними значениями показателей цикличности и максимума энергосистемы. Средний уровень прогнозируемости часов совмещенного максимума региональной электроэнергетической системы позволяет с относительно меньшей эффективностью снижать затраты на оплату электроэнергии посредством ценозависимого управления спросом по показателю стоимости электрической мощности.

В группу 3 выделены регионы со сравнительно высоким значением как интегрального показателя цикличности, так и интегрального показателя максимума энергосистемы. Регионы данной группы характеризуются относительно низким уровнем прогнозируемости часа максимума региональной электроэнергетической системы, что снижает вероятность эффективного ценозависимого электропотребления по показателю электрической мощности.

Разработанные показатели: «интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы» и «интегральный показатель максимума энергосистемы» – отражают степень прогнозируемости совмещенного часа суточного максимума региональной электроэнергетической системы и могут быть объединены в обобщающий показатель – «интегральный показатель прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы», который мы предлагаем рассчитывать по формуле (4.13).

$$I_{\text{прогн\_час}}^{\text{регион}} = I_{\text{цикл}}^{\text{регион } i} \times I_{\text{max}}^{\text{регион } i}, \quad (4.13)$$

где:  $I_{\text{цикл}}^{\text{регион } i}$  – значение интегрального показателя цикличности региональной энергосистемы регионов России;

$I_{\text{max}}^{\text{регион } i}$  – значение интегрального показателя максимума энергосистемы регионов России.

Разработанный показатель «интегральный показатель прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы» может быть

использован при оценке и совершенствовании методов и моделей ценозависимого электропотребления и при корректировке программ управления спросом на потребление электроэнергии на различных уровнях, в том числе на уровне промышленных потребителей.

При разработке программ управления спросом на уровне отдельных территорий или страны в целом, помимо уровня прогнозируемости номера часа максимума энергосистемы, целесообразно учитывать цены на электрическую мощность.

Цены на электрическую мощность подлежат ежемесячному изменению, при этом соотношения стоимости электрической мощности по регионам остаются практически неизменными. В связи с этим считаем, что целесообразно сравнивать цены на электрическую мощность по регионам с помощью относительного показателя коэффициента цены электрической мощности (4.14).

$$K_{\text{мес}}^{\text{М регион } i} = \frac{\overline{C_{\text{мес}}^{\text{М регион } i}}}{\overline{C_{\text{мес}}^{\text{М регион}}}}, \quad (4.14)$$

где:  $\overline{C_{\text{мес}}^{\text{М регион } i}}$  – среднегодовая величина тарифа на поставку электрической мощности в регионе  $i$ ;

$\overline{C_{\text{мес}}^{\text{М регион}}}$  – среднегодовая величины тарифа на поставку электрической мощности в России.

Результаты расчета показателей «интегральный показатель прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы» и «коэффициент цены электрической мощности» для регионов России и их группировка представлены в приложении Ц.

В рамках групп 1, 2 и 3 регионы распределены по значению интегрального показателя прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы, с выделением подгрупп в соответствии со значением показателя «коэффициент цены электрической мощности».



Рисунок 4.13 – Карта прогнозируемости номера часа суточного максимума энергосистемы в регионах России (разработано автором [92])

Используя группировку регионов по показателям уровня прогнозируемости и стоимости электрической мощности, можно сформировать ряд практических рекомендаций.

Для промышленных предприятий, входящих в региональную группу 1, прогноз номера часа суточного максимума региональной энергосистемы может быть осуществлен наиболее точно, что позволяет снизить риск ошибки при корректировке собственного графика электрической нагрузки. В целом регионы первой группы являются наиболее перспективными с точки зрения эффективности внедрения механизмов ценозависимого электропотребления и могут быть рекомендованы в качестве «пилотных» регионов при реализации государственных программ в этой сфере.

Для промышленных предприятий, входящих в региональную группу 2, значение интегрального показателя прогнозируемости номера часа совмещенного максимума региональной энергосистемы ниже по сравнению с регионами первой группы, что свидетельствует о снижении вероятности точного прогноза номера часа суточного максимума региональной энергосистемы. Однако высокий уровень коэффициента цены электрической мощности подтверждает целесообразность применения механизмов ценозависимого электропотребления в регионах данной группы с целью сокращения затрат промышленных предприятий на оплату электрической мощности и повышения энергетической эффективности. В связи с этим промышленным предприятиям, функционирующим в регионах группы 2, целесообразно использовать механизм ценозависимого электропотребления, уделяя особое внимание вопросу прогнозирования часа максимума региональной энергосистемы.

Для промышленных предприятий, осуществляющих свою деятельность в регионах третьей группы, применение ценозависимого управления затратами на оплату электрической мощности сопряжено с повышенными рисками обеспечения точности прогноза часа максимума энергосистемы и может быть рекомендовано только при тщательной оценке целесообразности принимаемых в

области управления спросом решений и приемлемого уровня потенциальных потерь в случае возникновения ошибок прогнозирования.

В таблице 4.4 представлены диапазоны потенциального эффекта от применения механизмов ценозависимого управления затратами по компоненту «электрическая мощность» для промышленных предприятий в разрезе выделенных групп регионов.

Таблица 4.4 – Эффект от применения механизмов ценозависимого управления затратами по компоненту электрической мощности (разработано автором) [92]

Группы	Подгруппы	Вероятность точности прогноза (%)	Процент снижения затрат на электропотребление для промышленных предприятий (%)
Группа 1	Подгруппа 1.1	90–95	5–20
	Подгруппа 1.2		5–15
Группа 2	Подгруппа 2.1	70–89	5,4–8,5
	Подгруппа 2.2		3,3–5,4
Группа 3	Подгруппа 3.1	50–69	5,4–8,5
	Подгруппа 3.2		3,3–5,4

Таким образом, разработанная модель ценозависимого управления затратами на оплату электрической мощности и группировка регионов по уровням прогнозируемости часа максимума региональных энергосистем могут использоваться отечественными промышленными предприятиями при управлении собственными затратами на оплату компонента электрической мощности с целью сокращения общих расходов на электропотребление, и, кроме того, результаты проведенных эмпирических исследований могут быть учтены как на государственном, так и на региональном уровне при разработке и совершенствовании программ управления комплексным спросом на электропотребление на уровне промышленных предприятий и ЕЭС России.



### **4.3. Методическое обеспечение выбора промышленным предприятием критериев и тарифов на оплату электроэнергии и природного газа**

Изменение спроса на потребление электроэнергии и природного газа на основе разработанной методологии и механизма управления комплексным спросом на уровне региональных и объединенных энергетических систем, а также Единой энергетической системы и Единой системы газоснабжения России осуществляется на основе изменения индивидуальных графиков спроса на потребление энергоресурсов промышленных предприятий. Промышленные потребители электроэнергии и природного газа выполняют ценозависимое управление конфигурацией собственных графиков спроса на потребление энергоресурсов на основе реакции на внешние ценовые стимулирующие воздействия, формируемые со стороны среды оптового и розничного рынков электроэнергии, механизмов поставок природного газа в рамках договоров с региональными поставщиками, а также контрактов на поставку газа с товарно-сырьевой биржи. Внешние ценовые стимулы для управления спросом для промышленных предприятий транслируются через ценовые сигналы на поставляемую электроэнергию и природный газ. В связи с этим актуальной остается задача выбора наиболее эффективного варианта тарифа на оплату электроэнергии и природного газа промышленными потребителями с целью наиболее эффективного сокращения собственных затрат на энергоресурсы и управления спросом на уровне энергосистемы страны в целом, решению которой посвящен данный параграф.

Отдельные тарифы как совокупность условий оплаты энергоресурсов обуславливают разную возможность управления собственными графиками спроса на энергоресурсы для промышленных потребителей. Выявленные примеры элементов управления спросом, действующих в рамках современных тарифов оптового и розничного рынков электроэнергии России, представлены в приложении Ч.

Особенности действующих конфигураций тарифов на отпускаемую электроэнергию и природный газ для промышленных предприятий учитывают следующий ряд факторов, связанных с волатильностью спроса на их потребление [84]:

- ✓ тарифы позволяют учитывать разнообразие характеристик волатильности спроса на потребление энергоресурсов для различных промышленных предприятий;
- ✓ учитывают неравные возможности регулирования собственного спроса на потребление энергоресурсов различными типами промышленных предприятий;
- ✓ позволяют участвовать в выравнивании спроса на уровне энергосистемы как в незначительном диапазоне, так и в результате полного снижения нагрузки;
- ✓ позволяют пропорционально увеличивать эффект от управления спросом вследствие увеличения диапазонов и глубины выравнивания спроса на потребление энергоресурсов;
- ✓ поощряют промышленные предприятия за выполнение гибкого управления спросом в зависимости от изменения конфигурации волатильности спроса на уровне энергосистем;
- ✓ учитывают возможные изменения характеристик спроса промышленных предприятий с течением времени;
- ✓ учитывают разнообразие часовых поясов, в которых действуют промышленные предприятия.

При этом, по нашему мнению, действующие тарифы на поставку энергоресурсов не учитывают особенности изменения спроса, связанные со следующими факторами:

- ✓ вынужденное сезонное изменение спроса на потребление энергоресурсов как в величине, так и в изменении конфигурации графиков спроса для некоторых типов промышленных предприятий;
- ✓ отсутствие поощрения стабильности диапазонов формирования спроса по показателям ( $Var$ ,  $P_{max}$  и пр.);

✓ отсутствие прямых поощрений промышленных предприятий за непреднамеренное выравнивание собственных графиков спроса либо снижение спроса от базовых договорных значений;

✓ отсутствие возможности распределения различных типов тарифов по категориям энергоприемников, отличающимся по характеристикам спроса и степени возможности управления спросом, для конкретного промышленного предприятия;

✓ не учитывается возможность ошибок в прогнозировании параметров спроса на потребление энергоресурсов промышленных предприятий в процессе управления спросом.

Характеристики волатильности потребления энергоресурсов у различных типов промышленных предприятий могут существенно различаться, что обуславливает неоднозначность выбора наиболее оптимального варианта тарифа для оплаты энергоресурсов.

Проведенное исследование действующих конфигураций тарифов на поставку электроэнергии в рамках розничного рынка электроэнергии России позволило выявить, что для промышленных потребителей, не относящихся к категории населения, и приравненных к ним категорий потребителей, тарифы разделяются на 6 типов, называемых «ценовые категории». Для потребителей электроэнергии, параметры максимальной мощности энергопринимающих устройств которых составляют менее 670 кВт, определены ценовые категории «I» и «II», по которым возможны расчеты по приборам коммерческого учета электроэнергии без возможности снятия почасового профиля нагрузок. Для промышленных потребителей электроэнергии с максимальной мощностью энергопринимающих устройств свыше 670 кВт определены ценовые категории «III – VI», расчеты в рамках которых возможны только с применением приборов учета, способных к снятию почасовых профилей нагрузки. При этом, согласно правилам розничного рынка электроэнергии России, потребители с максимальной мощностью энергопринимающих устройств до 670 кВт при установке прибора коммерческого учета электроэнергии, способного выполнять измерение почасовых данных

электропотребления, также могут выполнять расчет по тарифным категориям с применением почасового профиля нагрузки «III – VI».

Для промышленных предприятий, закупающих электроэнергию на оптовом рынке, действуют два варианта тарифов – одноставочные (1 ст.) и двухставочные (2 ст.) на передачу электроэнергии.

Для промышленных предприятий, рассчитывающихся по «I» ценовой категории, действуют одноставочные тарифы, при расчетах по которым общая стоимость электроэнергии не зависит от характеристики графика электрической нагрузки (4.15).

$$S_{\text{мес}}^{I \text{ ЦК}} = \sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t \times T_{I \text{ ЦК}}, \quad (4.15)$$

где:  $S_{\text{мес}}^{I \text{ ЦК}}$  – месячная стоимость электроэнергии, рассчитываемая по первой ценовой категории (руб.);

$W_t$  – почасовые данные электропотребления потребителя (кВтч);

$T_{I \text{ ЦК}}$  – одноставочный тариф на поставку электроэнергии для потребителей, рассчитывающихся по «I» ценовой категории (руб./кВтч).

Для потребителей электроэнергии, выбравших для расчетов «II» ценовую категорию, действуют категории тарифов, которые были разработаны специально для стимулирования потребителей к перераспределению собственных графиков электрических нагрузок с дневных периодов на ночные – «дифференцированные по зонам суток», которые также называют «зонные тарифы». Зонные тарифы на электроэнергию представляют собой тарифы, дифференцированные по времени суток, в рамках которых действуют различные цены на отпускаемую электроэнергию. Для расчетов за электроэнергию в рамках зонных тарифов потребителям требуется применять почасовые приборы учета электроэнергии либо приборы учета, способные измерять параметры электропотребления в рамках заданных интервалов [1]. Интервалы тарифных зон суток для различных территорий России ежегодно утверждаются Федеральной антимонопольной службой и дифференцируются как в рамках различных территорий, так и в разрезе сезонов года, как это представлено на рисунке 4.14.

ОЭС Центра												ОЭС Сибири													
	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь		январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	2	2	3	3	3	3	
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
7	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	
8	3	3	3	3	3	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	
9	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	2	2	2	2	2	
10	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	
11	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	
12	3	2	3	3	3	3	3	3	2	3	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	
13	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	
14	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	
15	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	2	2	3	3	3	3	3	3	3	
16	3	2	2	2	2	2	2	3	2	2	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	
17	3	3	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	
18	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
19	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
20	3	3	3	3	2	2	2	2	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
21	2	3	3	3	2	2	2	2	3	3	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
22	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
23	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	

1 Ночная зона   
2 Полупиковая зона   
3 Пиковая зона

Рисунок 4.14 – Интервалы тарифных зон суток для ОЭС Центра и ОЭС Сибири, утвержденных на 2019 г. (время московское) [2] (систематизировано автором)

Таким образом, интервалы тарифных зон суток делятся на «ночные», «полупиковые» и «пиковые». Для каждого интервала тарифных зон устанавливается отдельный тариф. Также, согласно правилам розничного рынка электроэнергии, в рамках зонных тарифов тарифные варианты могут быть «трёхзонные» и «двухзонные». В рамках двухзонных интервалов производится объединение «пикового» и «полупикового» периодов в единую «дневную» зону.

Примеры тарифов на поставляемую электроэнергию для трехзонных и двухзонных вариантов для потребителей Южного федерального округа за январь 2019 г. представлены на рисунке 4.15 (уровень расчетного напряжения по оплате услуги по передаче электроэнергии – НН, максимальная мощность энергопринимающих устройств – до 670 кВА). Видно, что для пиковой зоны суток тарифы на поставляемую электроэнергию существенно выше тарифов для периодов полупиковой либо ночной зоны. Для примера, для Краснодарского края

тариф в пиковой зоне составляет 13,7 руб./кВтч, в полупиковой – 7,79 руб./кВтч, а в ночной зоне тариф на поставку электроэнергии более, чем в 2 раза ниже тарифа в пиковой зоне, и составляет 6,12 руб./кВтч.

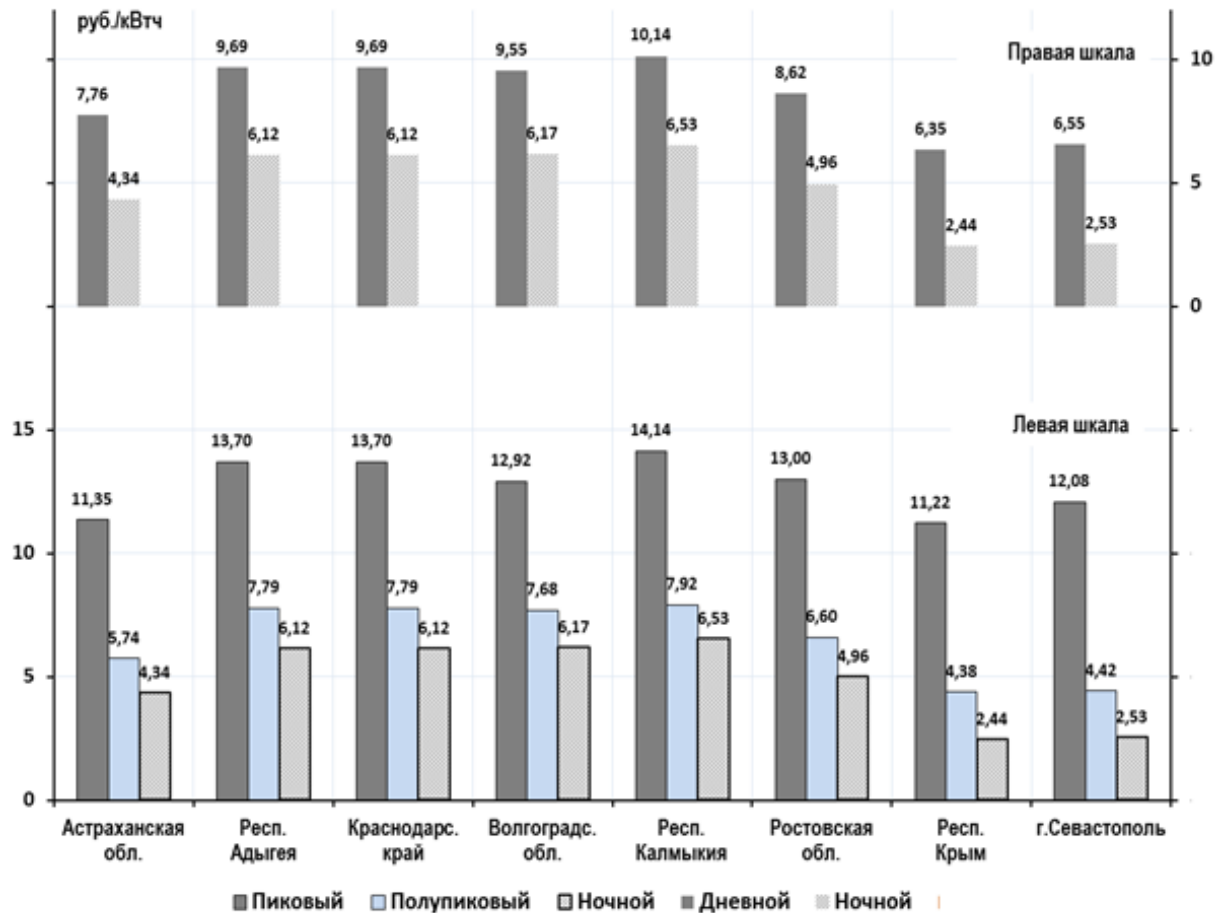


Рисунок 4.15 – Тарифы на электроэнергию для трехзонных и двухзонных вариантов для потребителей ЮФО за январь 2019 г. (систематизировано автором)

Для «двухзонных тарифов» различие между «ночной» и «дневной» зоной ниже, чем в вариантах трехзонных тарифов. Тарифы в ночной зоне являются эквивалентными вариантам трехзонных тарифов, а тарифы «дневной» зоны в среднем на 60% превышают значения ночных периодов. Например, в Краснодарском крае тариф на закуп электроэнергии в ночное время составляет 6,12 руб./кВтч, а в дневные часы – 9,69 руб./кВтч. В региональном разрезе параметры тарифов в рамках интервалов зон суток не одинаковы и зависят от

структуры цен на поставку электроэнергии в рамках региональных оптовых рынков электроэнергии.

Расчет стоимости электроэнергии по трехзонным тарифам производится по формуле (4.16). Расчет стоимости электроэнергии по двухзонным тарифам производится по формуле (4.17). Расчет среднего тарифа на закуп электроэнергии по зонным тарифам производится по формуле (4.18).

$$S_{\text{мес}}^{\text{II ЦК 3 зон}} = \left( \sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{пик}} \times T_{\text{пик}} \right) + \left( \sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{полуп}} \times T_{\text{полуп}} \right) + \left( \sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{ночь}} \times T_{\text{ночь}} \right), \quad (4.16)$$

где:  $S_{\text{мес}}^{\text{II ЦК 3 зон}}$  – месячная стоимость электроэнергии по трехзонному тарифу второй ценовой категории (руб.);

$W_t^{\text{пик}}$  – объем электропотребления в рамках каждого интервала тарифных зон суток (кВтч). В рамках каждой составляющей формулы индекс обозначает наименование тарифной зоны суток: «пик» – пиковая, «полуп» – полупиковая, «ночь» – ночная;

$T_{\text{пик}}$  – тариф на электроэнергию для каждого интервала тарифных зон суток (руб/кВтч). В рамках каждой составляющей формулы индекс обозначает наименование тарифной зоны суток: «пик» – пиковая, «полуп» – полупиковая, «ночь» – ночная.

$$S_{\text{мес}}^{\text{II ЦК 2 зон}} = \left( \sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{день}} \times T_{\text{день}} \right) + \left( \sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{ночь}} \times T_{\text{ночь}} \right), \quad (4.17)$$

где:  $S_{\text{мес}}^{\text{II ЦК 2 зон}}$  – месячная стоимость электроэнергии по двухзонному тарифу второй ценовой категории (руб.);

$W_t^{\text{день}}$  – объем электропотребления в рамках каждого интервала тарифных зон суток (кВтч). В рамках каждой составляющей формулы индекс обозначает наименование тарифной зоны суток: «день» – дневная, «ночь» – ночная;

$T_{\text{день}}$  – тариф на электроэнергию для каждого интервала тарифных зон суток (руб/кВтч). В рамках каждой составляющей формулы индекс обозначает наименование тарифной зоны суток: «день» – дневная, «ночь» – ночная.

Средний тариф на закуп электроэнергии по трехзонному либо двухзонному тарифу рассчитывается по формуле (4.18).

$$T_{\text{мес}}^{\text{зонн}} = S_{\text{мес}}^{\text{II ЦК зон}} / W_t^{\text{мес}}, \quad (4.18)$$

где:  $T_{\text{мес}}^{\text{II ЦК зон}}$  – средний тариф на закуп электроэнергии по трехзонному либо двухзонному тарифу (руб/кВтч);

$S_{\text{мес}}^{\text{II ЦК зон}}$  – месячная стоимость электроэнергии по трехзонному либо двухзонному тарифу (руб.);

$W_t^{\text{мес}}$  – месячный объем потребления электроэнергии потребителем (кВтч).

По нашему мнению, зонные тарифы являются эффективным инструментом управления спросом на электроэнергию для небольших промышленных предприятий России, т. к. интервалы управления спросом известны заранее, расчет экономического эффекта от снижения графика электропотребления является относительно простым, и принципы ценообразования накупаемую электроэнергию при расчетах по зонным тарифам являются прозрачными и понятными промышленным предприятиям.

Для оценки эффективности применения «II» ценовой категории для промышленных предприятий мы предлагаем использовать показатель «коэффициент зонной дифференциации нагрузки», который для трехзонных тарифов  $K_{\text{мес}}^3 \text{ зонн}$  и для двухзонных тарифов  $K_{\text{мес}}^2 \text{ зонн}$  рассчитывается на основе формул (4.19) и (4.20) соответственно.

Если показатели  $K_{\text{мес}}^3 \text{ зонн}$  либо  $K_{\text{мес}}^2 \text{ зонн}$  для промышленного предприятия оказываются выше «0», то тариф на закуп электроэнергии по «II» ценовой категории ниже среднего тарифа по данной ценовой категории, и наоборот.

При этом оценку эффективности применения «II» ценовой категории следует выполнять на основе сравнения средних тарифов закупа электроэнергии по «II» ценовой категории со средними тарифами закупа электроэнергии,



рассчитываемыми в рамках других ценовых категорий, действующих на рынке электроэнергии, в пользу наименьшего.

$$K_{\text{мес}}^3 \text{ зонн} = \left[ \frac{\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{пик}}}{\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{полуп}}} - \frac{T_{\text{пик}}}{T_{\text{полуп}}} \right] + \left[ \frac{\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{пик}}}{\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{ночь}}} - \frac{T_{\text{пик}}}{T_{\text{ночь}}} \right]. \quad (4.19)$$

$$K_{\text{мес}}^2 \text{ зонн} = \left[ \frac{\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{ночь}}}{\sum_{n=1}^{\text{мес}} W_t^{\text{день}}} - \frac{T_{\text{день}}}{T_{\text{ночь}}} \right]. \quad (4.20)$$

Тарифные категории «III – VI» являются наиболее распространенными на розничном рынке электроэнергии России и используемыми большинством промышленных предприятий. Данные тарифы рассчитываются на основе индивидуального почасового графика спроса на электроэнергию каждого закупающего электроэнергию промышленного предприятия.

Расчет стоимости электроэнергии на розничном рынке по «III» и «IV» ценовым категориям производится на основе формулы (4.21).

$$S_{\text{мес}}^{\text{III,IV ЦК}} = SW + SP + СП. \quad (4.21)$$

Составляющая  $SW$  рассчитывается на основе формулы (1.3) параграфа 1.3, компонент  $SP$  рассчитывается на основе формулы (1.4) параграфа 1.3.

При этом для «III» ценовой категории составляющая  $СП$  рассчитывается по формуле (4.22). Для «IV» ценовой категории составляющая  $СП$  рассчитывается по формуле (1.7) параграфа 1.3.

$$СП = T_m^{\text{Одностав}} \times \sum_m W_t^{\text{мес}}, \quad (4.22)$$

где:  $T_m^{\text{Одностав}}$  – одноставочный тариф на передачу электрической энергии (руб./кВтч).

Таким образом, для закупа электроэнергии в рамках варианта «III» ценовой категории отсутствует возможность ценозависимого управления затратами на закуп электроэнергии по компоненту стоимости услуг по передаче электроэнергии, что существенно ограничивает возможности управления затратами на закупку электроэнергии для промышленных предприятий. При

закупе электроэнергии по «IV» ценовой категории ценозависимое управление электропотреблением по компоненту услуг по передаче электроэнергии возможно и целесообразно к использованию.

Целесообразность управления величиной оплаты услуг по передаче электроэнергии посредством ценозависимого управления электропотреблением объясняется рядом причин:

1) высокая доля составляющей услуг по передаче электроэнергии в структуре конечного тарифа на ее оплату. Услуга по передаче электроэнергии оплачивается на основе регулируемых тарифов, ежегодно утверждаемых региональными органами исполнительной власти. При этом доля затрат на услуги по передаче электроэнергии в составе конечных тарифов для промышленных потребителей России в зависимости от региона потребления электроэнергии и группы промышленных предприятий в среднем составляет от 30% до 60%;

2) оплата услуг по передаче электроэнергии производится всеми категориями промышленных предприятий России;

3) универсальность механизма определения величины оплаты за услуги по передаче электроэнергии для всех категорий промышленных потребителей;

4) возможность планирования интервалов времени для ценозависимого управления электропотреблением в рамках данного компонента;

5) наличие резерва снижения затрат на оплату услуг по передаче посредством ценозависимого управления электропотреблением и возможность получения синергетического эффекта в виде одновременного сокращения других компонентов затрат на электропотребление при управлении стоимостью услуг по передаче.

Тарифы на оказание услуг по передаче электроэнергии утверждаются для каждого региона России и дифференцируются по уровням питаемого напряжения: высокое напряжение (ВН) 110 кВ и выше, среднее первое напряжение (СН1) 35 кВ, среднее второе напряжение (СН2) 20 – 1 кВ, низкое напряжение (НН) 0,4 кВ и ниже. При этом тариф на передачу электроэнергии для каждого уровня напряжения обратно пропорционален уровню напряжения (рисунок 4.16). Как

следует из диаграммы, при снижении расчетного уровня питаемого напряжения величины составляющих тарифа на оплату компонента электрической энергии и электрической мощности остаются неизменными, а величина тарифа на передачу электроэнергии увеличивается обратно пропорционально снижению уровня напряжения. Так, при уровне напряжения ВН доля затрат на оплату услуг по передаче электроэнергии промышленного предприятия составляет 36%, а для уровня напряжения НН – 51%. Это объясняется тем, что удельные затраты на обслуживание высоковольтных электрических сетей ниже, чем затраты на обслуживание сетей с более низким классом напряжения.

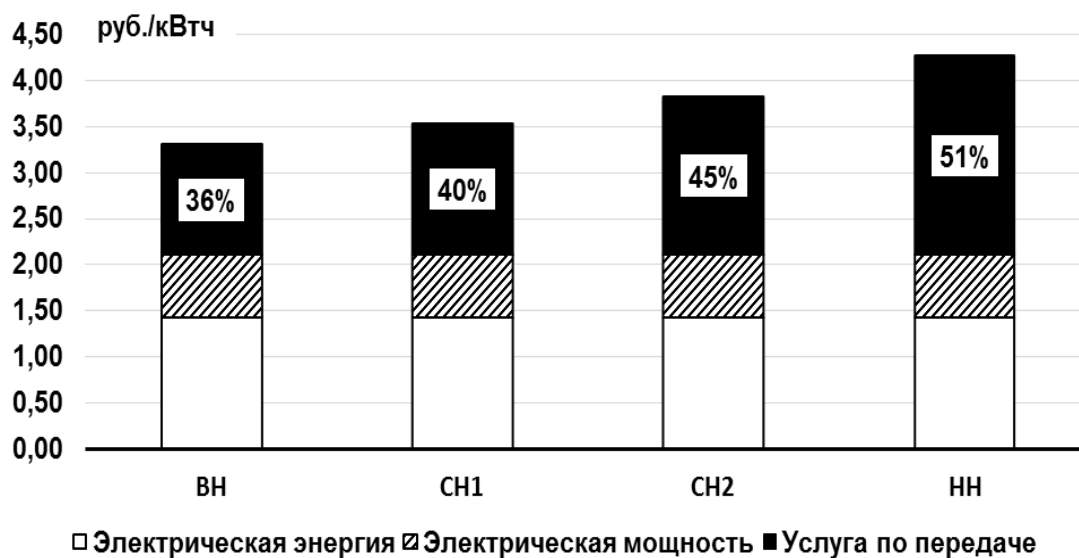


Рисунок 4.16 – Структура тарифа на электроэнергию для промышленных предприятий по уровням питаемого напряжения (систематизировано автором)

Промышленные предприятия могут самостоятельно выбирать категорию тарифа на передачу электроэнергии – одноставочный (4.22) либо двухставочный (1.7). Выбор категории тарифа зависит от расчётных параметров наиболее выгодного варианта для индивидуального графика спроса на электропотребление каждого промышленного предприятия, который может зависеть от региона закупа электроэнергии, отраслевой принадлежности промышленного предприятия и характера графиков процессов производства. Если характер графика спроса на электропотребление у промышленного предприятия имеет волатильный характер

и высокий показатель  $V\Pi2_m$ , то наиболее выгодным тарифом для оплаты услуг по передаче электроэнергии является одноставочный. В случае если промышленное предприятие имеет возможность управления собственным спросом на электропотребление и величину  $V\Pi2_m$ , то при оплате стоимости услуг по передаче электроэнергии по двухставочному тарифу затраты на закуп электроэнергии будут выгоднее, чем по варианту одноставочного тарифа.

Проведенное нами эмпирическое исследование тарифов на передачу электрической энергии, результаты которого подробно описаны в [10], позволило констатировать, что для разных регионов России эффективность применения одноставочных либо двухставочных тарифов для промышленных предприятий, имеющих эквивалентную конфигурацию графиков электропотребления, является различной. Таким образом, эффективность ценозависимого управления затратами на оплату услуг по передаче электроэнергии, выражаемая в сокращении затрат на оплату этого компонента, существенно варьируется в зависимости от региона функционирования промышленного предприятия. На величину эффекта от ценозависимого потребления электроэнергии по показателю стоимости услуг по передаче электроэнергии влияют такие факторы, как величина и структура одноставочного тарифа на передачу электроэнергии ( $T_m^{\text{Одностав}}$ ), ставка оплаты за содержание электрических сетей ( $T_m^{\text{Содерж}}$ ), ставка оплаты технологического расхода (потерь) в электрических сетях ( $T_m^{\text{Техн-расход}}$ ), которые характеризуются высокой степенью индивидуальности в региональном разрезе.

Для сравнительной оценки региональных характеристик тарифов на передачу электроэнергии, стимулирующих промышленные предприятия к ценозависимому управлению спросом на электропотребление, нами был разработан показатель «интегральный коэффициент тарифа на передачу электроэнергии» (4.23), результаты расчета которого для регионов России, входящих в ценовые зоны оптового рынка электроэнергии за период 2016 г., представлены на рисунке 4.17.

$$\text{ИК}_{\text{ТП}}^{\text{регион-}i} = \sum_{\text{NU}} (K_{\text{ТП\_NU}}^{\text{регион-}i} + V_{\text{NU}}^{\text{регион-}i}), \quad (4.23)$$

где:  $K_{ТП\_NU}^{\text{регион}_i}$  – коэффициент тарифа на передачу электроэнергии для отдельного уровня напряжения в регионе, который рассчитывается на основе формулы (4.24);

$V_{NU}^{\text{регион}_i}$  – весовой коэффициент доли потребления электроэнергии в регионе для отдельного уровня напряжения [10].

$$K_{ТП\_NU}^{\text{регион}_i} = T_m^{\text{Одностав}} - [T_m^{\text{Содерж}}/744 + T_m^{\text{Техн\_расход}}] \quad (4.24)$$

Значение «744» в формуле (4.24) отражает количество часов в расчетном месяце.  $K_{ТП}^{\text{регион}_i}$  рассчитывается как разница между одноставочным и двухставочным тарифами на передачу электроэнергии при графике электропотребления, имеющем постоянную почасовую величину спроса на электропотребление, измеряемую в руб./кВтч.

Чем выше величина коэффициента тарифа на передачу электроэнергии, тем больший экономический эффект получает промышленное предприятие от ценозависимого управления графиком спроса на электропотребление по данному компоненту.

Разработанный показатель  $K_{ТП}^{\text{регион}_i}$  отражает эффективность применения тарифа на передачу электроэнергии в качестве инструмента ценозависимого управления электропотреблением и может быть использован промышленными предприятиями при оценке целесообразности внедрения механизмов управления комплексным спросом и выборе оптимального тарифа оплаты энергоресурсов в регионе функционирования предприятия.

Расчет стоимости электроэнергии по «V» и «VI» ценовым категориям производится на основе формулы (4.25).

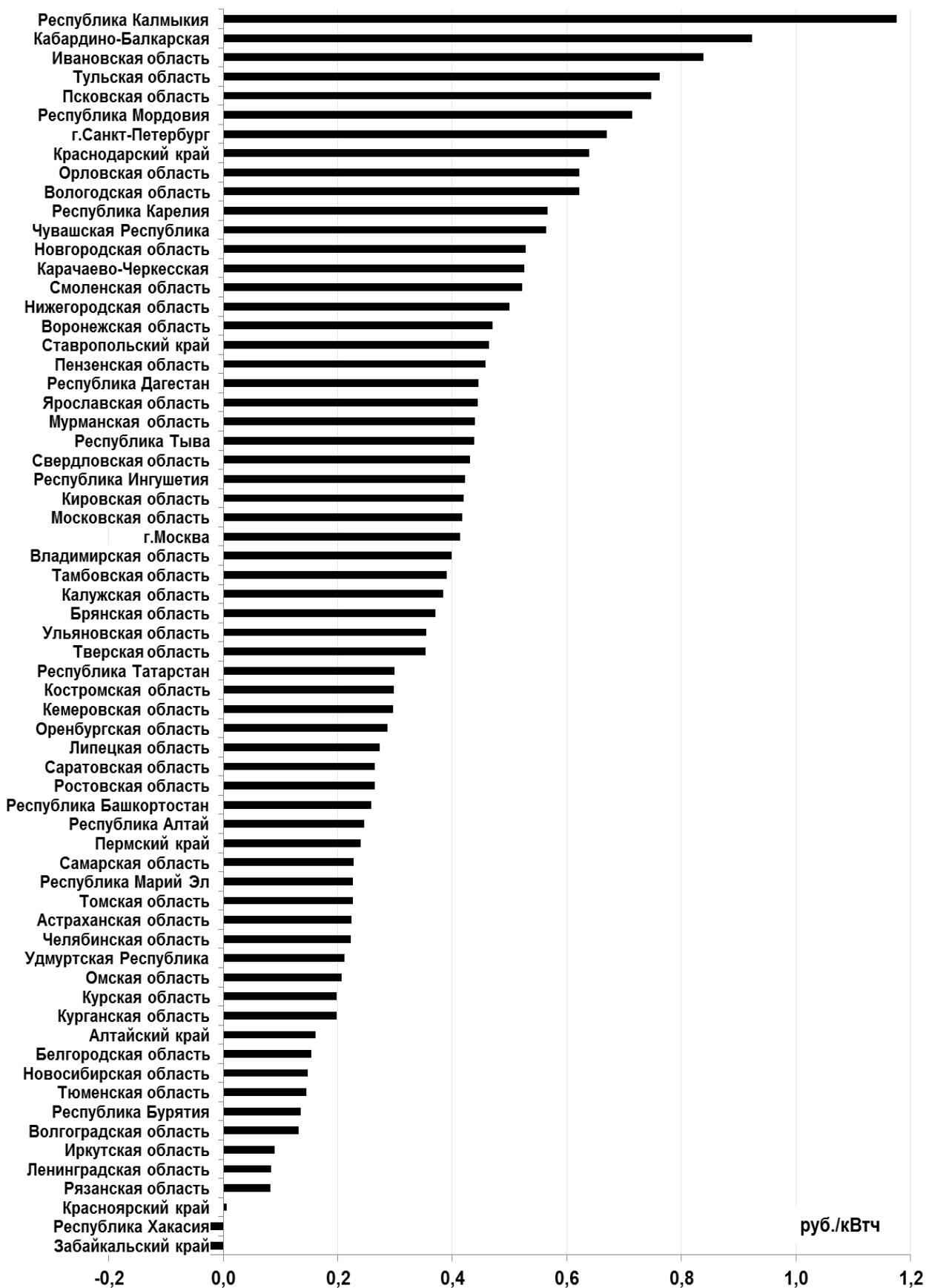


Рисунок 4.17 – Интегральные коэффициенты тарифа на передачу электроэнергии для регионов России за 2016 г. (разработано автором)

$$S_{\text{мес}}^{V, VI \text{ ЦК}} = SW + SP + SP + SBR, \quad (4.25)$$

где: SBR – стоимость закупа электроэнергии в рамках балансирующего рынка, сформированная в результате несовпадений почасовых плановых и фактических параметров электропотребления промышленного предприятия (руб.).

Расчеты стоимости электроэнергии по «III» и «V», а также «IV» и «VI» ценовым категориям являются эквивалентными, за исключением того, что в составе «V» и «VI» ценовых категорий выделена составляющая SBR, отражающая стоимость закупа электроэнергии в рамках балансирующего рынка и транслируемая на промышленные предприятия (4.26).

$$SBR_{\text{мес}} = \sum_{n=1}^{\text{мес}} \left( |W_t^{\text{факт}} - W_t^{\text{план}}| \times \text{ЦБР}_t \right), \quad (4.26)$$

где:  $W_t^{\text{факт}}$  – почасовые значения фактического электропотребления отдельного потребителя электроэнергии (кВтч);

$W_t^{\text{план}}$  – плановые значения фактического электропотребления отдельного потребителя электроэнергии (кВтч);

$\text{ЦБР}_t$  – цена поставки электроэнергии в рамках балансирующего рынка (руб./кВтч).

Таким образом, расчеты по «V» и «VI» ценовым категориям производятся промышленными потребителями розничного рынка электроэнергии при выполнении ежесуточных прогнозов собственного планового почасового электропотребления на сутки вперед. Как уже отмечалось выше, планирование собственного почасового потребления электрической энергии промышленными предприятиями повышает качество управления спросом на электропотребление на уровне энергосистем по нескольким причинам. В первую очередь при планировании почасового потребления промышленными предприятиями и передаче планов операторам рынка энергосистем снижается необходимый горячий резерв, формируемый на случай резкого изменения нагрузки со стороны энергосистемы. Также при планировании собственного почасового

электропотребления промышленные предприятия начинают отслеживать внутренние факторы, влияющие на внезапные изменения нагрузки, и начинают управлять собственным спросом для обеспечения синхронизации плановых и фактических почасовых значений электропотребления.

В случае закупа электроэнергии на розничном рынке электроэнергии составляющая  $ЦБР_t$  транслируется промышленным предприятиям, будучи сформированной для гарантирующего поставщика, закупающего электроэнергию на оптовом рынке, поэтому промышленные предприятия не имеют возможности управлять ценой балансирующего рынка электроэнергии, оплачиваемой за отклонения.

При этом проведенное исследование механизмов ценообразования на балансирующем рынке позволило выявить, что при закупе электроэнергии на оптовом рынке промышленные предприятия оплачивают электроэнергию, сформированную на основе формулы (4.23), при этом составляющая стоимости  $ЦБР_t$  формируется в рамках оптового рынка. При закупе электроэнергии на оптовом рынке напрямую промышленные предприятия могут управлять ценами оплаты штрафов на балансирующем рынке электроэнергии посредством управления направлениями почасовых отклонений между плановыми и фактическими почасовыми параметрами электропотребления [4].

Цены балансирующего рынка формируются на основании рыночных кривых предложения заявок генераторов и изменений спроса со стороны энергосистемы. Если фактическое электропотребление энергосистемой превысило план (дисбаланс в сторону дефицита предложения), то системный оператор поочередно загружает электростанции, начиная с самой «дешевой». Цена балансирующего рынка в данном случае будет определена по цене заявки генератора, чья ступень оказалась на пересечении объема потребителей (рисунок 4.18).

Обратная ситуация: если фактическое электропотребление энергосистемой оказалось ниже плана (дисбаланс в сторону избытка предложения), то системный оператор поочередно снижает нагрузку электростанций, начиная с самой «дорогой» [85]. Цена балансирующего рынка в данном случае будет определена



по цене заявки генератора, чья ступень оказалась на пересечении объема потребителей.

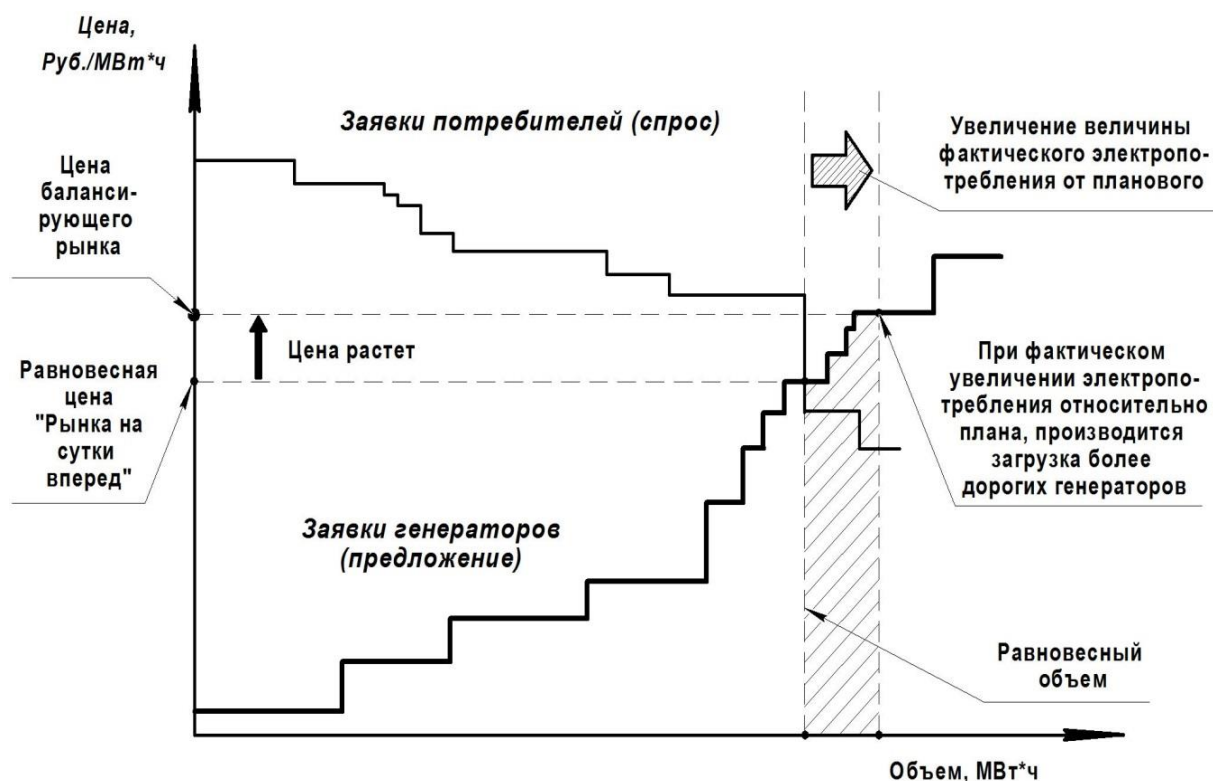


Рисунок 4.18 – Формирование цены балансирующего рынка при превышении фактического потребления энергосистемой над планом (составлено автором) [5]

Таким образом, при отклонении фактического электропотребления от планового вверх промышленные предприятия приобретают объем отклонений по завышенным ценам (по сравнению с ценами рынка на сутки вперед). В обратном случае, при отклонении фактического электропотребления вниз от планового, промышленное предприятие продает отклонения по цене ниже, чем та цена, по которой электроэнергия была приобретена на рынке на сутки вперед. Разница между ценами рынка на сутки вперед и балансирующего рынка в различные часы существенно изменяется, имея различные комбинации и величины соотношений. Пример почасовых соотношений цен балансирующего рынка и рынка на сутки вперед в различные сутки представлен на рисунке 4.19.

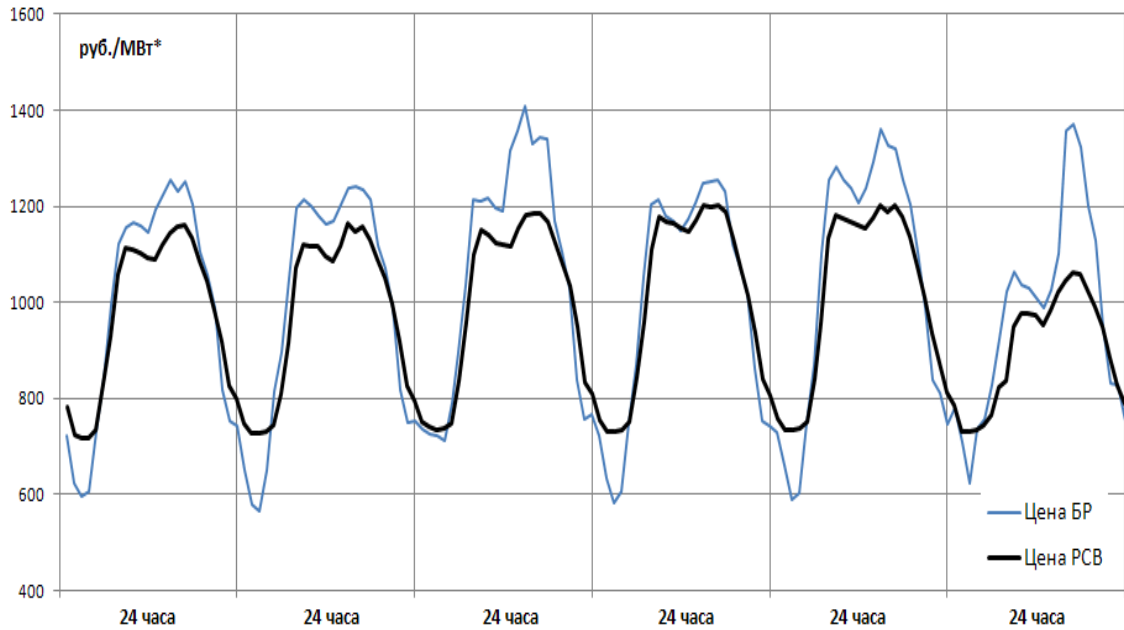


Рисунок 4.19 – Пример почасовых соотношений цен балансирующего рынка и рынка на сутки вперед в различные сутки (систематизировано автором)

Почасовые цены, по которым производятся покупка и продажа отклонений на балансирующем рынке, формируются из соотношения двух ценовых индикаторов – цен рынка на сутки вперед и цен балансирующего рынка (4.27, 4.28).

Цена покупки отклонений  $SBR^{пок}$  (4.27):

$$SBR^{пок} = \max[Ц_{РСВ}; Ц_{БР}], \quad (4.27)$$

цена продажи отклонений  $SBR^{прод}$  (4.28):

$$SBR^{прод} = \min[Ц_{РСВ}; Ц_{БР}], \quad (4.28)$$

где:  $Ц_{РСВ}$  – Цена рынка на сутки вперед;

$Ц_{БР}$  – Цена балансирующего рынка.

На основе выполненного нами исследования различных комбинаций формирования цен балансирующего рынка электроэнергии, а также вариантов направлений отклонений фактических объемов электропотребления от плановых, которые проведены в работах [6, 7, 8], нами были выявлены комбинации, при которых участники оптового рынка, несмотря на наличие фактических отклонений, не несут штрафных санкций (таблица 4.5).

На основе проведенного анализа действующих вариантов тарифов на поставку электроэнергии нами была осуществлена систематизация всех вариантов действующих тарифов на оплату электроэнергии на оптовом и розничном рынках России с точки зрения возможности применения инструментов управления спросом на электропотребление при выборе конкретного из них (таблица 4.6) [220, 221].

Таблица 4.5 – Матрица принятия решений при реализации стратегии поведения при учете ценовых соотношений (разработано автором) [5]

Соотношение цен	Пояснение	Требуемое соотношение объемов	Направление корректировки прогнозного графика
$C_{PCB} > C_{BP}$	На рынке наблюдается избыток предложения. Необходимо поддерживать баланс энергосистемы повышением спроса	Факт > План	Снижение прогнозного графика
$C_{PCB} < C_{BP}$	На рынке наблюдается дефицит предложения. Необходимо поддерживать баланс энергосистемы снижением спроса	Факт < План	Завышение прогнозного графика

На принятие решений промышленным предприятием о выборе тарифа на закуп электроэнергии по критерию показателей управления спросом влияют следующие факторы:

- ✓ показатель коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок электропотребления предприятия;
- ✓ возможность переноса собственных графиков почасовой нагрузки электропотребления предприятия;
- ✓ возможность прогнозирования спроса на потребление электроэнергии промышленного предприятия;

Таблица 4.6 – Характеристики параметров вариантов тарифов на поставку электроэнергии с розничного и оптового рынков (составлено автором)

№ пп	Параметр тарифа	Ценовая категория поставок электроэнергии с розничного рынка						Варианты закупа электроэнергии на оптовом рынке		
		I	II	III	IV	V	VI	1 ст.	2 ст.	
1	Зависимость общей стоимости электроэнергии от характеристик почасовой волатильности электрической нагрузки	Отсутствует	Предусмотрено							
2	Учет компонента стоимости электрической энергии в зависимости от характеристик профиля электрической нагрузки	Отсутствует		Предусмотрено						
3	Учет компонента стоимости электрической мощности в зависимости от характеристик профиля электрической нагрузки	Отсутствует		Предусмотрено						
4	Учет компонента стоимости услуги по передаче электроэнергии в зависимости от характеристик профиля электрической нагрузки	Отсутствует			Предусмотрено	Отсутствует	Предусмотрено	Отсутствует	Предусмотрено	
5	Требования к планированию почасового электропотребления	Отсутствует			Предусмотрено					
6	Возможность управления стоимостью закупа электроэнергии на основе прогноза ценовых соотношений цен рынка на сутки вперед и балансирующего рынка	Отсутствует						Предусмотрено		

- ✓ возможность прогнозирования ценовых параметров закупа электроэнергии и факторов, влияющих на цены;

- ✓ величины ценовых параметров, действующих в территориальном образовании, в рамках которого производится закуп электроэнергии.

На основе анализа особенностей формирования различных вариантов тарифов, действующих в рамках розничного и оптового рынка электроэнергии и с учетом вышеперечисленных факторов, влияющих на принятие решения о выборе тарифа, нами была разработана матрица принятия решений, позволяющая промышленному предприятию осуществить выбор наиболее эффективного варианта тарифа на закуп электроэнергии по критерию управления спросом (таблица 4.7).

В матрице принятия решений учитываются параметры графиков нагрузки, степень возможности промышленного предприятия корректировать собственное электропотребление и региональные особенности тарифообразования на услуги по передаче электроэнергии. Таким образом, матрица позволяет определить наиболее оптимальный для промышленного предприятия вариант тарифа и возможные направления для управления спросом, им обусловленные.

На рисунке 4.20 приведен авторский алгоритм выбора оптимального тарифа на оплату электроэнергии промышленным предприятием по критерию управления спросом, который упорядочивает и упрощает процесс принятия стратегически важного для промышленного предприятия решения.

Как следует из разработанного алгоритма, ключевым моментом выбора тарифа на закуп электрической энергии является максимальная мощность энергопринимающих устройств промышленного потребителя. При мощности до 670 кВт предприятию необходимо рассчитать коэффициенты  $K_{\text{мес}}^{2 \text{ зонн}}$ ,  $K_{\text{мес}}^{3 \text{ зонн}}$ , и в случае, если расчетные показатели оказались ниже нуля, выбрать зонный тариф «II» ценовой категории, а в обратном случае – производить расчет по «I» ценовой категории.

Таблица 4.7 – Матрица принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп электроэнергии (разработано автором)

Коэффициент заполнения суточных графиков нагрузок	Возможность переноса собственных графиков почасовой нагрузки предприятия				Региональные условия варианта тарифа на передачу
	Отсутствует	Низкая	Средняя	Высокая	
< 0,1	III ценовая категория	III ценовая категория	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	Выгоднее 1 ст.
					Выгоднее 2 ст.
0,1 – 0,25	III ценовая категория	III ценовая категория	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	Выгоднее 1 ст.
					Выгоднее 2 ст.
0,25 – 0,5	III ценовая категория	V ценовая категория	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	Выгоднее 1 ст.
					Выгоднее 2 ст.
0,5 – 0,7	III ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	III ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	Выгоднее 1 ст.
	IV ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок	IV ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок	VI ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок	VI ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок	Выгоднее 2 ст.
0,7 – 0,9	IV ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок	IV ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	II ценовая категория	Выгоднее 1 ст.
			VI ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок		Выгоднее 2 ст.
> 0,9	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	V ценовая категория, 1 ст. оптовый рынок	II ценовая категория	II ценовая категория	Выгоднее 1 ст.
	VI ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок	VI ценовая категория, 2 ст. оптовый рынок			Выгоднее 2 ст.

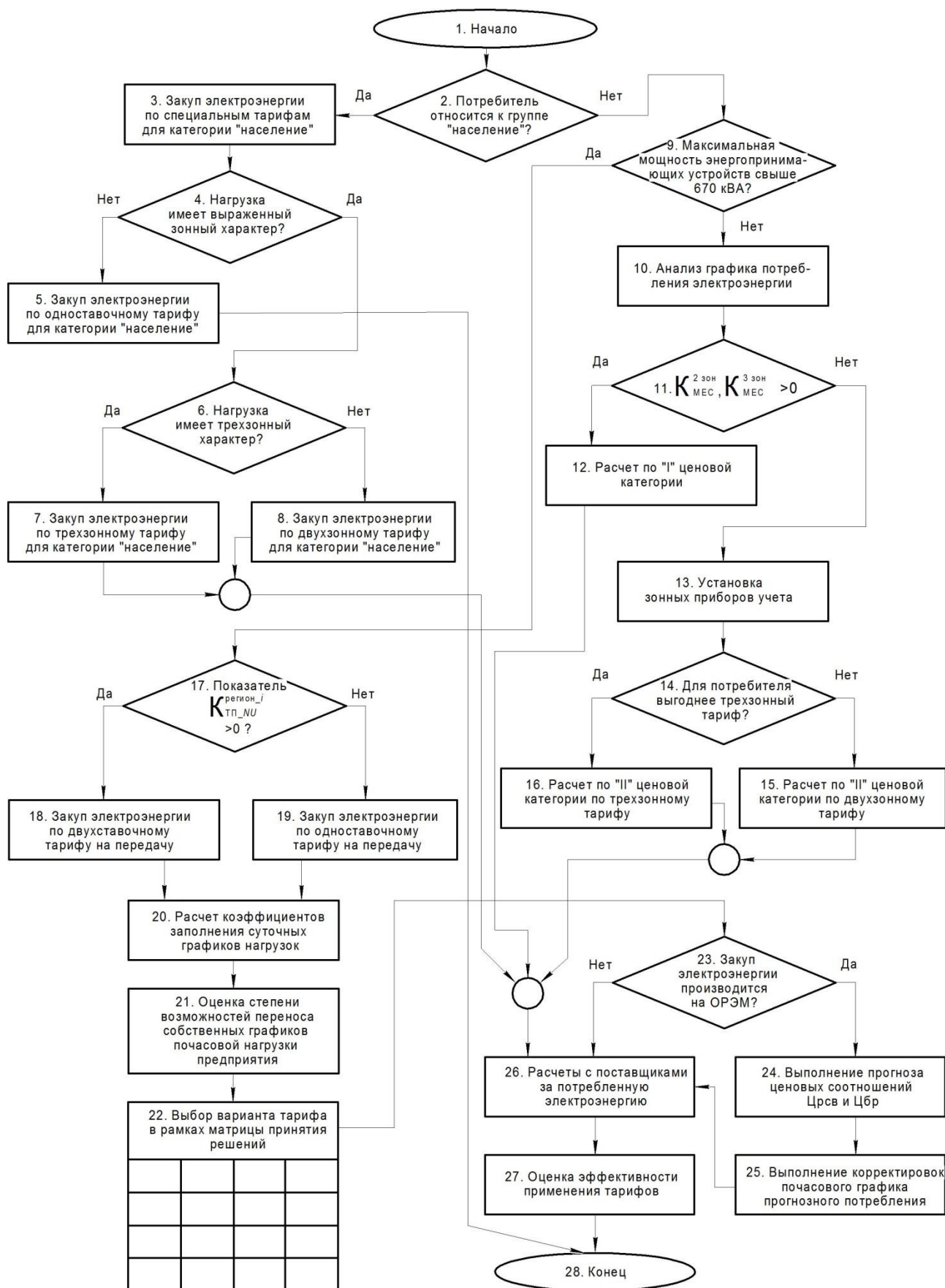


Рисунок 4.20 – Алгоритм выбора оптимального тарифа на оплату электроэнергии промышленным предприятием (разработано автором)

Если максимальная мощность энергопринимающих устройств промышленного предприятия составляет свыше 670 кВА, сначала определяется целесообразность использования двухставочного тарифа на оплату услуг по передаче электроэнергии на основе расчета коэффициента  $K_{ТП\_NU}^{регион\_i}$ , далее выполняется расчет коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок, определяется возможность корректировки собственных графиков почасовой нагрузки предприятия, и с учетом полученных результатов осуществляется выбор оптимального тарифа на закуп электроэнергии по разработанной матрице принятия решений. В рамках матрицы принятия решений на основе расчета показателей коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок, а также оценки возможности переноса собственных графиков почасовой нагрузки предприятия, с учетом оценки наиболее выгодного тарифа на передачу электроэнергии в регионе, производится выбор наиболее оптимального варианта тарифа на закупку электроэнергии. Дополнительно в случае закупа промышленным предприятием электроэнергии на оптовом рынке, производится прогнозирование ценовых соотношений  $Ц_{РСВ}$  и  $Ц_{БР}$  с последующей корректировкой параметров планового почасового электропотребления.

Далее рассмотрим существующие варианты расчетов закупаемого природного газа, доступные для промышленных предприятий. Действующие условия ценообразования на закуп природного газа в рамках контрактов с региональными поставщиками предусматривают ограниченный выбор вариантов определения тарифов в зависимости от характера графиков спроса на потребление природного газа. Дополнительно для промышленных предприятий действующие варианты тарифов на поставку природного газа предусматривают закуп объемов газа  $SGR$  в рамках установленных посуточных лимитов  $SGRL$  и сверх установленных посуточных лимитов  $SGRHL$ , как это описывается формулой (1.12) параграфа 1.3.

Учитывая, что стоимость природного газа, потребляемого сверх установленных суточных лимитов, значительно выше стоимости природного газа,



потребляемого в рамках лимитов, снижение посуточной волатильности спроса на природный газ с целью минимизации потребления сверхлимитного природного газа позволяет промышленным потребителям природного газа снижать стоимость его закупа, а региональной системе газоснабжения выравнять общий спрос на потребление природного газа.

Также в рамках действующих условий поставок природного газа в России у промышленных потребителей природного газа существует возможность закупа части потребляемого природного газа в рамках контрактов на товарно-сырьевой бирже. Как следует из формулы (1.28) параграфа 1.3, в случае снижения выборки потребляемого природного газа ниже объема суточного биржевого контракта промышленным потребителем оплачивается штраф, что также стимулирует промышленных потребителей природного газа к планированию графиков потребления природного газа и управлению ими.

На принятие решений промышленным предприятием о выборе наиболее эффективного тарифа на закуп природного газа по критерию показателей управления спросом влияют следующие факторы:

- ✓ показатель коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок потребления природного газа промышленным предприятием;
- ✓ возможность переноса собственных графиков почасовой нагрузки потребления природного газа промышленным предприятием;
- ✓ величина сверхлимитного объема потребления природного газа;
- ✓ сезонные параметры повышающих коэффициентов при сверхлимитном потреблении природного газа;
- ✓ соотношение ценовых параметров закупа природного газа в рамках товарно-сырьевой биржи и региональных поставщиков;
- ✓ возможность прогнозирования собственного спроса на потребление природного газа промышленным предприятием.

На основании исследования условий поставки природного газа в рамках закупа у региональных поставщиков и контрактов на товарно-сырьевой бирже нами разработана матрица принятия решений по выбору наиболее эффективного

варианта тарифа на закуп природного газа для промышленных предприятий по критерию показателей управления спросом (таблица 4.8).

Таблица 4.8 – Матрица принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп природного газа (разработано автором)

Коэффициент заполнения суточных графиков нагрузок	Возможность переноса собственных графиков спроса на потребление газа предприятия				Региональные цены поставок газа с товарно-сырьевой биржи
	Отсутствует	Низкая	Средняя	Высокая	
< 0,3	Закуп газа на бирже	Закуп газа на бирже	Закуп газа на бирже, выравнивание спроса	Закуп газа на бирже, выравнивание спроса	$SGR > SGS$
	Закуп газа у регионального поставщика	Закуп газа у регионального поставщика	Закуп газа у регионального поставщика, выравнивание спроса	Закуп газа у регионального поставщика, выравнивание спроса	$SGR < SGS$
0,3 – 0,7	Закуп газа на бирже	Закуп газа на бирже	Закуп газа на бирже, выравнивание спроса	Закуп газа на бирже, выравнивание спроса	$SGR > SGS$
	Закуп газа у регионального поставщика	Закуп газа у регионального поставщика	Закуп газа у регионального поставщика, выравнивание спроса	Закуп газа у регионального поставщика, выравнивание спроса	$SGR < SGS$
> 0,7	Закуп газа на бирже	Закуп газа на бирже	Закуп газа на бирже, выравнивание спроса	Закуп газа на бирже, выравнивание спроса	$SGR > SGS$
	Закуп газа у регионального поставщика	Закуп газа у регионального поставщика	Закуп газа у регионального поставщика, выравнивание спроса	Закуп газа у регионального поставщика, выравнивание спроса	$SGR < SGS$

Решения по выбору условий закупа природного газа в рамках различных контрактов производятся без учета коэффициента заполнения суточных графиков нагрузки потребления природного газа предприятием и выполняются на основании возможности управления графиком нагрузки, а также вариантов региональных цен поставок газа с товарно-сырьевой биржи. Учитывая существующий выбор вариантов тарифов на закуп природного газа для промышленных предприятий, а также различные варианты их применения, нами был разработан алгоритм выбора оптимального тарифа на оплату природного газа промышленным предприятием по критерию управления спросом, представленный на рисунке 4.21.

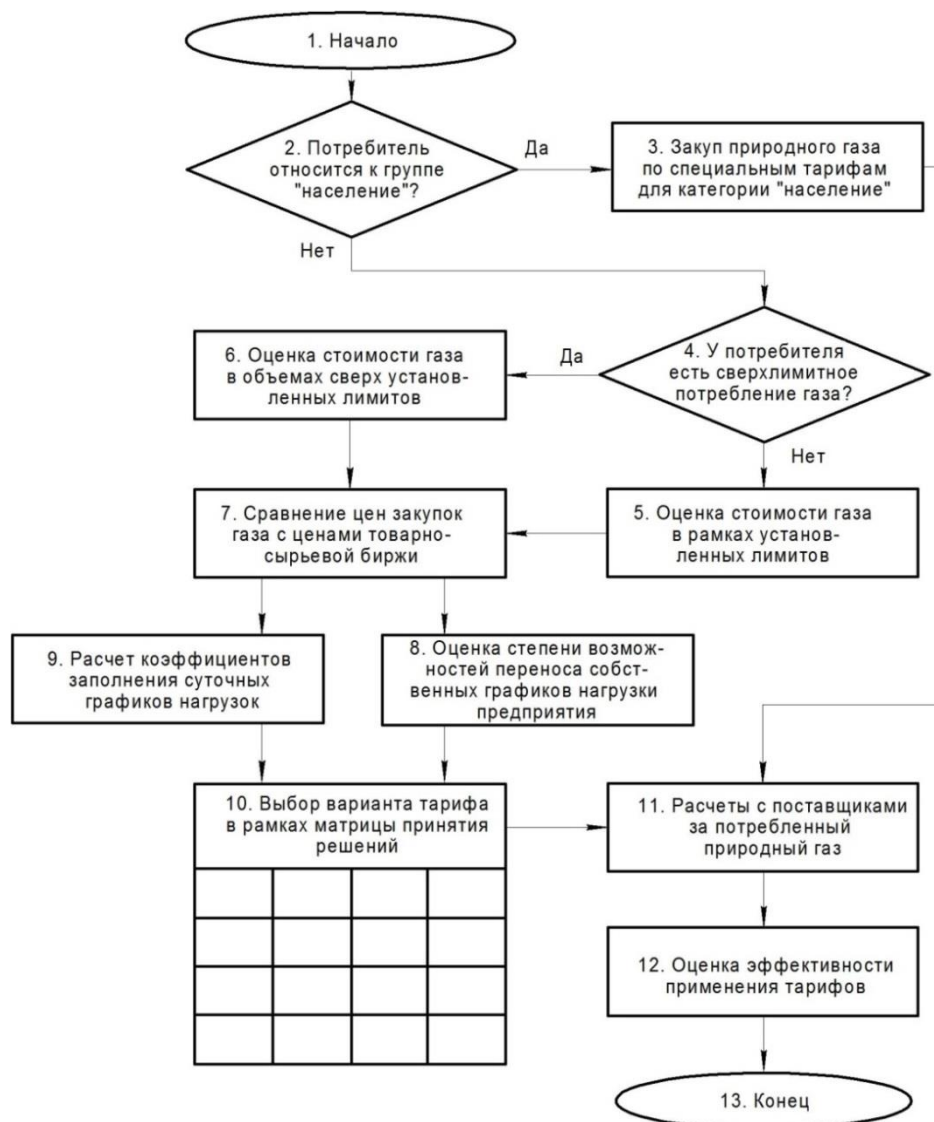


Рисунок 4.21 – Алгоритм выбора оптимального тарифа на оплату природного газа промышленным предприятием (разработано автором)

Как следует из разработанного алгоритма, в случае с выбором тарифа на закуп природного газа, первоначальный выбор тарифа разделяется на два направления по признаку отношения промышленного потребителя к категории «население» либо нет. В случае отношения потребителя к категории «население» поставка природного газа производится по базовым тарифам, определенным для населения, в обратном случае поставка природного газа производится по тарифам регионального поставщика либо ценам закупки природного газа в рамках товарно-сырьевой биржи. Первоначальная оценка вариантов закупа природного газа для промышленных предприятий производится, начиная с оценки наличия сверхлимитного потребления газа, т. е. объемов природного газа, потребление которого выполняется сверх договорных значений по завышенным ценам. После оценки стоимости закупок природного газа у регионального поставщика производится сравнение с ценами предложения газа в рамках товарно-сырьевой биржи. Далее с использованием матрицы принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп природного газа по критерию показателей управления спросом выполняется расчет коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок промышленного предприятия, определяется степень возможности переноса собственных графиков почасовой нагрузки промышленного предприятия, и на основании полученных результатов осуществляется выбор варианта тарифа на закуп природного газа. Целесообразно регулярно пересматривать выбранный вариант расчетов с учетом полученного экономического эффекта на предыдущем шаге.

Разработанные автором матрицы и алгоритмы принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп электроэнергии и природного газа для промышленных предприятий должны взаимно синхронизироваться, что позволит промышленным предприятиям выполнять комплексное управление затратами на потребление электроэнергии и природного газа и снижать совокупные затраты на оплату потребляемых энергоресурсов.

## Выводы по главе 4

6. Параметры спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне регионов России характеризуются существенными различиями, которые проявляются в неравномерности общих объемов потребления электроэнергии и природного газа, в неоднородной структуре формирования спроса со стороны различных типов промышленных предприятий, а также в несовпадении показателей внутрирегиональной волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на разных временных периодах. Для реализации эффективного управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа целесообразно применение дифференцированного подхода, учитывающего особенности спроса на энергопотребление на уровне отдельных территориальных образований.

7. Проведенный анализ характеристик волатильности спроса в разрезе временных периодов, территориальной принадлежности, категорий потребителей и других факторов позволяет констатировать, что перспективность управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в значительной степени определяется индивидуальными характеристиками территории или предприятия, в рамках которых используются механизмы управления спросом. В связи с этим актуальным является вопрос выявления территорий с наибольшими перспективами применения механизмов комплексного управления волатильностью графиков спроса на электроэнергию и природный газ.

8. Применение авторской методики группировки и ранжирования территориальных образований по степени перспективности внедрения механизмов комплексного управления графиками волатильности спроса на энергоресурсы позволяет выявить региональные группы со схожими характеристиками плотности графиков спроса на потребление электроэнергии и природного газа, а также с высокой долей промышленного энергопотребления и адресно разрабатывать программы управления спросом на два основных энергоресурса одновременно. Кроме того, методика позволяет выделить те

территории, которые могут выступать в качестве пилотных при реализации программ управления комплексным спросом на энергоресурсы.

9. Предложенный механизм определения обязательств по оплате стоимости электрической мощности на оптовом и розничном рынках электроэнергии (мощности) России позволяет промышленным предприятиям, управляя собственным спросом, сокращать затраты по этому компоненту стоимости электроэнергии. Использование разработанных показателей «Интегральный показатель цикличности региональной энергосистемы» и «Интегральный показатель максимума энергосистемы» является основой анализа цикличности (повторяемости) часов максимума региональных энергосистем при сопоставлении аналогичных временных периодов и уровня волатильности (стабильности) значения часов максимума региональных энергосистем для всех регионов России и дает возможность оценить степень прогнозируемости данных часов как основы ценозависимого электропотребления. На основе проведенного анализа был построен рейтинг регионов России по целесообразности использования ценозависимого электропотребления промышленных предприятий по показателю электрической мощности.

10. На основе расчета авторского показателя «Коэффициент цены электрической мощности» проведена комплексная оценка целесообразности применения в регионе механизмов ценозависимого электропотребления по компоненту «стоимость электрической мощности». Проведенная оценка уровня прогнозируемости часов совмещенного максимума региональных энергосистем была дополнена анализом уровня цен на поставляемую мощность в регионе, что определило возможность группировки регионов по уровню потенциальной эффективности применения ценозависимого управления затратами на мощность. Результаты исследования могут быть использованы промышленными потребителями электроэнергии, действующими в конкретном регионе, для определения целесообразности внедрения ценозависимого управления электропотреблением по компоненту стоимости электрической мощности с учетом специфики территории функционирования.

11. Проведенный анализ существующих конфигураций типов тарифов на поставку электроэнергии и природного газа для различных групп промышленных предприятий, закупающих электроэнергию на оптовом и розничном рынках и закупающих природный газ у региональных поставщиков и в рамках товарно-сырьевой биржи, стал основой для разработки универсальных алгоритмов выбора наиболее приемлемых вариантов тарифа на оплату электроэнергии и природного газа для конкретного промышленного предприятия. Использование разработанных алгоритмов в практической деятельности промышленных предприятий, с учетом региональных особенностей параметров энерготарифов и внутренних возможностей управления графиками нагрузок предприятия, дает возможность не только регулярно пересматривать применяемые тарифы с учетом изменений внешней среды, но и по максимуму использовать возможности управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа с целью минимизации затрат на оплату энергоресурсов.

## **ГЛАВА 5. ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ НА ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА НА УРОВНЕ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

### **5.1. Апробации модели управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях**

Как отмечалось выше, на уровне промышленных предприятий управление спросом на потребление электроэнергии и природного газа выполняется посредством ценозависимого управления энергопотреблением, основанного на управлении неравномерностью графиков собственного спроса на энергоресурсы в зависимости от ценовых сигналов энергорынков. В рамках данного параграфа рассмотрим эффективность ценозависимого управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа для различных типов промышленных предприятий.

Специфика технологических процессов промышленных предприятий разной отраслевой принадлежности должна учитываться в процессе организации и реализации мероприятий по управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

Среди ключевых особенностей спроса на энергоресурсы в разрезе отраслевых групп промышленных предприятий можно выделить следующие:

- ✓ различие величины общего спроса на потребление электроэнергии и природного газа в рамках разных отраслевых групп промышленных предприятий;
- ✓ индивидуальная конфигурация характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа разных отраслевых групп промышленных предприятий;
- ✓ различие состава и степени влияния факторов, действующих на неравномерность спроса на потребление электроэнергии и природного газа промышленных предприятий;



✓ степень влияния графиков работы отдельных производственных объектов на формирование параметров волатильности общего спроса на потребление электроэнергии и природного газа промышленных предприятий;

✓ неоднородность степени взаимного влияния изменений неравномерности спроса на потребление одного типа энергетического ресурса на другой в структуре спроса промышленных предприятий;

✓ различие соотношения общих объемов потребления электроэнергии и природного газа в масштабе топливного баланса промышленного предприятия.

Учитывая особенности спроса на потребление электроэнергии и природного газа для различных отраслевых групп промышленных предприятий, апробация модели управления спросом была проведена для предприятий, относящихся к следующим отраслям промышленности: металлургической, машиностроительной и цементной.

#### Предприятие металлургической промышленности

Предприятия металлургической промышленности занимают значительную долю потребления энергоресурсов в рамках промышленного сектора России. Для предприятий металлургической промышленности характерна высокая энергоемкость всех производственных процессов, которая связана как со спецификой металлургического производства, основанной на переработке металлических руд, получении металлургических сплавов и обработке металлов в горячем и холодном состоянии, так и со спецификой вспомогательных процессов металлургического производства, связанной с обеспечением транспортировки, перегрузки сырья и металлургической продукции в значительных объемах. Процессы переработки металлических руд и производства металлургических сплавов всегда сопровождаются значительным потреблением электроэнергии и природного газа, затрачиваемых на нагрев мартеновских и доменных печей, работу конвертеров, насосов, компрессоров, дымососов и движение транспортеров, кранов и электровозов [125]. Процессы переработки металлов также связаны со значительным потреблением электрической энергии и природного газа, что объясняется обеспечением функционирования

сталелитейных комплексов, работы прокатных станов, обеспечением кузнечного производства, а также работой молотов, прессов, транспортеров, кранов, грузоподъемных машин. Учитывая масштабы металлургического производства и значительное количество персонала, задействованного в основных и вспомогательных производственных процессах, металлургическое производство характеризуется значительными затратами энергоресурсов на освещение производственных помещений, работу отопительного оборудования, работу электротранспорта.

Месячное потребление электроэнергии отдельных предприятий металлургической промышленности в России может составлять от 15 млн кВтч до 700 млн кВтч. Месячное потребление природного газа предприятия металлургической промышленности может составлять от 10 млн куб. м до 200 млн куб. м. Установленная электрическая мощность отдельной печи или стана может достигать 30 МВт, установленная электрическая мощность крана, транспортера, двигателя дымососа – 2 МВт. Мощность потребления природного газа нагревательной печи или котла может достигать 30 тыс. куб. м в час. Масштабы потребления энергоресурсов отдельными производственными объектами предприятий металлургической промышленности значительно превышают объемы энергопотребления большинства других отраслей промышленности. В структуре себестоимости производства продукции некоторых предприятий металлургической промышленности затраты на потребление энергоресурсов могут достигать 35%.

Волатильность потребления энергоресурсов предприятий металлургической промышленности имеет высокую зависимость от деятельности единичных производственных объектов предприятия, таких как отдельная печь или сталеплавильный комплекс, график работы которых может существенно влиять на волатильность спроса почасового потребления в масштабах всего предприятия. Таким образом, при управлении графиками работы отдельных производственных объектов предприятием металлургической промышленности может достигаться значительное изменение графика спроса всего предприятия в целом, что будет

приводить к экономическому эффекту на уровне всего предприятия в виде снижения затрат на закуп энергоресурсов и в масштабах энергосистемы, в рамках которой действует предприятие металлургической промышленности.

На предприятиях металлургической промышленности среди основных факторов, влияющих на волатильность спроса на потребление электроэнергии и природного газа, можно выделить следующие:

- ✓ технологические факторы, связанные с особенностями потребления энергоресурсов на обеспечение технологических процессов производства металлургической продукции;

- ✓ производственные факторы, связанные с особенностями процессов производства конкретного металлургического предприятия;

- ✓ планово-экономические факторы, связанные с планами производства того или иного типа металлургической продукции конкретного предприятия.

Следует учитывать, что некоторые технологические процессы металлургического производства характеризуются непрерывностью. Примерами таких могут служить доменные печи либо станы непрерывной прокатки. По технологическим условиям работа таких агрегатов не может быть приостановлена либо остановлена полностью с условием дальнейшего быстрого запуска, что ограничивает возможность управления спросом таких производственных объектов.

Приведем пример апробации применения инструментов управления спросом на данных металлургического предприятия, расположенного в Нижегородской области, которое специализируется на производстве цветных металлов, а именно: алюминия и никеля. Основным цехом предприятия является электролизный, в состав которого входят электролизное отделение, литейное отделение, отделение очистки газов, участок ремонта. Вспомогательными цехами предприятия являются компрессорный цех, ремонтно-механический, а также котельный.

Наиболее энергоемким производством предприятия является электролизное отделение, состоящее из 8 электролизеров мощностью 5 МВт каждый. Для питания электролизеров на предприятии предусмотрены мощные

преобразовательные установки. Объемы потребления электроэнергии в компрессорном и вспомогательном цехах предприятия также являются значительными. Работа электролизного цеха осуществляется круглосуточно 7 дней в неделю. Персонал электролизного цеха работает в 3 смены. Персонал вспомогательных цехов и административных корпусов предприятия работает в одну смену. Природный газ на предприятии потребляется газовой котельной, обеспечивающей административный корпус, основные и вспомогательные цеха предприятия тепловой энергией в зимний период.

Характеристики спроса на потребление электроэнергии и природного газа в базовом режиме работы предприятия представлены на графиках «А» и «Б» рисунка 5.1. Из представленных графиков следует, что почасовой суточный график спроса на потребление электроэнергии характеризуется постоянной структурой с незначительной волатильностью в дневной период, обусловленной работой вспомогательных цехов. График спроса на потребление природного газа характеризуется волатильностью, что связано с отопительной нагрузкой и необходимостью прогрева помещений предприятия в утренние часы суток.

Учитывая неравномерность графика спроса на потребление природного газа, объемы фактического спроса предприятия существенно превышают договорные, разрешенные газотранспортной инфраструктурой. При разрешенной величине потребления природного газа, равной 1000 тыс. куб. м в час, фактическое потребление природного газа предприятием достигает 1309 тыс. куб. м в час. Увеличение объемов потребления природного газа сверх договорных лимитов приводит к увеличению стоимости его закупа.

На основе разработанных в параграфе 4.3 алгоритмов выбора наиболее оптимальных вариантов тарифа на закуп электроэнергии и природного газа для исследуемого предприятия металлургической промышленности были выбраны тарифы на оплату электроэнергии и природного газа, обеспечивающие возможность для наиболее эффективного управления спросом.

Для закупа электроэнергии был выбран тариф «2 ст. оптовый рынок». Учитывая то, что потребитель электроэнергии относится к категории

промышленных, с максимальной мощностью энергопринимающих устройств свыше 670 кВА, возможные к выбору тарифы ограничиваются III – VI ценовыми категориями розничного рынка либо тарифами оптового рынка. Расчет показателя  $K_{ТП\_NU}^{регион\_i}$  для Нижегородской области позволил получить результат, равный 0,772, из чего следует, что эффективность управления спросом на потребление электроэнергии по показателю компонента тарифа на передачу электроэнергии является высокой, а также, что наиболее выгодным тарифом на передачу электроэнергии для промышленных потребителей данного региона является двухставочный. Коэффициент заполнения суточных графиков нагрузок исследуемого предприятия составил 0,87.

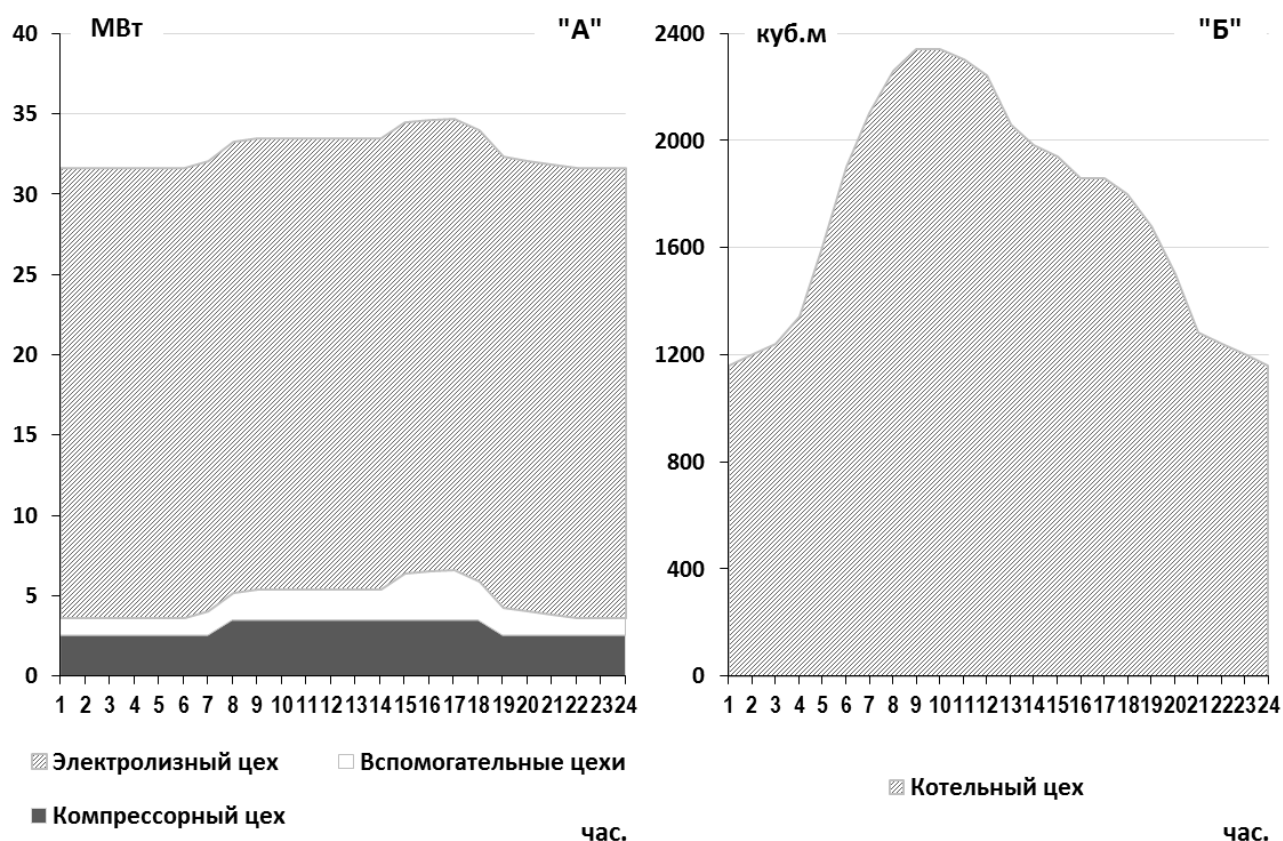


Рисунок 5.1 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа металлургического предприятия в базовом режиме работы (составлено автором)

Оценка возможности переноса собственных графиков почасовой нагрузки потребления электроэнергии предприятия была определена как «средняя», что на

основе разработанной матрицы принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп электроэнергии по критерию управления спросом позволило определить наиболее оптимальный вариант тарифа на закуп электроэнергии. Учитывая то, что исследуемое предприятие потребляет электроэнергию на оптовом рынке, выбранный тариф определяет необходимость закупа электроэнергии в рамках варианта «2 ст. оптовый рынок».

Для закупа природного газа для нужд исследуемого предприятия металлургической промышленности был выбран тип тарифа «Закуп газа у регионального поставщика, выравнивание спроса». На основании применения разработанного алгоритма выбора оптимального тарифа на закуп природного газа определено, что, поскольку предприятие относится к категории промышленного сектора, на него распространяются только тарифы на отпуск природного газа, предусмотренные для промышленных потребителей. Учитывая, что у исследуемого предприятия есть сверхлимитное потребление газа, сравнение стоимости закупа природного газа сверх установленных лимитов с ценами на товарно-сырьевой бирже позволило выявить, что цены на закуп природного газа на товарно-сырьевой бирже ниже цен сверхлимитного природного газа, отпускаемого региональными поставщиками [69]. При этом оценка коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок потребления природного газа выявила значение 0,74, а оценка возможности переноса собственных графиков спроса на потребление природного газа предприятия была определена как «высокая», что в соответствии с разработанной матрицей принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп природного газа по критерию управления спросом определило выбор указанного тарифа.

На основе анализа ценовых параметров поставок энергоресурсов предприятию, а также исследования характера неравномерности графиков спроса на потребление электроэнергии и природного газа была выполнена корректировка графиков производственных процессов по критериям ценозависимого управления энергопотреблением.

Корректировка графика спроса на потребление электроэнергии была выполнена посредством переноса графика работы одного электролизера мощностью 5 МВт с периодов плановых часов пиковой нагрузки энергосистемы (для территории Нижегородской области с 08:00 до 21:00) на периоды, не входящие в указанный интервал. Для переноса времени работы одного электролизера на вторую и третью смены потребовалось изменить график работы бригады, обслуживающей электролизер, в составе 4 сотрудников, с увеличением выплачиваемой заработной платы за работу в ночное время в размере 300 тыс. руб. ежемесячно. Дополнительных затрат на обеспечение графиков работы оборудования электролизеров не потребовалось.

Изменение конфигурации почасового графика спроса на потребление природного газа суммарно в период дневного пика было снижено до величины, составляющей не более 1600 куб. м в каждый час посредством перераспределения потребления природного газа на вечерние и ночные часы суток. Снижение графика спроса на потребление природного газа позволило исключить сверхлимитное потребление природного газа исследуемым предприятием. Корректировка суточного графика потребления природного газа была достигнута посредством установки промышленного теплового аккумулятора в котельной предприятия [80]. В ночной период суток резервуар теплового аккумулятора наполняется горячей водой, вырабатываемой котельной, потребляющей природный газ в ночной период, с последующей выдачей тепловой энергии в дневной период работы предприятия. Величина затрат на приобретение и монтаж теплового аккумулятора составила 5 млн руб. Дополнительных затрат на обеспечение графиков работы оборудования котельной не потребовалось. Графики суточного потребления электроэнергии и природного газа исследуемого металлургического предприятия с учетом корректировок по показателям ценозависимого управления спросом представлены на рисунке 5.2.

Результаты расчета экономического эффекта от реализации мероприятий управления комплексным спросом для исследуемого металлургического предприятия представлены в таблицах в приложении III. Как следует из

результатов расчета, снижение затрат на закуп электроэнергии составляет 11 313 тыс. руб в месяц, или 10,5% от базового уровня затрат на закуп электроэнергии. В годовом масштабе, с учетом выплат заработной платы сотрудникам электролизного участка за работу в ночные смены, величина годового эффекта от снижения затрат на закуп электроэнергии составила 132 158 тыс. руб.

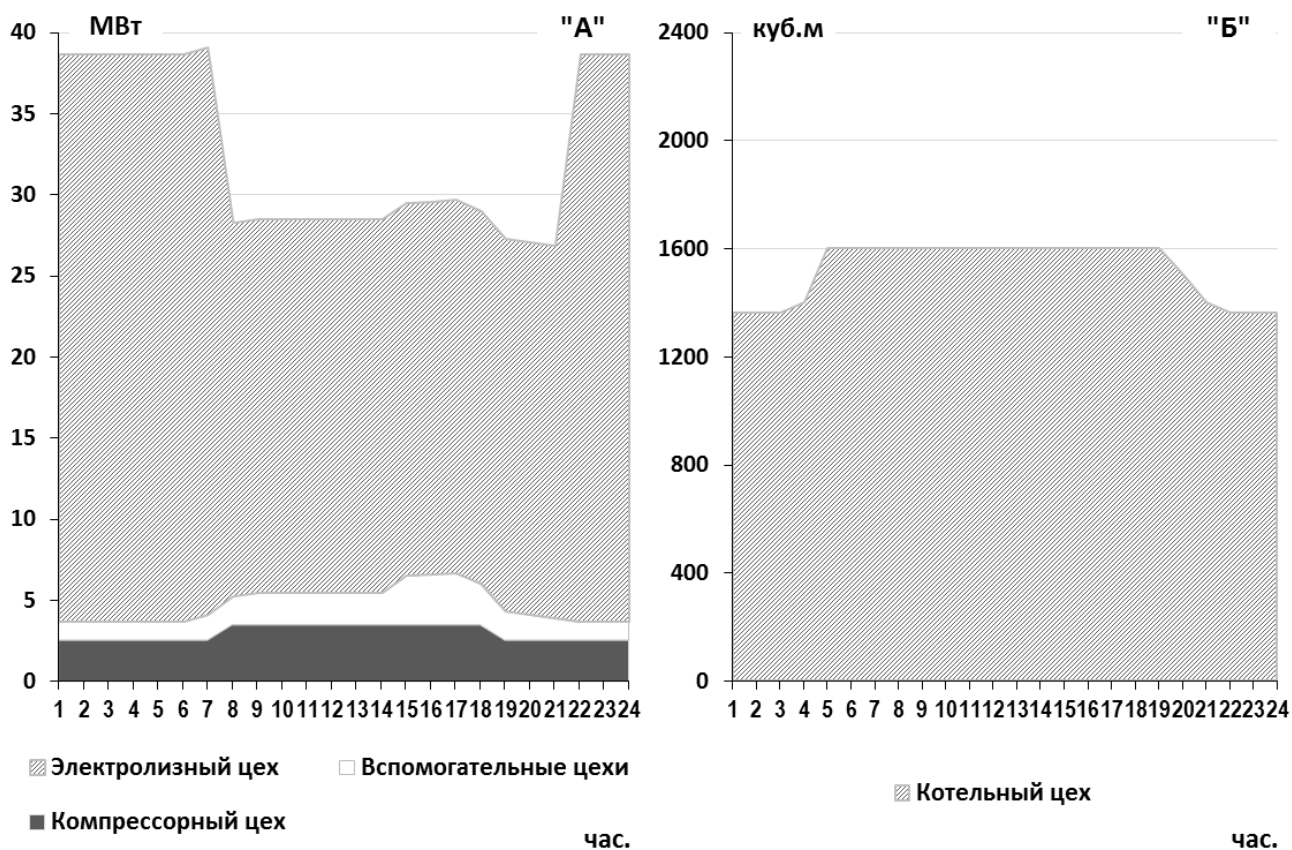


Рисунок 5.2 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа металлургического предприятия с учетом корректировок по показателям ценозависимого управления спросом (разработано автором)

Учитывая незначительные масштабы потребления природного газа по сравнению с объемами потребления электроэнергии исследуемым предприятием, величина снижения затрат на закуп природного газа составила 22,2% и, с учетом периода продолжительности отопительного сезона, годовой эффект составил 10 805 тыс. руб. Общий годовой эффект от снижения затрат на закуп электроэнергии и природного газа исследуемого предприятия металлургической



промышленности составил 142 964 тыс. руб., или 10,7% от базовых затрат предприятия на закуп энергоресурсов.

Предприятие машиностроительной промышленности

Предприятия машиностроительной промышленности являются наиболее распространенным типом предприятий в составе промышленного сектора России.

Особенностями предприятий машиностроительной промышленности является большое количество производственного персонала, каждый представитель которого работает с индивидуальными ручными и стационарными инструментами и станками, действующими на основе потребления электроэнергии, и обеспечение этих процессов на основе потребления природного газа.

На предприятиях машиностроительной промышленности основными потребителями электроэнергии являются электроприводы, которые приводят в действие движущие части станков, выполняющих механическую обработку производимой продукции, а также механизмов, обеспечивающих работу кранов, транспортеров, систем вентиляции. Количество электроприводов, действующих на одном машиностроительном предприятии, как правило, одновременно может достигать нескольких десятков или сотен единиц. Дополнительно, учитывая большое количество персонала, действующего на предприятиях машиностроительной промышленности, а также значительное количество одновременно действующих технологических процессов, на предприятиях также существуют и единичные процессы, одновременно обслуживающие все производство. Примером единичных технологических процессов, обслуживающих машиностроительное производство, можно назвать участки гальванической и термической обработки изделий, участки кузнечного и литейного производства, компрессорные станции, центральные заводские котельные и т. п. Описанные единичные технологические процессы, действующие на предприятиях машиностроительной промышленности, характеризуются высокой энергоемкостью и могут вносить значительный вклад в

структуру потребления энергетических ресурсов машиностроительного предприятия.

Основным энергетическим ресурсом, потребляемым предприятиями машиностроительной промышленности, является электрическая энергия. Природный газ для нужд основного производства предприятий машиностроительной промышленности, как правило, потребляется в незначительных масштабах. Основная доля природного газа чаще всего расходуется на нужды работы заводских паровых либо водогрейных котельных. Месячное потребление электроэнергии отдельных предприятий машиностроительной промышленности в России может составлять от 2 млн кВтч до 25 млн кВтч. Месячное потребление природного газа в среднем составляет от 1 млн куб. м до 40 млн куб. м. Затраты на потребление энергоресурсов предприятий машиностроительной промышленности в структуре себестоимости конечной продукции могут достигать 9%.

Среди основных факторов, влияющих на неравномерность спроса на потребление электроэнергии и природного газа на машиностроительных предприятиях, можно выделить следующие:

- ✓ социально-экономические факторы, связанные со сменностью работы отдельных цехов и участков машиностроительного предприятия;
- ✓ планово-экономические факторы, связанные с объемом и номенклатурой производства того или иного типа машиностроительной продукции конкретного предприятия;
- ✓ технологические факторы, связанные с особенностями потребления энергоресурсов на обеспечение процессов производства машиностроительной продукции.

Характер графиков технологических процессов машиностроительных предприятий, как правило, характеризуется выраженной сменностью загрузки производства. Кроме того, графики работы машиностроительных производств редко выпадают на выходные дни и ограничиваются стандартными рабочими днями производственного календаря. Организация прерывистого характера смен

машиностроительного предприятия возможна из-за специфики основных технологических процессов машиностроения, работа большинства из которых поддается прерыванию без ущерба для технологии производства продукции.

Выраженная сменность графиков работы машиностроительных предприятий определяет значительный характер волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа. В начале смены на предприятии производится одновременное включение станков, инструментов и прочего оборудования, задействованного в основном производстве. После окончания рабочей смены предприятия все оборудование производственных помещений одновременно выключается. Управление спросом на электроэнергию и природный газ на машиностроительных предприятиях возможно за счет управления графиками работы отдельных производственных объектов, потребляющих энергоресурсы.

Приведем апробацию инструментов управления комплексным спросом на данных машиностроительного предприятия, расположенного в Ростовской области и специализирующегося на производстве деталей, используемых в автомобильных двигателях, а именно: поршней, цилиндров, шатунов и шестерен. Основными производственными цехами предприятия являются литейный цех, механический цех, участок печей закалки, в которых производится литье фасонных деталей и заготовок путем заливки расплавленного металла в формы, закалка деталей и их дальнейшая механическая обработка на токарных, фрезерных и шлифовальных станках до уровня готовой продукции. Вспомогательными цехами предприятия являются ремонтно-механический, электроремонтный, абразивный, экспериментальный цехи и административный корпус.

Наиболее энергоемкие объекты предприятия сконцентрированы в основных цехах. В литейном цехе расположены 2 газовые нагревательные печи, посредством которых выполняются розлив металла в формы, потребляющие 800 куб. м газа в час. Литейный цех работает в одну смену 5 дней в неделю. В нем установлены крупные обрабатывающие комплексы, работающие на мощных электроприводах. Механический цех также работает в одну смену 5 дней в

неделю. На участке печей заковки установлены 6 электрических печей мощностью 600 кВт каждая, при помощи которых производится заковка обработанных деталей. График работы участка печей заковки совпадает с графиком работы остальных цехов предприятия. Отопление и ГВС предприятия осуществляется с городской ТЭЦ.

Почасовые графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа исследуемого предприятия в разбивке по структуре типов потребителей представлены на графиках «А» и «Б» рисунка 5.3.

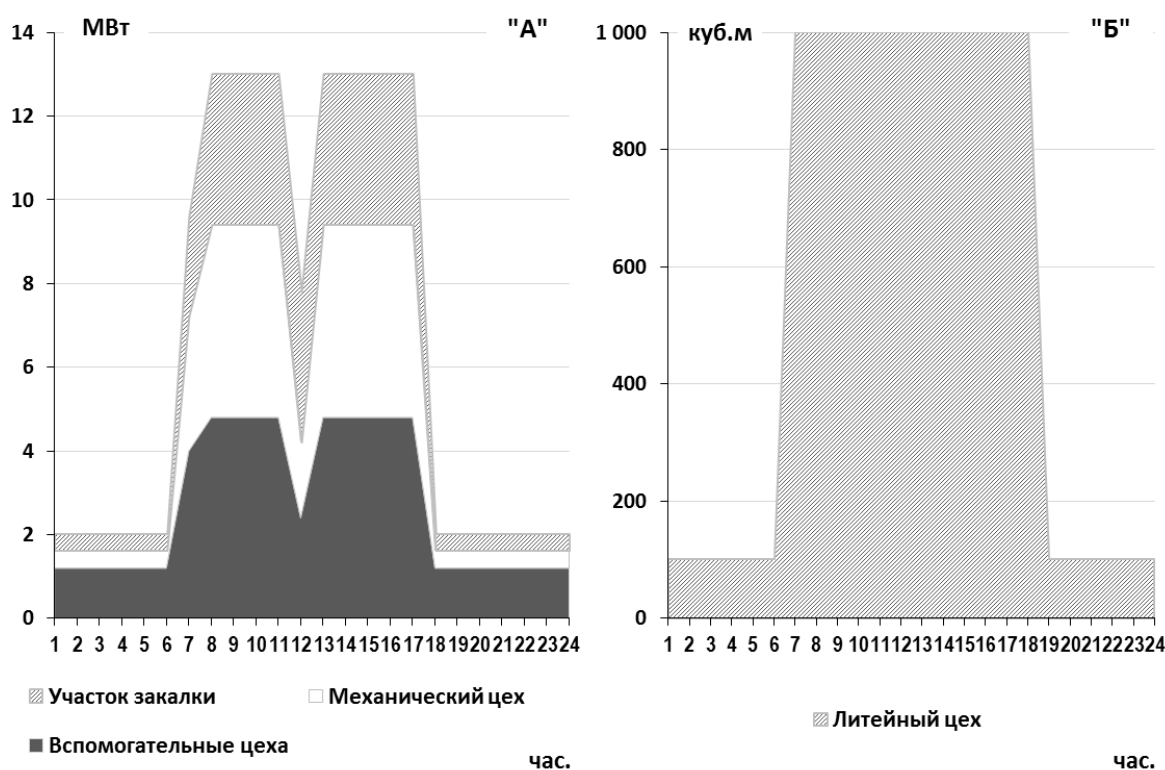


Рисунок 5.3 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа исследуемым машиностроительным предприятием в базовом режиме работы (составлено автором)

Как следует из диаграмм рисунка 5.3, основной вклад в волатильность спроса суточного потребления электроэнергии обеспечивают участок заковки и механический цех, работа которых существенно увеличивает спрос на потребление электроэнергии в дневной период и формирует основные затраты на

закуп электроэнергии предприятием. Волатильность спроса потребления природного газа обусловлена работой литейного цеха только в одну смену. Учитывая односменный режим работы предприятия, объёмы потребления природного газа для разливки деталей сконцентрированы в рамках периода 12 часов работы участка. Объёмы потребления природного газа превышают суточные лимиты потребления природного газа предприятия, что сказывается на увеличении стоимости его закупа.

На основе разработанных алгоритмов выбора наиболее оптимальных вариантов тарифа на закуп электроэнергии и природного газа для исследуемого предприятия машиностроительной промышленности были выбраны тарифы на закуп энергоресурсов.

Для закупа электроэнергии для исследуемого предприятия был выбран тариф «VI ценовая категория». Расчет показателя  $K_{ТП\_НУ}^{\text{регион}_i}$  для Ростовской области равен 0,724. Коэффициент заполнения суточных графиков нагрузок для исследуемого предприятия составил 0,51, что определило наиболее эффективное использование двухставочного тарифа на передачу электроэнергии. Оценка возможности переноса собственных графиков почасовой нагрузки определена как «высокая», что на основе разработанной матрицы принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп электроэнергии определило тариф для предприятия – «VI ценовая категория».

Для закупа природного газа для исследуемого предприятия был выбран тип тарифа «Закуп газа у регионального поставщика, выравнивание спроса». Учитывая, что у исследуемого предприятия есть сверхлимитное потребление газа, сравнение стоимости закупа газа сверх установленных лимитов с ценами на товарно-сырьевой бирже позволило выявить, что цены на закуп природного газа на товарно-сырьевой бирже ниже цен сверхлимитного газа, отпускаемого региональными поставщиками. При этом оценка коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок – 0,55, а оценка возможности переноса собственных графиков нагрузки «высокая», что в соответствии с разработанной матрицей принятия решений определило выбор указанного типа тарифа.

С учетом анализа структуры спроса на потребление электроэнергии можно констатировать, что для исследуемого предприятия управление спросом на потребление электроэнергии целесообразно осуществлять на основе участка печей закалки. На основе анализа ценовых факторов поставки энергоресурсов для предприятия и оценки внутренних возможностей управления графиками процессов производства на энергоемком оборудовании принято решение о смещении графика работы участка печей закалки с периодов плановых часов пиковой нагрузки на периоды с 12:00 до 14:00 и с 22:00 до 24:00, а также на периоды выходных дней, которые не участвуют в расчетах обязательств по оплате компонента электрической мощности и компонента услуг по передаче электроэнергии. График спроса на потребление природного газа был скорректирован за счет управления продолжительностью работы литейного цеха предприятия на 4 часа в сутки, с 12 часов до 16 часов в смену, и на выходные дни месяца. Указанные изменения позволили перераспределить нагрузку потребления природного газа во времени и снизить пиковое потребление газа с 1000 куб. м в час до 600 куб. м в час. Выполненные корректировки не повлияли на объем производства продукции.

Для организации ценозависимого управления потреблением электроэнергии исследуемого предприятия необходимы дополнительные затраты на обеспечение выплаты заработной платы сотрудникам участка печей закалки за работу в вечернее время и выходные дни в размере 800 тыс. руб. в год. Для ценозависимого управления потреблением природного газа требуются дополнительные затраты на обеспечение выплаты заработной платы сотрудникам литейного цеха за работу в вечернее время в размере 600 тыс. руб. в месяц.

Графики суточного потребления электроэнергии и природного газа исследуемого машиностроительного предприятия с учетом корректировок по показателям ценозависимого управления спросом представлены на рисунке 5.4. Результаты расчета экономического эффекта от реализации управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа представлены в таблицах приложения III.

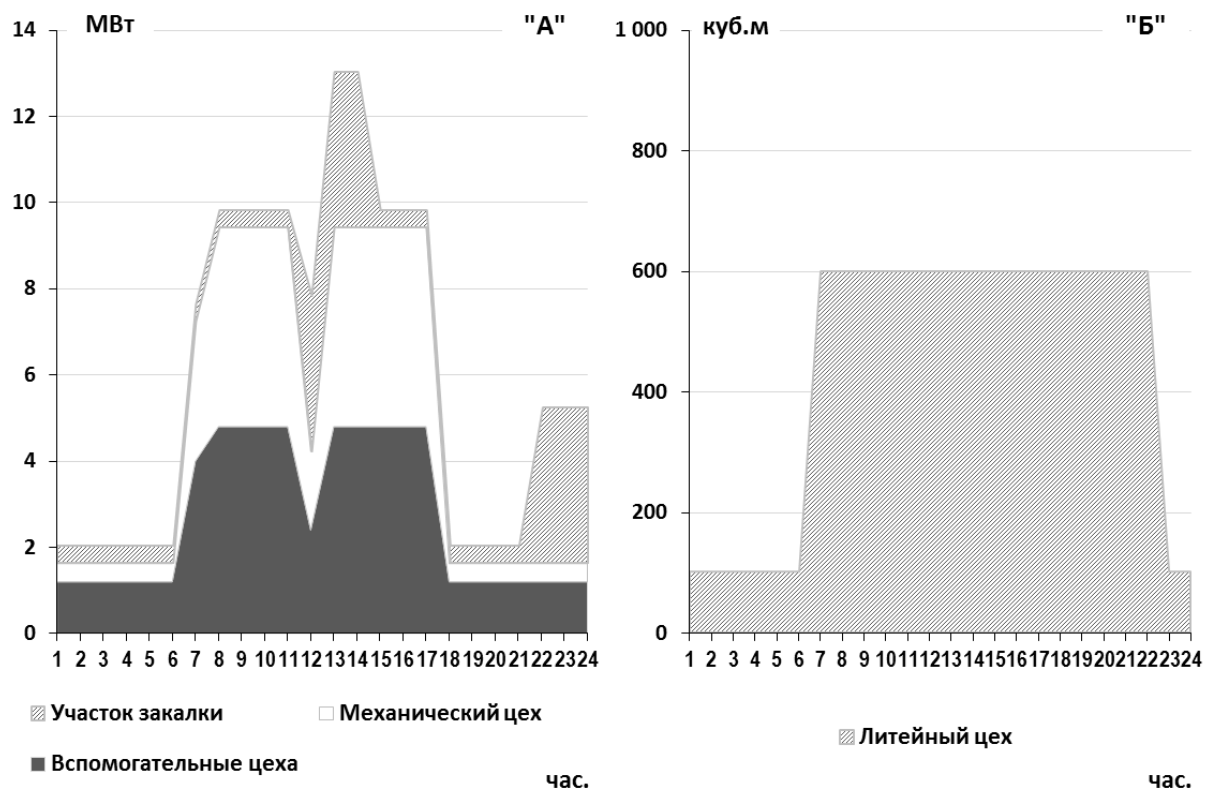


Рисунок 5.4 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа машиностроительного предприятия с учетом корректировок по показателям ценозависимого управления спросом (разработано автором)

Как следует из результатов расчета, снижение затрат на закуп электроэнергии составило 85 302 тыс. руб в год, или 19,2% от базового объема затрат. Общий годовой эффект от снижения затрат на закуп природного газа для объектов исследуемого предприятия составил 10 638 тыс. руб., или 32,7% от базового объема затрат природного газа. Общий годовой эффект от снижения затрат на закуп электроэнергии и природного газа для исследуемого предприятия металлургической промышленности составляет 95 940 тыс. руб., или 20,1% от базовых затрат на закуп энергоресурсов.

#### Предприятие цементной промышленности

Цементная промышленность является одной из наиболее энергоемких отраслей промышленности, потребляющей в значительных объемах как электроэнергию, так и природный газ. В России количество цементных заводов достигает нескольких десятков, они расположены в различных регионах страны.

В некоторых энергорайонах России цементные заводы формируют значительную долю спроса на потребление электроэнергии и природного газа и существенно влияют на неравномерность графиков нагрузок в масштабах региональных энергосистем. Таким образом, управление спросом на потребление электроэнергии и природного газа предприятиями цементной промышленности может оказывать существенное влияние на выравнивание спроса на уровне отдельных региональных и объединенных энергосистем. Высокая энергоемкость предприятий цементной промышленности обусловлена спецификой технологических процессов производства цемента, которые состоят из большого количества этапов, сопровождающихся потреблением значительного объема энергоресурсов.

Основным сырьем для производства цемента является клинкер, представляющий собой смесь известняка и глины. Известняк и глина проходят процедуру нескольких этапов дробления на гранулы при помощи мельниц и транспортеров. После этого сырье подвергается сушке и обжигу в промышленных вращающихся печах, потребляющих значительное количество природного газа. Транспортировка и помол исходного сырья, вращение промышленных печей обжига, дальнейшее измельчение, транспортировка и смешивание сырья производятся на основе мощных электроприводов, дымососов, транспортеров, потребляющих значительное количество электроэнергии. При этом потребление всех видов энергоресурсов производится в рамках единого технологического процесса, связанного общей технологической цепочкой, от переработки исходного сырья до окончательной фасовки полученного цемента.

Месячное потребление электроэнергии отдельных предприятий цементной промышленности в России может составлять от 5 млн кВтч до 80 млн кВтч. Месячное потребление природного газа может составлять от 10 млн куб. м до 100 млн куб. м. Установленная электрическая мощность системы электроприводов отдельной вращающейся печи либо транспортера может достигать 10 МВт. Мощность потребления природного газа печи обжига может достигать 20 тыс. куб. м в час. Представленные масштабы потребления энергоресурсов отдельными



производственными объектами предприятий цементной промышленности по сравнению с предприятиями других отраслей промышленности являются существенными. Затраты на потребление энергоресурсов предприятиями цементной промышленности в структуре себестоимости конечной продукции могут достигать 16%.

Графики потребления энергоресурсов предприятиями цементной промышленности имеют зависимость от производственной программы по выпуску цемента, объема и номенклатуры планового производства продукции. На предприятиях цементной промышленности основными потребителями электроэнергии являются мощные электроприводы транспортеров, мельниц и печей, а основным потребителем природного газа – печи обжига сырья.

Основные факторы, влияющие на неравномерность спроса на потребление электроэнергии и природного газа, на предприятиях цементной промышленности следующие:

- ✓ планово-экономические факторы, связанные с объемами и номенклатурой планов производства того или иного типа продукции отдельного предприятия;
- ✓ технологические факторы, связанные с особенностями потребления энергоресурсов на обеспечение индивидуальных процессов производства цемента на каждом предприятии;
- ✓ технические факторы, связанные со спецификой удельного энергопотребления оборудования конкретного предприятия.

С нашей точки зрения, управление комплексным спросом на потребление энергоресурсов на предприятиях цементной промышленности целесообразно выполнять за счет управления режимами и графиками работы печей и транспортеров, расположенных в цехах обжига сырья. В отличие от предприятий металлургической промышленности, несмотря на значительную энергоемкость отдельных производственных процессов, технология производства цемента позволяет без значительных затрат выполнять как регулирование графиков работы отдельных производственных объектов, так и остановку производственных процессов, в том числе и вращающихся печей обжига

клинкера. Выявленные возможности ценозависимого управления позволяют предприятиям цементной промышленности снизить собственные затраты на закуп энергоресурсов и в отдельных случаях выравнять графики волатильности спроса на уровне региональных энергосистем.

Приведем апробацию применения инструментов управления спросом на примере данных предприятия цементной промышленности, расположенного в Ленинградской области, которое специализируется на производстве цемента различных марок. Основными цехами предприятия являются цех обжига сырья и цех производства цемента. В цехе обжига сырья производится потребление природного газа рабочим объемом 8 000 куб. м в час. Количество мельниц производства цемента, установленных на предприятии, составляет 2 единицы, рабочая мощность потребления электроэнергии каждой мельницы с учетом подводящих транспортеров – 6 МВт. Вспомогательными цехами предприятия являются транспортный участок, ремонтно-механический цех, электроремонтный цех, административный корпус. Предприятие работает в одну смену 5 дней в неделю с 08:00 до 17:00. Природный газ на предприятии используется только на нужды цеха обжига сырья. Тепловую энергию и ГВС предприятие получает от городской ТЭЦ.

Почасовые графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа исследуемого предприятия представлены на рисунке 5.5. Из графиков следует, что конфигурация спроса обусловлена сменностью работы предприятия, что в итоге существенно завышает затраты на закуп электроэнергии и природного газа, а также вносит вклад в повышение волатильности спроса на энергоресурсы на уровне энергосистемы.

На основе разработанного алгоритма выбора наиболее оптимального варианта тарифа на закуп электроэнергии для исследуемого предприятия цементной промышленности были выбраны наиболее оптимальные типы тарифов на закуп электроэнергии и природного газа по показателям ценозависимого управления спросом.

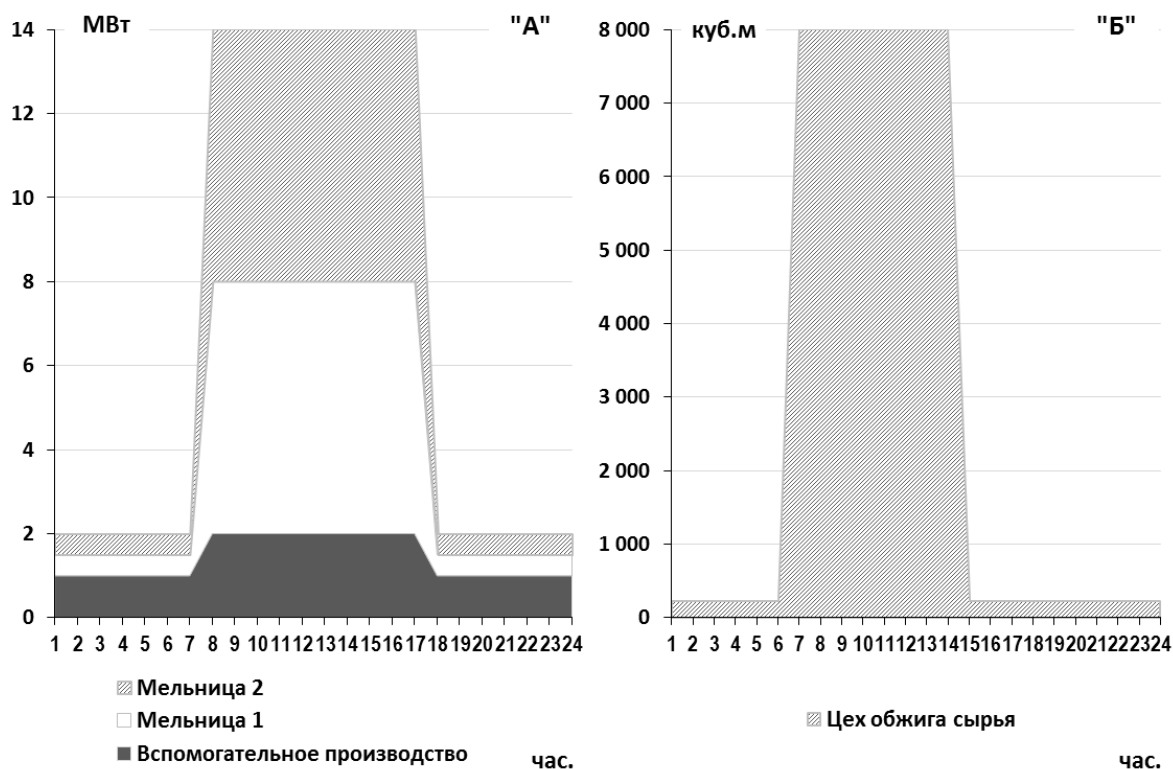


Рисунок 5.5 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа предприятия цементной промышленности в базовом режиме работы (составлено автором)

Для закупа электроэнергии для исследуемого предприятия был выбран тариф «VI ценовая категория». Показатель  $K_{ТП\_НУ}^{\text{регион}_i}$  для Ленинградской области – 0,422, из чего следует, что эффективность управления спросом на потребление электроэнергии по показателю тарифа на передачу электроэнергии является высокой, а наиболее выгодным тарифом на передачу электроэнергии для промышленных потребителей является двухставочный, который содержится в рамках IV или VI ценовых категорий на поставку электроэнергии на розничном рынке, а также в двухставочном варианте тарифа на передачу на оптовом рынке.

Коэффициент заполнения суточных графиков нагрузок для исследуемого предприятия – 0,52. Оценка возможности переноса собственных графиков почасовой нагрузки предприятия была оценена как «средняя», что на основе разработанной матрицы принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп электроэнергии по критерию показателей управления

спросом, а также с учетом того, что предприятие закупает электроэнергию на розничном рынке, определило наиболее оптимальный тариф для предприятия – «VI ценовая категория».

Для закупа природного газа для исследуемого предприятия был выбран тип тарифа «Закуп газа на бирже, выравнивание спроса». Учитывая, что у исследуемого предприятия есть сверхлимитное потребление природного газа, сравнение стоимости закупа газа сверх установленных лимитов с ценами на товарно-сырьевой бирже показало, что цены на закуп газа на товарно-сырьевой бирже ниже как цен сверхлимитного газа, отпускаемого региональными поставщиками, так и цен газа, отпускаемого в рамках лимитных объемов. При этом, с учетом оценки коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок, который равен 0,35, оценка возможности переноса собственных графиков спроса на потребление природного газа исследуемого предприятия была определена как «средняя», что в соответствии с разработанной матрицей принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп природного газа по критерию показателя ценозависимого управления спросом определило выбор вышеуказанного тарифа.

Анализ графиков технологических процессов исследуемого предприятия и графиков спроса на потребление электроэнергии и природного газа позволил разработать мероприятия по управлению спросом на потребление энергоресурсов по критерию ценозависимого управления спросом. Величина спроса на потребление электроэнергии была скорректирована за счет переноса графиков работы одной из мельниц производства цемента на вторую смену с 18:00 до 03:00 часов, а также переноса части нагрузки работы мельниц на период выходных дней. Величина спроса на потребление природного газа была скорректирована посредством перераспределения нагрузки цеха обжига сырья до 2500 куб. м в час, увеличения количества часов работы печей дополнительно на 10 часов в сутки с 15:00 до 24:00 и переноса части нагрузки на период выходных дней. Корректировки графиков процессов производства не повлияли на общие объемы производства продукции.

Перенос графиков процессов производства исследуемого предприятия привел к необходимости выплаты дополнительной заработной платы персоналу предприятия за работу в вечернее время, ночные смены, а также в выходные дни: сотрудникам мельницы производства цемента на сумму 2 500 тыс. руб. в месяц и сотрудникам цеха обжига сырья на сумму 500 тыс. руб. ежемесячно. Дополнительных затрат, связанных с корректировкой графиков работы исследуемого предприятия, не потребовалось.

Откорректированные почасовые графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа по показателям ценозависимого управления спросом представлены на рисунке 5.6.

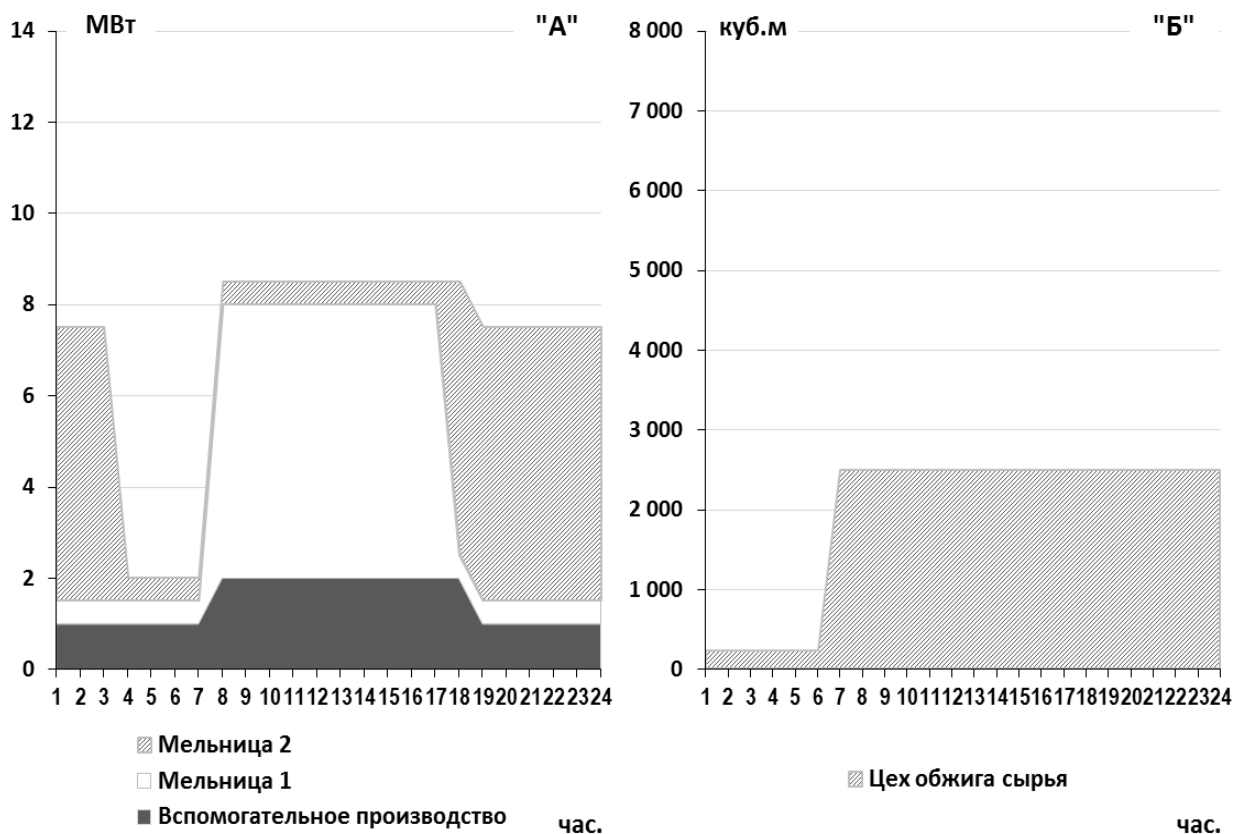


Рисунок 5.6 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа предприятием цементной промышленности с учетом корректировок по показателям ценозависимого управления спросом (разработано автором)

Результаты расчета экономического эффекта от реализации управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа для исследуемого предприятия цементной промышленности представлены в приложении Э. Как следует из результатов расчета, при корректировке графика потребления электроэнергии в дневные часы суток с 14 МВт на 5,5 МВт величина затрат на закуп электроэнергии сократилась на 27,4%, или на 130 379 тыс. руб. ежегодно, что в масштабах деятельности предприятия является существенным. При снижении потребления природного газа в период дневного максимума энергосистемы с 8000 куб. м в час до 2500 куб. м в час за счет перераспределения нагрузки потребления природного газа на вечерние часы суток и на периоды выходных дней величина экономии затрат на закуп природного газа составила 13 679 тыс. руб. ежегодно, или 10,6% от величины базовых затрат предприятия на закуп природного газа. Следует отметить, что снижение стоимости закупа природного газа для представленного примера производилось не только за счет выравнивания графика спроса на потребление природного газа, но и за счет закупа газа на товарно-сырьевой бирже в размере 495 тыс. куб. м в месяц, что позволило исключить потребление природного газа по ценам сверх установленных лимитов.

В результате проведенной апробации модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на примере предприятий металлургической, машиностроительной и цементной промышленности стало очевидно, что разработанные методы и алгоритмы выбора наиболее эффективных вариантов тарифов на закуп электроэнергии и природного газа, а также разработанная система методов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на основе ценозависимого управления подтверждают свою эффективность. Полученный экономический эффект подчеркивает наличие значительного потенциала снижения затрат на закуп электроэнергии и природного газа для всех отраслей промышленности России, использование которого позволит повысить эффективность и

конкурентоспособность как отдельных промышленных предприятий, так и отраслей промышленности и экономики России в целом.

Полученный эффект не ограничивается снижением затрат на закуп электроэнергии и природного газа для промышленных предприятий, осуществляющих управление спросом. Значительным эффектом, полученным от управления собственными графиками нагрузок промышленных предприятий, является выравнивание суточной неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне региональных электроэнергетических систем и систем газоснабжения, в которых промышленные предприятия производят потребление энергоресурсов. Управление спросом исследуемым предприятием металлургической промышленности позволит выровнять суточный график спроса на потребление электроэнергии в электроэнергетической системе на 5 МВт и график спроса на потребление природного газа до 740 куб. м в час. Управление спросом исследуемыми предприятиями машиностроительной и цементной промышленности позволит выровнять графики спроса на потребление электроэнергии в электроэнергетических системах на 3,2 МВт и 5,5 МВт и графики спроса на потребление природного газа на 400 куб. м в час и 5500 куб. м в час, соответственно. Полученные эффекты в виде выравнивания графиков спроса на потребление электроэнергии и природного газа в электроэнергетических системах и системах газоснабжения дают основания сделать вывод об эффектах, получаемых всеми потребителями, действующими в рамках энергетических систем, от сокращения затрат, связанных с выравниванием графиков спроса. Увеличение количества промышленных предприятий, выполняющих управление собственными графиками спроса на потребление электроэнергии и природного газа, приведет к дальнейшему увеличению выравнивания графиков спроса на уровне энергетических систем и, следовательно, к увеличению эффекта для всех потребителей, действующих в рамках энергосистемы. Оценке экономического эффекта от управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях

управления энергосистемы посвящен отдельный параграф настоящего исследования.

## **5.2. Интеграция модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях с использованием распределённых источников энергоснабжения**

Среди технологий повышения энергетической эффективности, получающих широкое распространение в мировой практике, следует отметить применение систем распределенных источников энергоснабжения, в частности, системы малой распределённой генерации [1, 2] и системы промышленных накопителей электроэнергии [73]. С нашей точки зрения, применение систем распределенных источников энергоснабжения может быть использовано промышленными предприятиями совместно с управлением комплексным спросом на потребление энергоресурсов, что позволит расширить границы управления комплексным спросом, повысить точность управления и увеличить экономический эффект для промышленных предприятий от ценозависимого управления собственными графиками нагрузок энергопотребления.

В рамках дальнейшего исследования нами были разработаны методические основы интеграции механизмов управления комплексным спросом на энергоресурсы с системами малой распределенной генерации и с промышленными накопителями электроэнергии, используемыми на промышленных предприятиях. Рассмотрим каждое из этих направлений отдельно.

Системы малой распределенной генерации – автономные электростанции средней мощности (до 25 МВт и/или 20 Гкал/ч), устанавливаемые на базе производственных площадок отдельных промышленных предприятий, предназначенные для выработки электрической энергии либо одновременной выработки электрической и тепловой энергии для нужд собственного потребления промышленных предприятий [3]. Преимуществом использования систем малой распределенной генерации является расположение источника



производства энергетических ресурсов в непосредственной близости с объектами энергопотребления, что позволяет сократить потери на производство и распределение энергоресурсов за счет снижения затрат на их передачу, а также синхронизации режимов производства энергоресурсов с фактическим спросом промышленных предприятий.

Современные исследования, касающиеся работы систем малой распределенной генерации, в основном посвящены совершенствованию технологических процессов, направленных на снижение потерь и повышение КПД [4], а также повышению эффективности использования систем малой распределенной генерации за счет совершенствования технологических процессов выработки электроэнергии [5].

Повышение экономической эффективности работы систем малой распределенной генерации позволяет:

- ✓ сократить срок окупаемости инвестиций на создание систем малой распределенной генерации;
- ✓ значительно расширить количество объектов для применения систем малой распределенной генерации;
- ✓ снизить риски эффективности использования систем малой распределенной генерации за счет изменения цен поставки энергоресурсов от альтернативных поставщиков;
- ✓ снизить риск зависимости от ценовых параметров поставщиков сырья, используемого системами малой распределенной генерации;
- ✓ повысить эффективность деятельности промышленных предприятий, использующих системы малой распределенной генерации.

Эффект от выработки 1 кВт\*ч электроэнергии для промышленных предприятий, произведенной при помощи системы малой распределенной генерации  $\Delta T_{\text{мес}}$ , определяется по формуле (5.1) (руб./кВтч) [72].

$$\Delta T_{\text{мес}} = S_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}} / W_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}} - S_{\text{мес}}^{\text{СМГ}} / W_{\text{мес}}^{\text{СМГ}}, \quad (5.1)$$

где:  $S_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}}$  – стоимость электроэнергии, закупленной из ЕЭС за расчетный месяц (руб.);

$S_{\text{мес}}^{\text{СМГ}}$  – стоимость электроэнергии, выработанной системой малой распределенной генерации за расчетный месяц (руб.);

$W_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}}$  – величина электроэнергии, закупленной из ЕЭС для промышленных предприятий за расчетный месяц (кВтч);

$W_{\text{мес}}^{\text{СМГ}}$  – величина электроэнергии, выработанной системой малой распределенной генерации за расчетный месяц (кВтч).

Таким образом, эффектом от использования систем малой распределенной генерации  $\Delta T_{\text{мес}}$  является разница между тарифом электроэнергии, закупаемой промышленным предприятием из ЕЭС, и тарифом на электроэнергию, вырабатываемую системой малой распределенной генерации для нужд промышленных предприятий.

Совокупный эффект для промышленных предприятий от выработки электроэнергии при помощи системы малой распределенной генерации  $\Delta E_{\text{мес}}$  за период определяется по формуле (5.2) (руб.).

$$\Delta E_{\text{мес}} = \Delta T_{\text{мес}} \times W_{\text{мес}}^{\text{СМГ}}. \quad (5.2)$$

Средний тариф на потребление электроэнергии  $T_{\text{мес}}$  за период определяется по формуле (5.3) (руб./кВтч).

$$T_{\text{мес}} = \frac{(S_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}} + S_{\text{мес}}^{\text{СМГ}})}{(W_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}} + W_{\text{мес}}^{\text{СМГ}})}. \quad (5.3)$$

Как следует из формул (5.1, 5.2, 5.3), показатели  $\Delta T_{\text{мес}}$ ,  $\Delta E_{\text{мес}}$ ,  $T_{\text{мес}}$  зависят как от общей стоимости выработанной и потребленной электроэнергии  $S_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}}$  и  $S_{\text{мес}}^{\text{СМГ}}$ , так и от соотношения между объемами выработанной и потребленной электроэнергии  $W_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}}$  и  $W_{\text{мес}}^{\text{СМГ}}$ .

Проведенный анализ позволил доказать, что использование механизма ценозависимого управления электропотреблением совместно с использованием систем малой распределенной генерации позволяет снизить значение среднего

тарифа на потребляемую электроэнергию  $T_{\text{мес}}$  и, следовательно, величину общих затрат на потребление электроэнергии промышленного предприятия.

Почасовой график величины электрической энергии  $W_t^{\text{ЕЭС}}$ , потребляемой промышленным предприятием из ЕЭС в час  $t$ , определяется по формуле (5.4).

$$W_t^{\text{ЕЭС}} = W_t^{\text{Спрос}} - W_t^{\text{СМГ}}, \quad (5.4)$$

где:  $W_t^{\text{Спрос}}$  – почасовой график суммарного спроса на электропотребление промышленного предприятия в час  $t$  (кВтч);

$W_t^{\text{СМГ}}$  – почасовой график выработки электроэнергии системы малой распределенной генерации (кВтч).

Почасовой график совокупного спроса потребителя на электроэнергию  $W_t^{\text{Спрос}}$  формируется как сумма прогнозного потребления электроэнергии всех электропотребляющих объектов промышленного предприятия. При этом почасовой график величины электрической энергии  $W_t^{\text{ЕЭС}}$ , потребляемой промышленным предприятием из ЕЭС, представляет собой почасовую разницу между спросом на потребление электроэнергии всех электропотребляющих объектов предприятия  $W_t^{\text{Спрос}}$  и почасовым графиком выработки электроэнергии  $W_t^{\text{СМГ}}$  системой малой распределенной генерации.

Величина стоимости электроэнергии, закупаемой из ЕЭС промышленным предприятием, для каждого расчетного периода зависит как от ценовых параметров рынка электроэнергии, так и от характеристики собственного графика спроса на электропотребление из ЕЭС  $W_t^{\text{ЕЭС}}$  (5.5).

$$S^{\text{ЕЭС}} = \begin{cases} SW = f(W_t^{\text{ЕЭС}}) \\ SP = f(W_t^{\text{ЕЭС}}) \\ SP = f(W_t^{\text{ЕЭС}}) \end{cases}, \rightarrow S^{\text{ЕЭС}} = f(W_t^{\text{ЕЭС}}) \quad (5.5)$$

Так как основной составляющей стоимости вырабатываемой электроэнергии (5.6) является цена топлива, то существенным ограничением изменений в работе системы малой распределенной генерации является величина договорных

лимитов на выборку природного газа из ЕСГ, превышение которых может в значительной степени увеличить затраты на выработку электроэнергии.

$$S_{\text{мес}}^{\text{СМГ}} = S_{\text{мес}}^{\text{ГАЗ}} + S_{\text{мес}}^{\text{Прочие}}, \quad (5.6)$$

где:  $S_{\text{мес}}^{\text{ГАЗ}}$  – стоимость закупленного природного газа на выработку электроэнергии системой малой распределенной генерации за расчетный месяц (руб.);

$S_{\text{мес}}^{\text{Прочие}}$  – прочие затраты, влияющие на стоимость выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации за расчетный месяц (руб.).

График выработки электроэнергии системой малой распределённой генерации синхронен с графиком потребления природного газа из ЕСГ (рисунок 5.7), что объясняется зависимостью нагрузки генераторов системы малой распределенной генерации от интенсивности сгорания природного газа (5.7).



Рисунок 5.7 – Конфигурация графика выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации и графика потребления природного газа на работу генераторов (разработано автором) [510]

$$Q_{\text{сут}}^{\text{факт}} = (f) W_{\text{сут}}^{\text{СМГ}}, \quad (5.7)$$

где:  $Q_{\text{сут}}^{\text{факт}}$  – объем потребления природного газа системой малой распределенной генерации (тыс. куб. м).

Согласно условиям договоров на поставку природного газа региональными поставщиками природного газа, выборка природного газа в течение календарного месяца осуществляется при выполнении условия равномерности посуточного потребления, и объем выборки рассчитывается по формуле (1.16) параграфа 1.3. В случае превышения либо снижения допустимых коридоров лимитов потребления природного газа промышленное предприятие оплачивает штрафы за вnelимитное потребление природного газа, описанные формулой (1.19) параграфа 1.3, что существенно увеличивает стоимость закупаемого природного газа [71].

Учитывая возможность получения штрафов за сверхлимитное потребление природного газа, существует вероятность событий, при которых тариф производства электроэнергии системой малой распределенной генерации окажется выше тарифа на потребление электроэнергии из ЕЭС вследствие несоблюдения лимитов на выборку промышленным предприятием природного газа (5.8).

$$\frac{S_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}}}{W_{\text{мес}}^{\text{ЕЭС}}} < \frac{S_{\text{мес}}^{\text{СМГ}}}{W_{\text{мес}}^{\text{СМГ}}} \quad (5.8)$$

Таким образом, ценозависимое управление графиком спроса на электропотребление посредством покрытия части спроса промышленного предприятия системой малой распределенной генерации также должно учитывать параметры закупа природного газа.

Как следует из формулы (1.20) параграфа 1.3, лимиты на выборку природного газа ограничены лишь суточным периодом, а ценозависимое управление спросом на потребление электроэнергии производится с почасовой дискретностью, что обеспечивает возможность управления внутрисуточной волатильностью выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации с условием непревышения суточных лимитов по выборке природного газа в разрезе суток.

На рисунке 5.8 представлен пример двух вариантов почасовых графиков спроса на потребление природного газа в разрезе суток. На графике «А» спрос является равномерным в каждый час суток, а почасовые объемы потребления газа на графике «В» варьируются, при этом в периоде с 10 по 17 часы объемы потребления газа превышают показатели графика «А», в остальные периоды они существенно ниже. Несмотря на различие почасовых объемов спроса на потребление природного газа в вариантах «А» и «В», объемы суточного потребления природного газа эквивалентны, и выборка природного газа по варианту «В» находится в рамках лимитов и оплачивается по базовым тарифам.

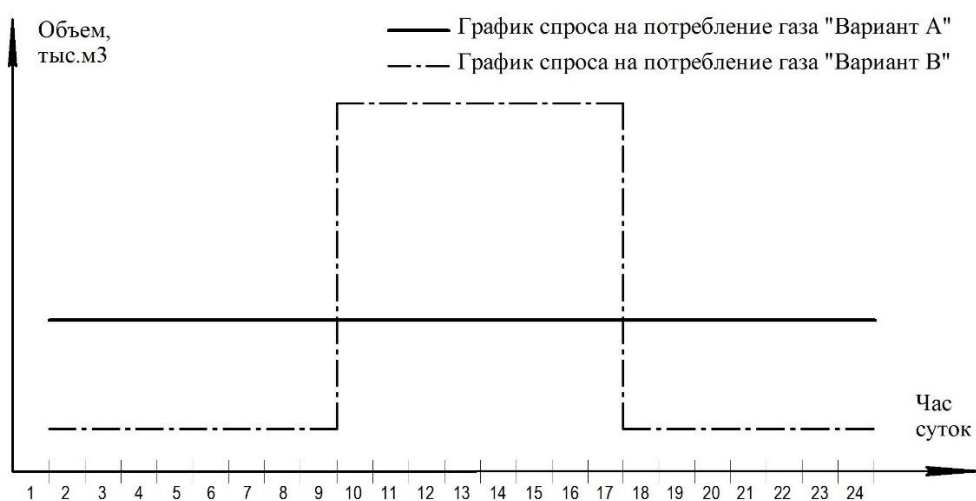


Рисунок 5.8 – Пример вариантов графиков почасового спроса на выборку газа  
(разработано автором)

На рисунке 5.9 представлена разработанная модель управления спросом на потребление электроэнергии на базе интеграции с системой малой распределенной генерации по критериям одновременного управления спросом на природный газ. Модель состоит из ряда последовательно реализуемых блоков. Сначала производится планирование распределения объемов выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации и потребления электроэнергии из ЕЭС на различные периоды управления, разделяемые на сутки, неделю, месяц, квартал и т. д.

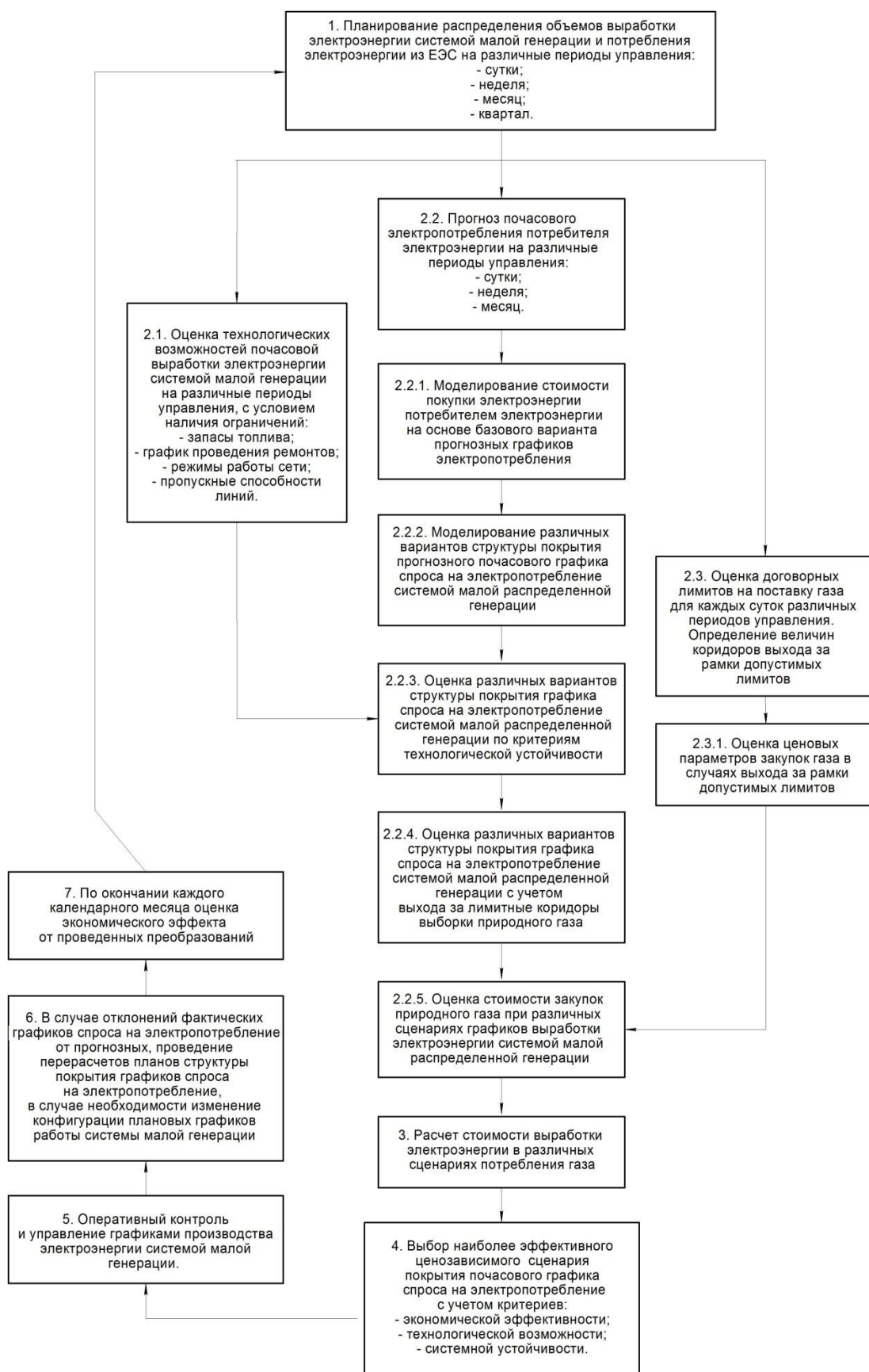


Рисунок 5.9 – Модель ценозависимого управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на базе интегрирования с системой малой распределенной генерации (разработано автором) [71, 296]

Основой модели является прогнозный почасовой график электропотребления промышленного предприятия на различные периоды управления, корректировкой которого производится моделирование стоимости покупки электроэнергии, закупаемой потребителем из ЕЭС, посредством разработки и анализа различных вариантов структуры покрытия совокупного спроса на электропотребление системой малой распределенной генерации.

Обязательным звеном модели является анализ технологических возможностей почасовой выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации на рассматриваемые периоды управления, учет ограничений, таких как наличие запасов топлива, график ремонтов, режимы работы сети, пропускная способность электрических сетей. Результатом анализа выступает моделирование различных вариантов структуры покрытия почасового графика спроса на электропотребление промышленного предприятия с учетом выявленных технологических ограничений на различные периоды управления.

Параллельно производится расчет договорных лимитов на поставку природного газа для каждых суток, определяются величины коридоров выхода за рамки допустимых лимитов, оценка ценовых параметров закупа природного газа в случаях выхода за рамки допустимых лимитов. Учитывая стоимостные параметры закупа природного газа для различных вариантов структуры покрытия графиков спроса на электропотребление системой малой распределенной генерации, производится расчет величины затрат на закуп природного газа и стоимость выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации для каждого сценария.

На следующем этапе осуществляется оценка стоимостных параметров потребления электроэнергии для различных вариантов (сценариев) структуры покрытия почасового спроса и производится выбор оптимального варианта по критериям экономической эффективности, технологической возможности и системной устойчивости. После определения варианта покрытия почасового графика спроса на электропотребление и внедрения его в работу производится оперативный контроль и управление графиками производства электроэнергии



системой малой распределенной генерации. В случае отклонений фактических графиков спроса на электропотребление промышленного предприятия от прогнозных выполняется перерасчет показателей эффективности и вариантов структуры покрытия графика спроса на электропотребление, и в случае необходимости корректируется работа системы малой распределенной генерации. По окончании каждого календарного месяца (расчетный период для закупок электроэнергии на оптовом и розничном рынках) производится оценка экономического эффекта от проведенных преобразований.

На рисунке 5.10 представлен пример применения модели ценозависимого управления спросом на электропотребление на базе интеграции с системой малой распределенной генерации на данных промышленного предприятия, расположенного в Пермском крае. При эквивалентном совокупном графике спроса на электропотребление промышленного предприятия приведено два варианта формирования графика выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации, с учетом которых определяется подвариантный график потребления электрической энергии промышленного предприятия из ЕЭС.

На графиках «А» представлен вариант выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации без учета ценозависимого управления потреблением электроэнергии из ЕЭС, и в этом случае график выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации и, соответственно, график потребления природного газа имеют постоянный почасовой характер, а график потребления электроэнергии из ЕЭС формируется по остаточному принципу.

На графиках «В» проиллюстрирован вариант выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации при использовании модели ценозависимого управления потреблением электроэнергии из ЕЭС. При этом график выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации имеет непостоянный характер и зависит от графика потребления электрической энергии из ЕЭС, формируемого с учетом ценовых сигналов оптового или

розничного рынков электроэнергии по критерию ценозависимого электропотребления.

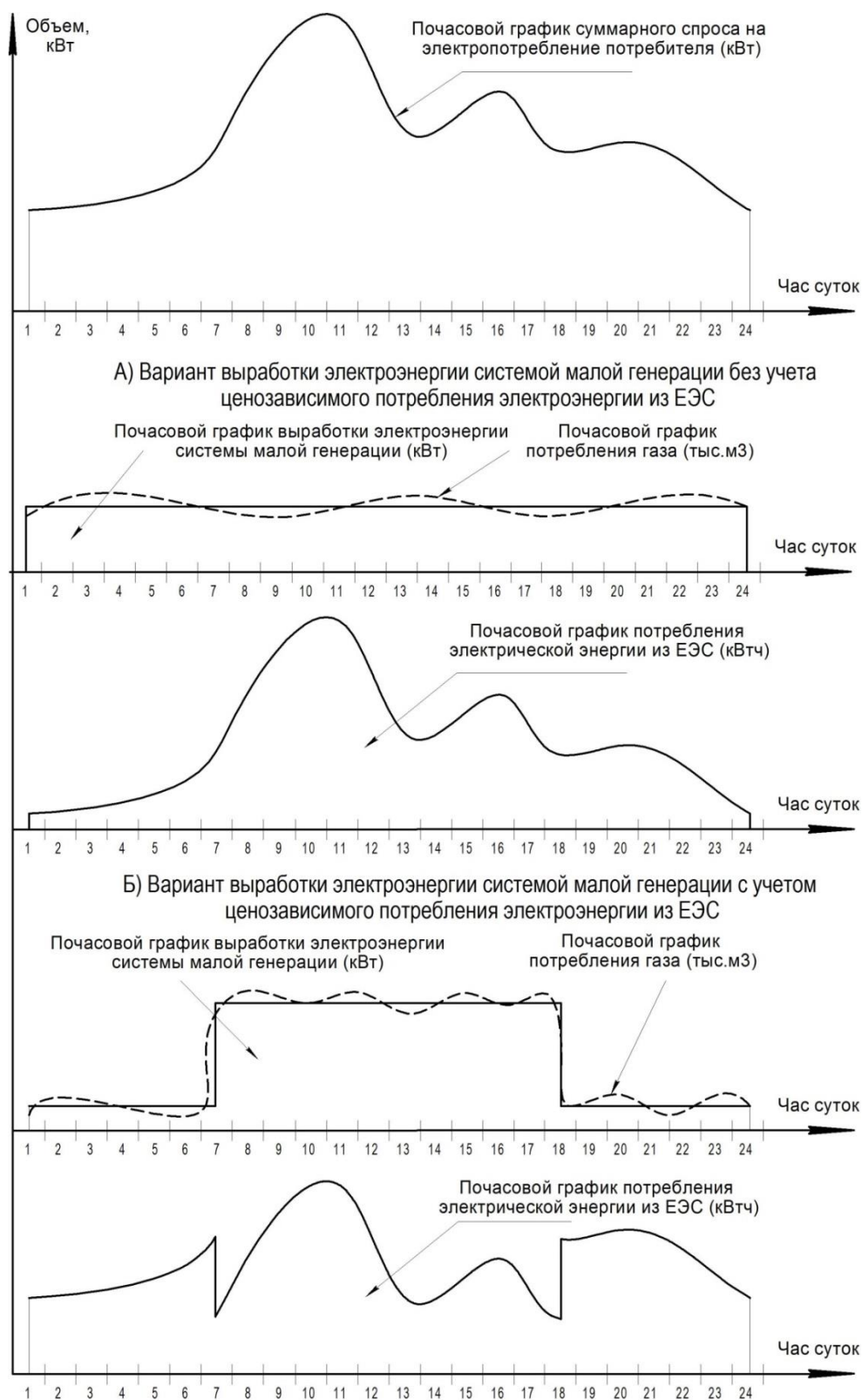


Рисунок 5.10 – Пример применения ценозависимого управления спросом на электропотребление посредством интеграции с системой малой распределенной генерации (разработано автором) [71]

Результат расчета экономического эффекта от использования разработанной модели ценозависимого управления спросом на электропотребление на базе интеграции с системой малой распределенной генерации представлен в таблице 5.1. Расчеты приведены на базе тарифов на поставку электроэнергии и природного газа, действующих на территории Пермского края в 2016 г., для совокупного объема электропотребления промышленного предприятия в размере 36 000 кВтч в сутки.

Затраты на энергоресурсы и величины экономического эффекта от использования ценозависимого управления на базе системы малой распределенной генерации рассчитаны для трех вариантов.

Вариант «А» – покупка полного объема потребности в электроэнергии промышленным предприятием из ЕЭС без использования системы малой распределенной генерации.

Вариант «В» – покрытие части совокупного спроса на электропотребление промышленного предприятия (10 000 кВтч в сутки) выработкой электроэнергии системой малой распределенной генерации без учета ценозависимого потребления электроэнергии из ЕЭС, а также ценозависимого потребления природного газа на нужды работы системы малой распределенной генерации.

Вариант «С» – покрытие части совокупного спроса на электропотребление промышленного предприятия (10 000 кВтч в сутки) выработкой электроэнергии системой малой распределенной генерации с учетом ценозависимого управления потреблением электроэнергии из ЕЭС, а также ценозависимого потребления природного газа на нужды работы системы малой распределенной генерации.

Использование ценозависимого управления потреблением электроэнергии из ЕЭС за счет выработки части потребности в электроэнергии промышленного предприятия системой малой распределенной генерации позволило промышленному предприятию существенно сократить затраты на оплату покупаемых энергоресурсов. Так, удельные показатели тарифов на закуп компонента электрической энергии на РСВ, на закуп компонента электрической

Таблица 5.1 – Расчет экономического эффекта от реализации модели базе интегрирования с системой малой распределенной генерации (разработано автором)

№ пп	Параметр	Величина	Вариант потребления полного объема из ЕЭС	Вариант применения системы малой распределенной генерации	Вариант применения системы малой генерации с учетом ценозависимого потребления газа
			Вариант «А»	Вариант «В»	Вариант «С»
1	Почасовой график суммарного спроса на электропотребление потребителя электроэнергии в сутки	кВт*ч	36 000	36 000	36 000
2	Почасовой график выработки электроэнергии системы малой генерации в сутки	кВт*ч	0	10 000	10 000
3	Почасовой график величины электрической энергии, потребленной из ЕЭС, в сутки	кВт*ч	36 000	26 000	26 000
4	Величина суточных лимитов на потребление газа электростанцией	куб. м.	5 000	5 000	5 000
5	Величина суточного потребления газа системой малой генерации	куб. м.	0	4 000	4 000
6	Величина сверхлимитного потребления газа системой малой генерации	куб. м.	0	0	0
7	Величина покупки электроэнергии на РСВ в сутки	кВт*ч	36 000	26 000	26 000
8	Средний тариф покупки электроэнергии на РСВ	руб./кВтч	1,15	1,15	1,04
9	Объем покупки электрической мощности	кВт в месяц	1 700	1 225	970
10	Средний тариф на закуп электрической мощности	руб./кВтч	0,92	0,92	0,76
11	Величина оплаты услуг по содержанию электрических сетей	кВт в месяц	2 000	1 440	1 140

Окончание таблицы 5.1

№ пп	Параметр	Величина	Вариант потребления полного объема из ЕЭС	Вариант применения системы малой генерации	Вариант применения системы малой генерации с учетом ценозависимого потребления газа
12	Тариф на оплату услуг по содержанию электрических сетей	руб./кВтч	0,97	0,97	0,76
13	Тариф на оплату технологического расхода в электрических сетях	руб./кВтч	0,14	0,14	0,14
14	Общий тариф на закуп электроэнергии	руб./кВтч	3,18	3,18	2,70
15	Общий тариф на выработку электроэнергии системой малой генерации	руб./кВтч	2,92	2,92	2,92
16	Стоимость закупа электроэнергии из ЕЭС в сутки	руб.	114 480	82 680	70 200
17	Стоимость потребления электроэнергии из системы малой генерации	руб.	0	29 200	29 200
18	Цена покупки природного газа в рамках договорных лимитов	руб./ куб. м.	0	4,50	4,50
19	Цена покупки природного газа сверх договорных лимитов	руб./ куб. м.	0	6,75	6,75
20	Фактическая стоимость покупки природного газа системой малой генерации	руб.	0	18 000	18 000
21	Общая стоимость потребления электроэнергии в сутки	руб.	114 480	111 880	99 400
22	Средний тариф на потребление электроэнергии	руб./кВтч	3,18	3,11	2,76
23	Эффект от использования системы распределенной генерации	руб./кВтч	0,00	0,07	0,42
24	Эффект от использования системы распределенной генерации в сутки	руб.	0,00	2 600	15 080
25	Эффективность использования системы распределенной генерации	%	0,0	2,3	13,2

мощности, на оплату компонента услуг по содержанию электрических сетей по вариантам отличаются в пользу варианта «С», что обусловлено учетом ценовых параметров энергосистемы при планировании графика спроса на электропотребление в рамках ценозависимого управления потреблением электроэнергии. Также в вариантах «В» и «С» при различной структуре потребления природного газа суточный объем выборки природного газа составляет 4 000 куб. м и даже при волатильном характере потребления природного газа в варианте «С» в условиях установленного лимита потребления в объеме 5 000 куб. м сверхлимитное потребление природного газа исключено. Стоимость закупаемого природного газа составила 4,5 руб./тыс. куб. м, а в случае выхода за коридоры установленных лимитов закупа природного газа производилась бы с превышающим коэффициентом, равным 1,5, и тарифом, равным 6,75 руб./тыс. куб. м.

Варианты «А» и «В» отличаются на величину экономии от потребления электроэнергии с применением системы малой распределенной генерации, которая составляет 7 копеек за 1 кВтч, или 2,3% от общей стоимости закупа электроэнергии промышленным предприятием. При этом при сравнении вариантов «А» и «С» эффект составляет 42 копейки за 1 кВтч, или 13,2% от общей стоимости закупа электроэнергии.

Таким образом, проведенная апробация показала, что при ценозависимом управлении комплексным спросом на энергоресурсы эффект, получаемый от ценозависимого регулирования работы системы малой распределенной генерации может возрасти в несколько раз. По нашему мнению, в зависимости от масштаба электропотребления промышленного предприятия экономический эффект в годовом измерении может достигать нескольких десятков миллионов рублей.

Теперь рассмотрим методические основы использования систем промышленных накопителей электроэнергии совместно с управлением комплексным спросом на потребление энергоресурсов на промышленном предприятии.

Среди перспективных технологических решений в области промышленной энергетики особое место занимают технологии систем промышленных накопителей электроэнергии (СНЭ) (англ. Energy storage). СНЭ представляют собой устройства для аккумуляции электроэнергии для целей ее дальнейшего использования в требуемых интервалах времени и режимах потребления [7]. Упрощенно, СНЭ представляет собой аккумулятор электроэнергии, способный накапливать заряд большой емкости.

Традиционно СНЭ используется в нескольких направлениях:

- ✓ применение в качестве бесперебойных источников электроснабжения на период краткосрочного ограничения подачи электроэнергии;
- ✓ обеспечение баланса активной и реактивной мощности в системах электроснабжения;
- ✓ регулирование частоты и напряжения в системах электроснабжения;
- ✓ повышение устойчивости работы сети электроснабжения в случае работы электроприемников с резкопеременной нагрузкой.

С развитием цифровизации энергетики, концепции «Умных сетей», распределенной и возобновляемой энергетики СНЭ получили принципиально новые возможности использования, так как они представляют собой новый элемент архитектуры сетей электроснабжения, придающий ей новые функциональные свойства. Прежде всего СНЭ могут применяться в качестве элементов систем управления спросом на электропотребление.

СНЭ могут работать в комбинированном режиме, как с традиционными источниками энергоснабжения, так и с системами малой распределенной генерации и альтернативными источниками электроэнергии, как это представлено на рисунке 5.11. Применение локальных СНЭ расширяет возможности управления энергоснабжением промышленных предприятий, приводит к снижению потерь и более гибкому регулированию режимов работы применительно к управляемой нагрузке промышленного предприятия.

С нашей точки зрения, действующие условия ценообразования на оптовом и розничном рынках электроэнергии России позволяют использовать СНЭ в рамках

механизмов управления спросом на электропотребление промышленных предприятий. СНЭ интегрируется в параллельную работу с системой электроснабжения промышленного предприятия, с последующей зарядкой из сети электроснабжения в часы суток с наименьшей стоимостью закупок электроэнергии и выдачей саккумуляированной электроэнергии в часы с наибольшей стоимостью закупок электроэнергии из ЕЭС [82].

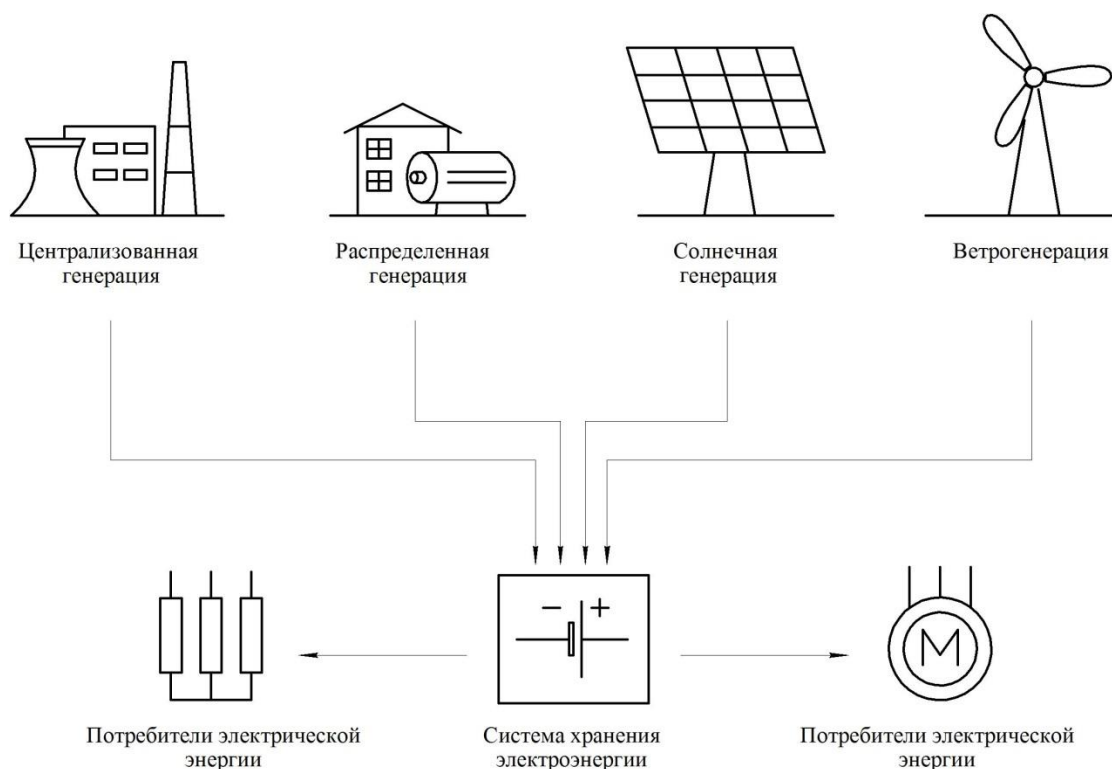


Рисунок 5.11 – Структура работы СНЭ с различными источниками выработки электроэнергии (составлено автором)

Эффект от применения СНЭ в качестве инструмента управления спросом рассчитывается на основании формулы (5.9).

$$\sum_{\Delta T} \mathcal{E}_W^{\text{НЭ}} = \sum_{\Delta T} TC_W^{\text{А.Закуп}} - \sum_{\Delta T} TC_W^{\text{Выработка НЭ}}, \quad (5.9)$$

где:  $\sum_{\Delta T} \mathcal{E}_W^{\text{НЭ}}$  – эффект от применения СНЭ за период  $\Delta T$  (руб.);

$\sum_{\Delta T} TC_W^{\text{А.Закуп}}$  – стоимость альтернативного закупа электроэнергии из ЕЭС за период  $\Delta T$  (руб.) (5.10);



$\sum_{\Delta T} TC_W^{\text{Выработка НЭ}}$  – стоимость выработки электроэнергии СНЭ за период  $\Delta T$  (руб.) (5.11).

В качестве периода  $\Delta T$  могут приниматься различные интервалы времени, используемые для оценки экономического эффекта. Для оценки операционной эффективности применения систем промышленных накопителей электроэнергии применяются суточные либо месячные интервалы. Для оценки инвестиционной эффективности применения систем промышленных накопителей применяются более длинные периоды, рассчитываемые в квартальных либо годовых интервалах.

$$TC_W^{\text{А_Закуп}} = \sum (T_t^{\text{А_Закуп}} \times W_t^{\text{Выработка НЭ}}), \quad (5.10)$$

где:  $T_t^{\text{А_Закуп}}$  – почасовые тарифы на поставку электроэнергии из электроэнергетической системы (руб./кВтч);

$W_t^{\text{Выработка НЭ}}$  – почасовые объемы выработки электроэнергии системой накопителей электроэнергии (кВтч);

$T_t^{\text{А_Закуп}}$  формируется посредством механизмов рыночного ценообразования и состоит из трех основных компонент, описанных в параграфе 1.3.

Также параметры  $T_t^{\text{А_Закуп}}$  и  $W_t^{\text{Выработка НЭ}}$  соответствуют одинаковым временным интервалам  $t$ , в которые производится закуп электроэнергии из ЕЭС и выработка электроэнергии системой накопителей электроэнергии (5.11).

$$TC_W^{\text{Выработка НЭ}} = \sum T_t^{\text{Выработ НЭ}} \times W_t^{\text{Выработка НЭ}}, \quad (5.11)$$

где:  $T_t^{\text{Выработ НЭ}}$  – почасовые затраты на поставку электроэнергии из системы накопителей электроэнергии (руб./кВтч).

Параметр  $T_t^{\text{Выработ НЭ}}$  формируется из комплекса затрат на поставку электроэнергии, состоящих как из стоимости электроэнергии, закупаемой в процессе зарядки накопителей из ЕЭС, так и из инвестиционных затрат на закуп системы накопителей, а также операционных затрат на эксплуатацию и

обслуживание систем промышленных накопителей, следовательно, составляющая  $T_t^{\text{Выработ НЭ}}$  рассчитывается на основании формулы (5.12) [81].

$$T_t^{\text{Выработ НЭ}} = \frac{[\sum_{\Delta T} TC_W^{\text{Заряд}} + \sum_{\Delta T} TC^{\text{Инвест}} + \sum_{\Delta T} TC^{\text{Экспл}}]}{\sum_{\Delta T} W_t^{\text{Выработка НЭ}}}, \quad (5.12)$$

где:  $\sum_{\Delta T} TC_W^{\text{Заряд}}$  – затраты на закуп электроэнергии из электроэнергетической системы в процессе заряда системы накопителей электроэнергии за период  $\Delta T$  (руб.);

$\sum_{\Delta T} TC^{\text{Инвест}}$  – величина инвестиционных затрат, привлеченных на приобретение и монтаж системы накопителей электроэнергии (руб.);

$\sum_{\Delta T} TC^{\text{Экспл}}$  – величина эксплуатационных затрат, направляемых на поддержание системы накопителей электроэнергии в работоспособном состоянии за период  $\Delta T$  (руб.);

$\sum_{\Delta T} W_t^{\text{Выработка НЭ}}$  – объемы выработки электроэнергии системой накопителей электроэнергии за период  $\Delta T$  (кВтч).

В случае если параметр  $\sum_{\Delta T} \mathcal{E}_W^{\text{НЭ}} < 0$ , то выработка электроэнергии системой накопителей электроэнергии является экономически невыгодной, промышленному предприятию следует рассмотреть целесообразность потребления электроэнергии из централизованной сети электроснабжения.

Для эффективной работы системы промышленных накопителей электроэнергии в системе электроснабжения промышленного предприятия требуется выполнять комплексный анализ сценариев изменений различных параметров электропотребления, среди которых можно выделить следующие:

- ✓ периоды времени, в которые производится формирование пиков электрической нагрузки промышленных предприятий [70];
- ✓ продолжительность пиков электрических нагрузок промышленных предприятий;
- ✓ стоимость закупа электроэнергии промышленными предприятиями в период формирования пиков электрических нагрузок [10];

- ✓ технологические возможности покрытия спроса на электропотребление со стороны СНЭ;
- ✓ период и продолжительность заряда СНЭ;
- ✓ стоимость закупок электроэнергии в период заряда СНЭ из ЕЭС.

Учитывая наличие выявленных особенностей работы СНЭ в качестве инструментов управления спросом на промышленных предприятиях, а также существующие ограничения, которые вытекают из особенностей их работы, работа накопителей электроэнергии параллельно с ЕЭС должна выполняться на основе разработанной нами модели управления, представленной на рисунке 5.12.

Модель управления состоит из блоков, в рамках которых производится прогноз планового почасового электропотребления промышленного предприятия с оценкой плановой стоимости электроэнергии. Далее с учетом характеристик системы СНЭ производится оценка различных вариантов заряда и разряда СНЭ по критериям минимизации затрат на закуп электроэнергии из ЕЭС и минимизации затрат общей стоимости закупа электроэнергии промышленным предприятием из ЕЭС.

На основании полученных данных по критериям экономической эффективности, технологической возможности, системной устойчивости производится выбор наиболее эффективного сценария покрытия почасового графика спроса на электропотребление промышленного предприятия с применением СНЭ. В процессе работы СНЭ производится оперативный контроль и управление работой СНЭ, а также ее корректировки в случае изменения параметров планового почасового потребления электроэнергии. По окончании каждых суток производится оценка экономического эффекта от проведенных преобразований.

Приведем пример расчета экономической эффективности применения СНЭ на промышленном предприятии. В расчете использовались параметры электропотребления промышленного предприятия, расположенного в Свердловской области. На рисунке 5.13 представлены диаграммы почасовых графиков базового спроса на электропотребление промышленного предприятия,

графиков почасового заряда и выдачи электроэнергии СНЭ и график спроса на электропотребление промышленного предприятия из электроэнергетической системы.

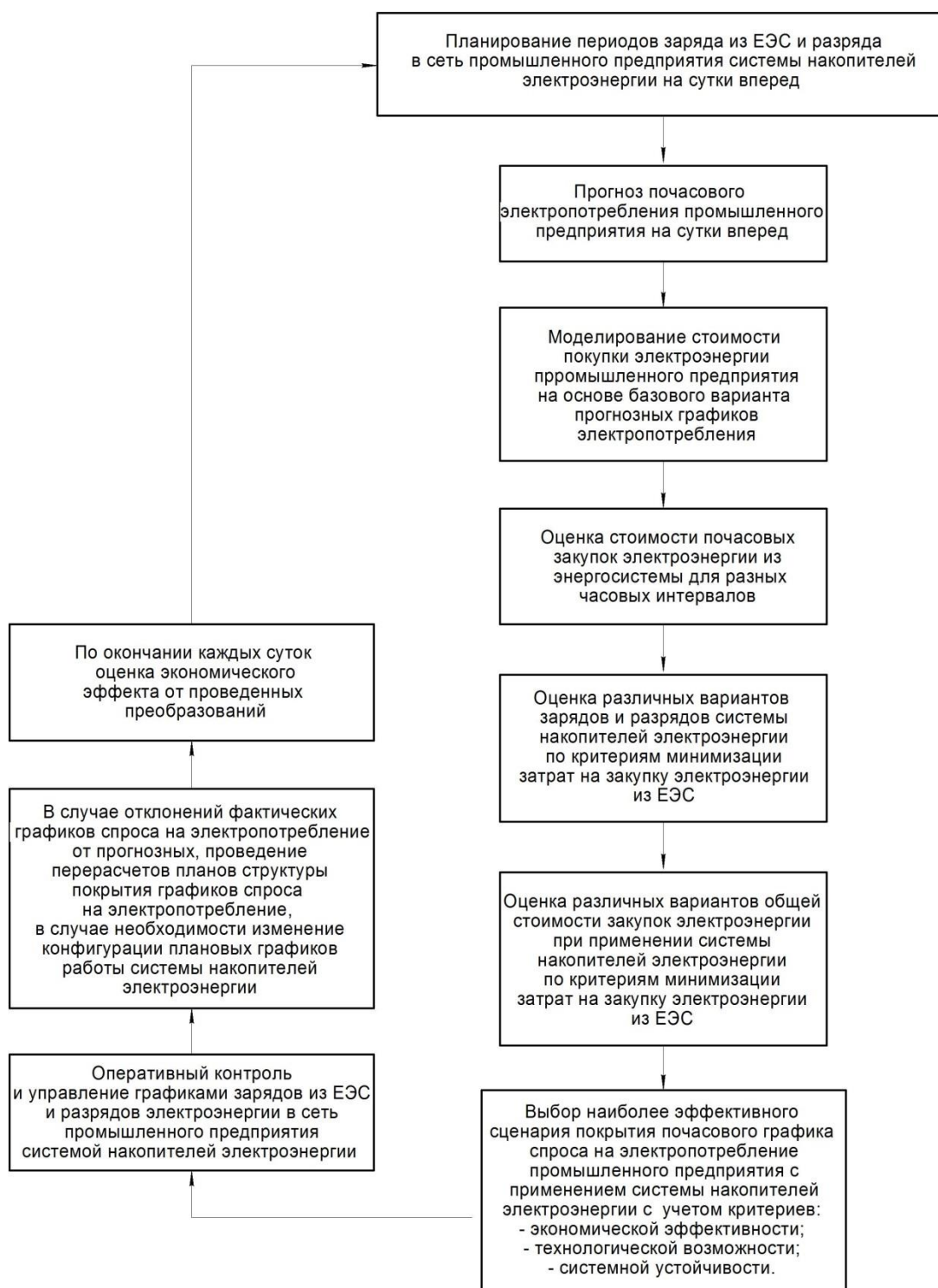


Рисунок 5.12 – Модель ценозависимого управления спросом на потребление электроэнергии на базе интегрирования с системой накопителей электроэнергии (разработано автором)

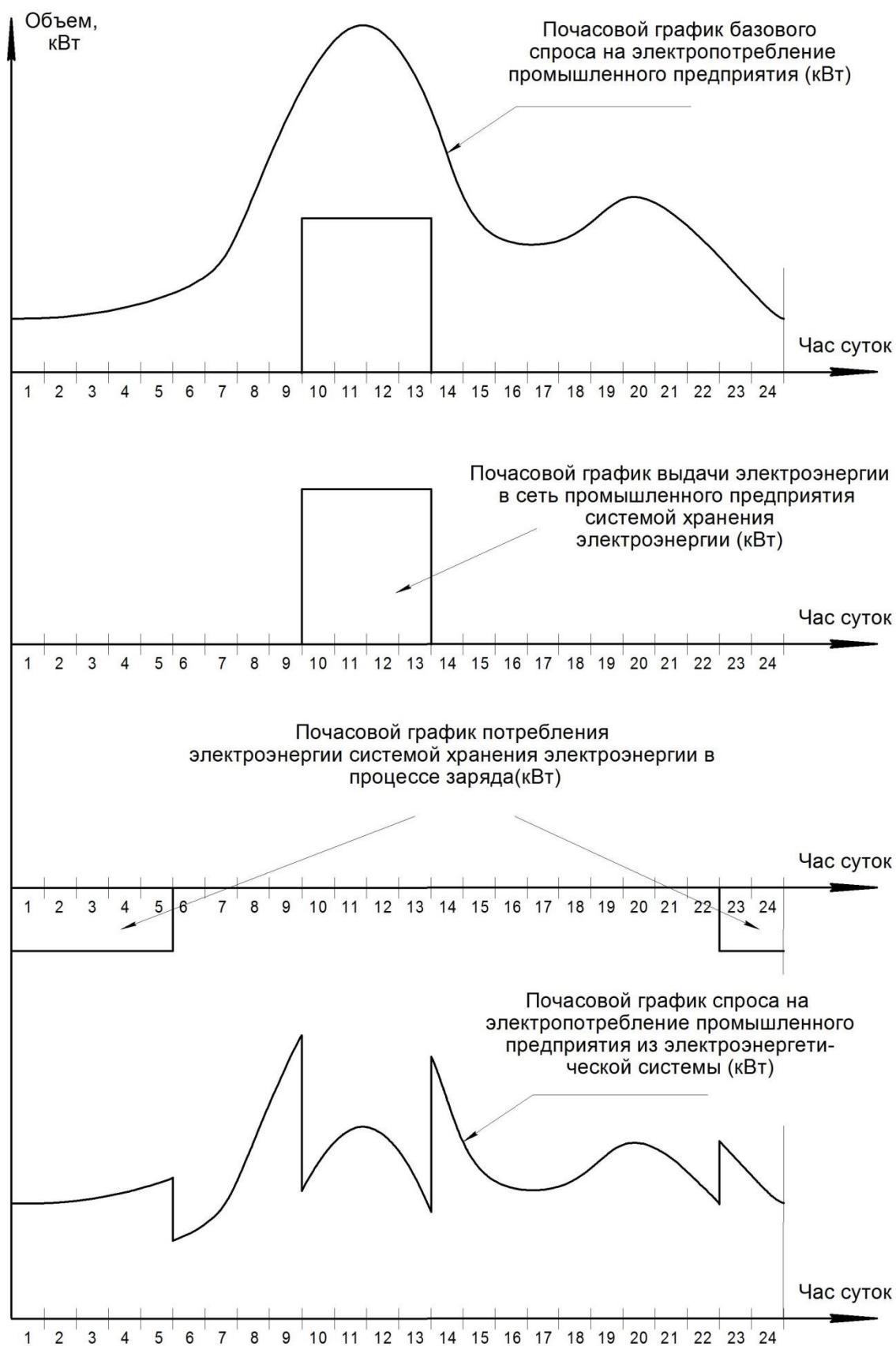


Рисунок 5.13 – Диаграммы почасовых графиков спроса на электропотребление промышленного предприятия, а также используемого СНЭ (разработано автором)

Как следует из графика базового спроса на электропотребление промышленного предприятия, он характеризуется неравномерностью, что проявляется в завышении почасового спроса в период дневного максимума энергосистемы с 10:00 до 14:00 часов. СНЭ производит заряд в периоды ночного минимума нагрузки энергосистемы и, следовательно, наиболее низких цен на закуп электроэнергии – с 23:00 до 06:00 часов.

Как следует из графика спроса на потребление электроэнергии промышленного предприятия, результирующий график спроса на потребление электроэнергии снижается в период часа дневного максимума на величину выдачи электроэнергии во внутреннюю сеть промышленного предприятия. График общего спроса из ЕЭС промышленного предприятия растет в период заряда СНЭ в ночные часы минимума нагрузки энергосистемы.

В таблице 5.2 приведены параметры графиков потребления электроэнергии промышленного предприятия из ЕЭС, параметры графиков заряда и выработки электроэнергии системой хранения электроэнергии, а также параметры графика потребления электроэнергии из ЕЭС, для которых будет производиться расчет. Также в указанной таблице приведен график почасовых цен на закуп электроэнергии, на основании которых производились расчеты стоимости электроэнергии. Заряд системы хранения электроэнергии производится в течение 7 часов с потребляемой мощностью 180 кВт в час. Общая потребляемая мощность промышленного предприятия в период максимума дневных часов достигает 580 кВт.

В таблице 5.2 представлены результаты расчета экономических параметров закупа электроэнергии промышленным предприятием как в базовом варианте работы, т. е. без применения системы хранения электроэнергии, так и в варианте применения СНЭ, с детализацией по каждому компоненту стоимости электроэнергии.

Величина компонента «стоимость электрической энергии» при применении СНЭ снизилась на 9 765 руб. в месяц, или на 3,9% от общей первоначальной величины затрат.

Таблица 5.2 – Экономические параметры применения СНЭ в качестве инструмента ценозависимого управления спросом на промышленном предприятии (разработано автором)

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Базовый вариант работы предприятия	Использование системы хранения электроэнергии	Полученный эффект
1	Суточный объем потребления электроэнергии из электрической сети	кВт·ч в сутки	6 578	6 578	-
2	Количество календарных дней, применяемых в расчетном месяце	дн.	31	31	-
3	Месячный объем потребления электроэнергии из электрической сети	кВт·ч в месяц	203 918	203 918	-
4	Затраты на закуп электрической энергии	руб. в месяц	244 683	234 918	- 9 765
5	Величина оплачиваемой электрической мощности	кВт	580	265	- 315
6	Цена на закуп электрической мощности	руб/кВт в месяц	771,02	771,02	-
7	Затраты на закуп электрической мощности	руб. в месяц	447 190	204 319	- 242 870
8	Величина оплаты составляющей содержания электрических сетей	кВт	580	265	- 315
9	Ставка оплаты составляющей содержания электрических сетей	руб. в месяц	1 155,45	1 155,45	-
10	Затраты на оплату составляющей содержания электрических сетей	руб. в месяц	670 159	306 193	- 363 966
11	Ставка оплаты технологического расхода (потерь)	руб/кВт·ч	0,308	0,308	-
12	Стоимость оплаты технологического расхода (потерь)	руб. в месяц	62 807	62 807	0
13	Месячная величина затрат на закуп электроэнергии	руб. в месяц	1 424 839	808 238	- 616 601
14	Месячная величина затрат на закуп электроэнергии	%	100	56,8	- 43,2

Величина компонента «стоимость электрической мощности» снижается достаточно существенно – на 54,3% от величины компонента в базовом варианте и составляет 242 870 руб. в месяц.

Стоимость оплаты услуг по передаче электроэнергии также существенно сокращена на сумму 363 966 руб. в месяц, или на 54,3% от величины компонента в базовом варианте. Итоговое снижение затрат на закуп электроэнергии для исследуемого промышленного предприятия составило 616 601 руб. в месяц или 7 399 213 руб. в год. Это экономит 43,2% от базовой величины затрат на закуп электроэнергии промышленного предприятия. Полученный результат свидетельствует о высокой эффективности применения систем хранения электроэнергии в качестве механизма управления спросом на потребление электроэнергии на промышленном предприятии.

Проведенное исследование применения распределенных систем энергоснабжения, а именно систем малой распределенной генерации и систем промышленных накопителей электроэнергии, в рамках механизмов управления спросом позволило доказать, что их применение расширяет возможности управления комплексным спросом на потребление как электроэнергии, так и природного газа на промышленном предприятии, что выражается в увеличении гибкости, точности и глубины управления. Предложенные алгоритмы и модели управления могут быть использованы на всех типах промышленных предприятий, функционирующих в различных регионах России. Также интеграция различных элементов распределенных источников энергоснабжения промышленных предприятий в рамках единой системы управления, регулируемой по критериям управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа, позволяет определить дальнейшее развитие теоретико-методологических основ использования современных инновационных технологий управления промышленными энергосистемами, таких как «Умные сети», «Интернет вещей», «Умный учет», и перспективных технологий интеллектуального управления спросом в промышленности.



### **5.3. Экономическая эффективность управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа**

Выравнивание волатильности графиков спроса на потребление электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями генерирует комплексный эффект, который формируется на всех уровнях процессов производства, передачи, распределения, потребления электрической энергии и природного газа и в дальнейшем масштабируется на всех потребителей энергетических ресурсов, действующих в рамках Единой энергетической системы и Единой системы газоснабжения страны. Так, выравнивание спроса на потребление электроэнергии и природного газа на этапе производства приводит к повышению коэффициента использования оборудования электростанций и газовых заводов, снижает величину горячего резерва мощностей электростанций и газовых заводов, используемых для обеспечения неравномерности спроса со стороны энергосистемы, в том числе сезонных колебаний, сокращает затраты на устранение аварий и ремонтов оборудования. На уровне передачи электроэнергии и природного газа по магистральным сетям выравнивание спроса приводит к снижению необходимого резерва пропускной способности магистральных линий электропередачи и газопроводов, к сокращению эксплуатационных расходов на содержание магистральной электросетевой и газотранспортной инфраструктуры, к сокращению потребности в значительных инвестиционных затратах на развитие и повышение пропускной способности магистральной электросетевой и газотранспортной инфраструктуры. На уровне передачи электрической энергии и природного газа по распределительным сетям выравнивание спроса также приводит к сокращению эксплуатационных расходов на содержание инвестиционных затрат на развитие соответствующей инфраструктуры, сокращает затраты на устранение аварий, уменьшает потери в распределительных сетях, расширяет возможности для технологического присоединения новых и увеличения потребляемой мощности у действующих промышленных потребителей, что существенным образом влияет на возможности развития

национальной экономики. На уровне промышленных предприятий, являющихся основными потребителями энергетических ресурсов, управление комплексным спросом на потребление электрической энергии и природного газа прежде всего приводит к снижению собственных затрат на закуп электрической энергии и природного газа, что особенно важно для промышленных предприятий, доля потребления энергоресурсов которых в структуре себестоимости конечной продукции, в зависимости от отраслевой принадлежности, может составлять от 5% до 50%.

Кроме того, управление комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями приводит к снижению затрат на производство, передачу и распределение электроэнергии и природного газа на всех уровнях функционирования Единой энергетической системы и Единой системы газоснабжения. Сокращение затрат энергосистемы не только проявляется в снижении тарифов на отпуск энергоресурсов для промышленных предприятий, выполняющих управление комплексным спросом, но и масштабируется на всех потребителей энергетических ресурсов, действующих в рамках энергосистемы, в т. ч. на тех потребителей энергетических ресурсов, которые не принимают непосредственного участия в управлении спросом. Вместе с этим выравнивание спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне энергосистем приводит к повышению качества режимов поставляемой электроэнергии и природного газа, что увеличивает ресурс работы оборудования, действующего на промышленных предприятиях, а также сокращает затраты, связанные с остановками производственных процессов, вызванных авариями и системными ограничениями в энергосистеме, что также приводит к повышению эффективности и надежности функционирования энергосистемы на всех уровнях управления.

На уровне промышленных предприятий эффект от управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов в первую очередь зависит от возможных диапазонов и глубины управления графиками собственного спроса на потребление электроэнергии и природного газа в периоды максимума

энергосистемы. На промышленных предприятиях существует множество факторов, влияющих на процесс внедрения модели управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов, систематизация которых приведена в приложении Ю. Таким образом, управление комплексными нагрузками энергопотребления промышленных предприятий является многоаспектной задачей и связано с внедрением организационных изменений процессов производства и системы управления отдельных подразделений предприятия. Ключевую роль в реализации эффективного управления спросом на энергоресурсы играет качество информационной базы, на основе которой производится сбор исходных данных, их анализ для последующей разработки и принятия организационных управленческих решений.

Учитывая сложность внедрения управления комплексным графиком спроса на потребление энергоресурсов в рамках промышленного предприятия, нами предложено достигать этой цели за пять последовательных этапов. В рамках этапов постепенно расширяется количество производственных объектов, участвующих в управлении спросом, глубина вводимых организационных изменений, степень вовлечения персонала промышленного предприятия, число производственных подразделений и т. п. Характеристики предлагаемых этапов внедрения модели управления комплексным спросом на энергоресурсы по различным критериям сведены в таблице 5.3. Далее приведено укрупненное описание каждого разработанного этапа.

Этап №1. На первом этапе производится управление спросом на потребление энергоресурсов на базе одного отдельного производственного объекта промышленного предприятия. В качестве такого производственного объекта может быть использован стан, печь, машина и т. п. На данном этапе организационные изменения ограничиваются характеристиками графиков нагрузок и возможностями управления спросом данного производственного объекта. Особенные требования к автоматизации и цифровизации отсутствуют, уровень рисков является минимальным. Данный этап является наиболее простым для реализации и позволяет персоналу промышленного предприятия понять цели,

методы и принципы управления спросом для упрощения и ускорения перехода к дальнейшим этапам и расширению внедрения модели управления спросом. Учитывая ограниченное количество объектов управления, диапазон регулирования спроса на потребление электроэнергии на первом этапе, как правило, ограничен значениями 2–4% от общего объема спроса, на потребление природного газа – 2–3%.

Этап №2. На втором этапе управления графиками спроса производится расширение количества производственных объектов, которые характеризуются схожестью выполняемых технологических процессов. Примерами таких объектов могут быть участок нагревательных печей, станки, выполняющие либо однотипную, либо последовательную технологическую операцию. На втором этапе организационные изменения ограничиваются данными производственными объектами, учитывая количество объектов управления, целесообразной будет организация автоматизированного сбора данных о почасовых параметрах потребления электроэнергии. Степень повышения рисков для второго этапа является также небольшой. Данный этап, с одной стороны, продолжает этап №1, но в условиях возрастания информационных потоков позволяет сформировать начало для разработки более сложных алгоритмов управления и увеличить эффект от управления спросом. Учитывая возрастание количества объектов управления, диапазон регулирования спроса на потребление электроэнергии на втором этапе увеличивается до 2–10%, на потребление природного газа – 2–6% от общего объема спроса на энергоресурсы промышленного предприятия.

Этап №3. На третьем этапе производится количественное расширение производственных объектов на основе которых производится управление графиками спроса на энергопотребление промышленного предприятия. Управляемые объекты объединены отдельным производственным подразделением, таким как цех, корпус и т. п. Это позволяет не только увеличить объем потенциального спроса, управление которым производится, но и расширить типы производственных объектов, участвующих в управлении спросом.

Таблица 5.3 – Этапы внедрения модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями и их характеристики (разработано автором) [9]

№ пп	Параметр	Этап №1	Этап №2	Этап №3	Этап №4	Этап №5
1	Диапазон управления графиком нагрузки на потребление электроэнергии в масштабах Предприятия (%) Диапазон управления графиком нагрузки на потребление природного газа в масштабах Предприятия (%)	2-4	2-10	2-25	2-50	2-70
2	Оборудование, участвующее в управлении спросом	Один энергопотребляющий объект предприятия	Комплекс энергопотребляющих объектов, объединенных схожестью технологических процессов	Комплекс энергопотребляющих и неэнергопотребляющих объектов, объединенных рамками отдельных производственных подразделений	Все крупные потребители энергоресурсов предприятия и неэнергопотребляющие производственные объекты	Все потребители электроэнергетики и природного газа предприятия
3	Уровень охвата системы управления предприятиями	Производственный персонал объекта	Производственный и вспомогательный персонал объектов, на которых производится управление	Производственные подразделения предприятия, действующие в рамках объектов, на которых производится управление	Все производственные подразделения предприятия, в т. ч. снабжение и сбыт	Все подразделения предприятия

Продолжение таблицы 5.3

№ пп	Параметр	Этап №1	Этап №2	Этап №3	Этап №4	Этап №5
5	Глубина вводимых организационных изменений	На уровне отдельного производственного объекта (стан, печь)	На уровне комплекса производственных объектов (одинаковое оборудование участка, цеха)	На уровне производственных объектов, объединенных цехами, участками, корпусами	Все крупные производственные объекты	Все предприятие
6	Уровень изменения системы экономического планирования	Уровень производственного подразделения	Уровень производственного подразделения	Уровень производственного подразделения и уровень предприятия	Уровень производственных подразделений и уровень предприятия	Уровень производственных подразделений и уровень предприятия
7	Степень вовлеченности персонала	Отдел энергетика, плановый отдел	Отдел энергетика, плановый отдел, начальники участков	Отдел энергетика, плановый отдел, начальники цехов	Генеральный директор, главный инженер, отдел энергетика, плановый отдел, снабжение и сбыт	Весь персонал предприятия
8	Необходимость в модернизации производственного оборудования	Отсутствует	Отсутствует	На уровне систем автоматизации объектов регулирования	На уровне систем автоматизации объектов регулирования и смежных производственных объектов	На уровне систем автоматизации объектов регулирования и прочих энергоемких производственных и вспомогательных объектов

## Окончание таблицы 5.3

№ пп	Параметр	Этап №1	Этап №2	Этап №3	Этап №4	Этап №5
9	Уровень учета электроэнергии	Предприятие и производственный объект	Предприятие и комплекс производственных объектов	Предприятие, цехи, в которых производится управление, участки, производственные объекты	Предприятие, все цехи, в которых производится управление, участки, производственные объекты	Предприятие, все цехи, участки, производственные и вспомогательные объекты
10	Уровень автоматизации и цифровизации процессов производства	Отсутствует	Автоматизированный сбор результатов измерений почасовых параметров потребления электроэнергии	Автоматизированный сбор, автоматизация расчетов экономических параметров	Автоматизированный сбор, автоматизация расчетов экономических параметров, выдача планов производству	Интеграция задачи управления спросом на потребление электроэнергии с системой ERP
11	Требования к скорости принятия решений о введении изменений	Низкая	Низкая	Средняя	Высокая	Высокая
12	Горизонт планирования загрузки оборудования	1 месяц	1,5 месяца	3 месяца	6 месяцев	1 год
13	Уровень системности и взаимосвязанности вводимых изменений	Низкий	Низкий	Средний	Высокий	Высокий
14	Степень повышения технологических рисков	Низкая	Низкая	Средняя	Высокая	Высокая
15	Степень повышения производственных рисков	Низкая	Низкая	Средняя	Высокая	Высокая
16	Степень повышения экономических рисков	Низкая	Низкая	Средняя	Высокая	Высокая

Также, как правило, в рамки цехов, корпусов входит оборудование, не потребляющее электроэнергию и природный газ, при этом изменение графиков работы такого оборудования необходимо для реализации управления комплексным спросом на энергоресурсы.

Примерами таких объектов могут быть кузнечно-прессовые, механические цеха, в которых функционирует как энергоемкое оборудование, потребляющее электроэнергию в значительных масштабах, так и оборудование, участвующее в производственном процессе, но не являющееся столь энергоемким. Однако для управления графиками работы энергопотребляющего оборудования требуется выполнять управление всей технологической цепочкой. На данном этапе организационные изменения ограничиваются территорией производственных площадок цехов и корпусов. Учитывая существенное расширение объектов управления и расширение их номенклатуры, целесообразно организовать автоматизацию сбора и расчетов необходимых экономических параметров. Степень повышения рисков для данного этапа возрастает и оценивается как средняя, а диапазон регулирования спроса на потребление электроэнергии возрастает до 2–25%, на потребление природного газа – 2–15% от общего объема спроса на энергоресурсы промышленного предприятия.

Отставание диапазона управления природным газом от диапазона управления потребляемой электроэнергией связано с более гибкими возможностями управления электропотребляющими объектами предприятия относительно производственных объектов, потребляющих природный газ.

Этап №4. При переходе на четвертый этап внедрения управления комплексным спросом производится расширение объектов управления до всех энергоемких объектов промышленного предприятия. Примерами таких объектов можно назвать основные производственные мощности предприятий, такие как крупные станы, печи, крупные электроприводы механизмов, а также вспомогательные производственные объекты, такие как электротранспортер, используемый в производстве, системы вентиляции, отопления и т. п. Как правило, объем энергопотребления такими установками составляет основную



долю общего спроса производственного предприятия и может достигать 90% от общей величины спроса на электроэнергию и природный газ. На данном этапе организационные изменения существенно расширяются и касаются не только всех производственных подразделений предприятия, но и обеспечивающих подразделений, в том числе службы снабжения и службы сбыта. Учитывая масштабы организационных изменений, в процесс управления будет вовлечено значительное количество персонала, возможно гибкое изменение сменности работы [133]. Учитывая существенное расширение объектов управления и их номенклатуры, целесообразна организация автоматизированного сбора, расчета экономических параметров, распределения гибких планов всем производственным подразделениям. Степень повышения рисков для четвертого этапа возрастает и оценивается как высокая. Учитывая возрастание количества объектов управления промышленного предприятия, диапазон регулирования спроса на потребление электроэнергии возрастает до 2–50%, на потребление природного газа – 2–25% от общего объема спроса на энергоресурсы промышленного предприятия.

Этап №5. На пятом этапе участие в управлении графиками нагрузки потребления электроэнергии принимают абсолютно все энергопотребляющие объекты промышленного предприятия. Выбор объектов для управления осуществляется по критериям экономической целесообразности, технологической возможности и системной устойчивости. На данном этапе организационные изменения максимально расширяются и касаются без исключения всех производственных и вспомогательных подразделений предприятия. Автоматизацию целесообразно распространить не только на сбор информации, расчет экономических параметров, выдачу гибких планов всем производственным подразделениям, но и на интеграцию задачи управления спросом на потребление электроэнергии и природный газ с системой ERP предприятия. Особые требования на данном этапе предъявляются к системе коммерческого и технического учета потребления электроэнергии, глубина учета которой должна быть организована на уровне единичных потребителей электроэнергии. Степень

рисков для данного этапа оценивается как высокая. Диапазон регулирования спроса на потребление электроэнергии возрастает до 2–70%, на потребление природного газа – 2–40% от общего объема спроса на энергоресурсы промышленного предприятия.

Предложенная этапность внедрения модели управления спросом на энергопотребление на промышленных предприятиях основана на постепенности расширения охватываемых производственных объектов, последовательном усложнении модели управления, поэтапном повышении экономического эффекта и повышении принимаемых технологических и производственных рисков.

С учетом существования значительного количества факторов, усложняющих реализацию управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ, а также необходимости поэтапного внедрения управления комплексным спросом на энергопотребление на промышленных предприятиях нами была разработана модель управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов на промышленных предприятиях, представленная на рисунке 5.14. Центром управления графиками спроса на энергоресурсы является система, объединяющая функции производственного планирования на предприятии, примером которой может быть служба главного диспетчера или служба главного технолога промышленного предприятия. Функция сбора информации о параметрах спроса на энергопотребление, прогнозирования рыночных индикаторов и моделирования сценариев закупок электроэнергии и природного газа при различных конфигурациях графиков спроса выполняется в отдельном центре компетенций по реализации управления комплексным спросом на энергопотребление на промышленном предприятии. Указанный центр компетенций должен тесно взаимодействовать со службами, отвечающими за производственное планирование, организацию производственных процессов и взаимодействие с энергорыночной инфраструктурой.

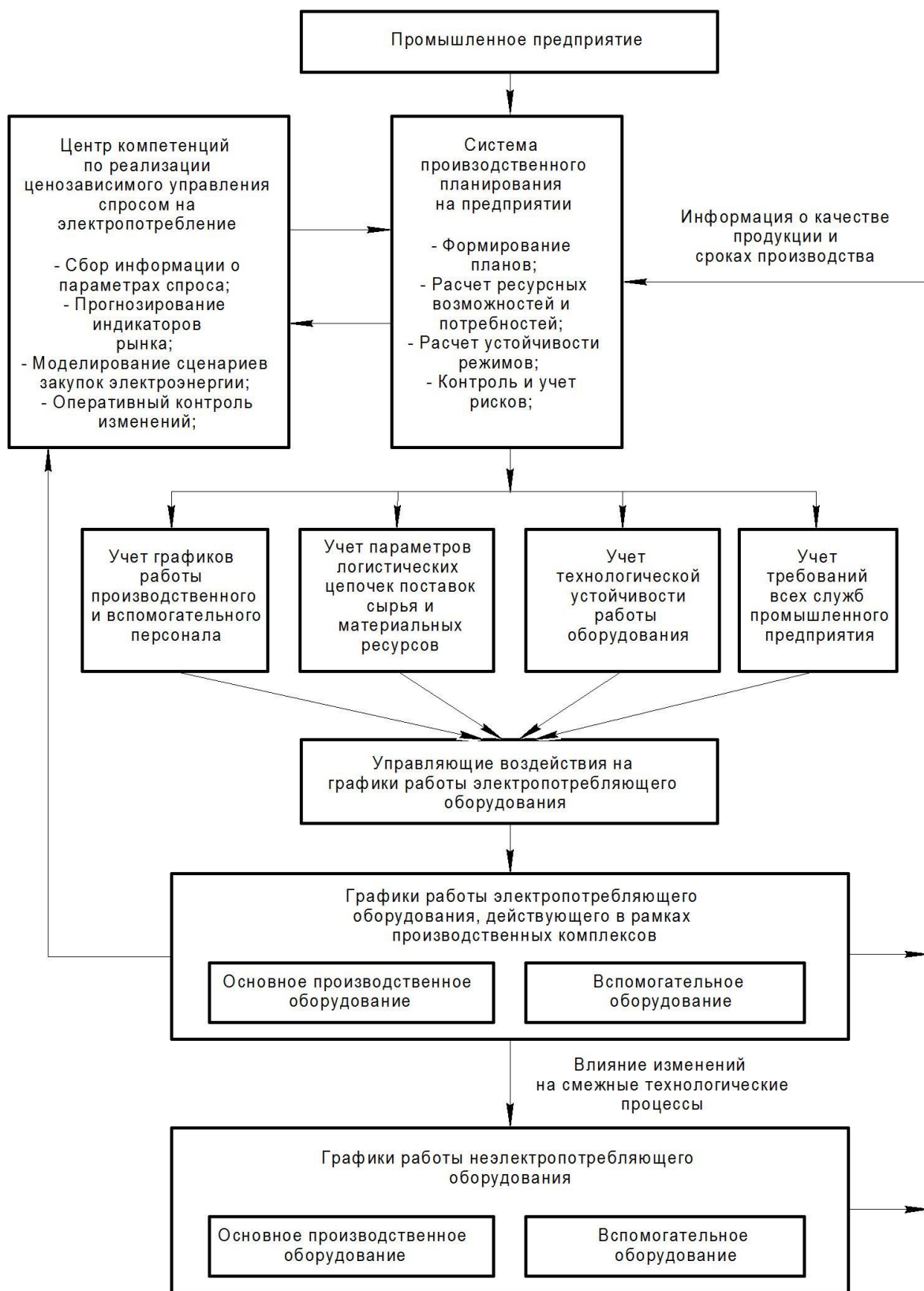


Рисунок 5.14 – Модель управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов на промышленных предприятиях (разработано автором) [9]

В рамках модели управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ в процессе разработки сценариев управления графиками энергопотребления на промышленном предприятии производится учет графиков работы производственного и вспомогательного оборудования, параметров логистических цепочек поставки сырья и материальных ресурсов, технологической устойчивости работы оборудования и требований к работе всех служб промышленного предприятия. В рамках анализа возможных сценариев управленческих воздействий проводится расчет возможностей управления графиками работы основного производственного и вспомогательного энергопотребляющего оборудования промышленного предприятия. В процессе моделирования сценариев изменений графиков работы энергопотребляющего оборудования проводится оценка влияний на изменение графиков работы производственного и вспомогательного оборудования, которое не потребляет электроэнергию, а также потребления прочих энергетических ресурсов, используемых промышленным предприятием. Параметры изменения спроса на энергопотребление должны подвергаться постоянному мониторингу и оперативным корректировкам, учитывающим изменения внутренней либо внешней среды промышленного предприятия.

Основой модели управления графиками процессов производства является информационная платформа, на базе которой производится сбор исходных данных, их анализ для последующего принятия управленческих решений с последующим контролем.

На рисунке 5.15 представлена схема реализации этапов внедрения модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, которая отражает поэтапное повышение диапазонов регулирования, рост изменений, вводимых на предприятии, снижение затрат на закуп электроэнергии и природного газа, а также повышение технологических, производственных и экономических рисков.

Учитывая различия структуры потребления электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, связанные со спецификой

производственных процессов, с особенностями структуры потребления энергоресурсов, с масштабами производства, продолжительность каждого этапа внедрения модели управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов является индивидуальной. Например, для машиностроительного предприятия средняя продолжительность этапа №1 будет составлять 5 месяцев, этапа №2 – 10 месяцев, этапа №3 – 18 месяцев, этапа №4 – 2 года, этапа №5 – от 2 до 4 лет.



Рисунок 5.15 – Схема реализации этапов внедрения управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов на промышленных предприятиях (разработано автором)

Принимая во внимание специфику технологических процессов производства продукции на промышленных предприятиях, относящихся к различным отраслевым промышленным группам, глубина возможного управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа и

величина потенциальных экономических эффектов также существенно варьируются. Диапазон возможного управления графиками нагрузок электроэнергии и природного газа может быть ограничен внутренними затратами предприятия на организацию изменения конфигурации графиков процессов производства по сравнению с эффектом, получаемым предприятием от введения системы управления спросом. Таким образом, регулирование графиков нагрузки потребления энергоресурсов свыше определенных диапазонов для промышленного предприятия может оказаться невыгодным.

В таблице 5.4 представлена экспертная оценка диапазонов возможного снижения спроса на потребление электроэнергии и природного газа от суточного максимума потребления энергоресурсов различными типами промышленных предприятий, получаемых в результате управления спросом. Представленные диапазоны снижения спроса предусматривают возможность сокращения величин собственного суточного спроса в периоды диапазонов плановых часов пиковых нагрузок энергосистемы в рамках длительных периодов времени.

Таким образом, разные отраслевые группы промышленных предприятий России оказывают неодинаковое влияние на процесс выравнивания графиков спроса на потребление электроэнергии и природного газа в масштабах отдельных территориальных образований, региональных и объединенных энергосистем, а также в рамках ЕЭС и ЕСГ страны в целом. Результаты расчета экономического эффекта от реализации управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне отдельных предприятий металлургической, машиностроительной и цементной отраслей промышленности были представлены в параграфе 5.1.

Для промышленных предприятий, характеризующихся сравнительно низкими объемами удельного потребления энергетических ресурсов, таких как предприятия радиоэлектронной промышленности, легкой промышленности, пищевой промышленности и т. п., организация управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в рамках диапазона, превышающего 20%, возможна лишь в исключительных случаях.

Таблица 5.4 – Диапазоны возможного снижения спроса на потребление электроэнергии и природного газа различными типами промышленных предприятий (разработано автором)

№ п/п	Отрасль промышленности	Диапазоны снижения собственного спроса от базовой величины	
		В потреблении электроэнергии (%)	В потреблении природного газа (%)
1	Черная металлургия	40	40
2	Цветная металлургия	45	30
3	Машиностроение и металлообработка	25	25
4	Тяжелое машиностроение и станкостроение	30	25
5	Автомобильная промышленность и транспортное машиностроение	15	20
6	Горнорудная промышленность и добыча полезных ископаемых	20	25
7	Цементная промышленность	40	40
8	Добыча нефти и природного газа	30	30
9	Нефтеперерабатывающая и газоперерабатывающая промышленность	30	30
10	Химическая промышленность	40	40
11	Целлюлозно-бумажная промышленность	35	35
12	Электроэнергетика и теплоэнергетика	20	30
13	Оборонная промышленность	15	15
14	Лесопромышленный комплекс и деревообработка	15	25
15	Промышленность строительных материалов	15	25
16	Стекольная и фарфоро-фаянсовая промышленность	15	20
17	Фармацевтическая и медицинская промышленность	10	10
18	Радиоэлектронная промышленность	10	10
19	Лёгкая промышленность	10	10
20	Пищевая промышленность	5	5
21	Производство товаров народного потребления	5	5
22	Агропромышленный комплекс	5	5

Это связано с тем, что управление графиком спроса на потребление энергоресурсов на промышленных предприятиях, характеризующихся сравнительно низкими объемами удельного энергопотребления, сопряжено со значительными затратами на организацию такого управления при относительно невысоком уровне потенциального экономического эффекта.

Для промышленных предприятий, относящихся к отраслям промышленности, характеризующимся высокими удельными показателями потребления энергетических ресурсов, таких как черная металлургия, цветная металлургия, тяжелое машиностроение и станкостроение, цементная, химическая промышленность и т. п., возможные диапазоны управления спросом могут достигать 40% от базовой величины спроса на потребление энергоресурсов. Увеличение возможного диапазона управления спросом на данных типах предприятий связано с относительно невысокими затратами на организацию управления спросом, что существенно покрывается получаемым экономическим эффектом.

В абсолютном выражении величина эффекта от управления комплексным спросом на энергопотребление для одного промышленного предприятия может составлять от нескольких десятков до нескольких сотен миллионов рублей ежегодно. Величина эффекта зависит как от объемов потребления электроэнергии и природного газа промышленного предприятия, так и от полученной величины снижения спроса на потребление энергоресурсов по отношению к базовому уровню потребления энергоресурсов.

Проведем экспертную оценку экономического эффекта, получаемого в результате управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на региональном уровне. В качестве примера экспертная оценка экономического эффекта выполнена на основе Свердловской области. Свердловская область является пятым регионом России по масштабам потребления электроэнергии после г. Москвы, Иркутской области, Красноярского края и Московской области и формирует 4,4% объема спроса на потребление электроэнергии России. По потреблению природного газа Свердловская область



также занимает пятое место в стране, уступая Тюменской области, г. Москве, Московской области и Пермскому краю. Затраты на потребление электроэнергии потребителями Свердловской области составляют порядка 205 млрд руб. ежегодно, что составляет примерно 9% ВРП. Затраты на потребление природного газа потребителями, действующими в Свердловской области, ежегодно составляют порядка 82 млрд руб., что равно примерно 3,6% ВРП. Таким образом, комплексные затраты на потребление электроэнергии и природного газа Свердловской области порядка 287 млрд руб. в год, что составляет примерно 12,6% от ВРП.

В структуре потребления электроэнергии Свердловской области преобладает промышленный сектор, на долю которого приходится 69% регионального спроса. В структуре потребления природного газа промышленный сектор Свердловской области формирует 70% величины регионального спроса, в рамках которого 42% приходится на отрасль электроэнергетики, 22% приходится на потребление металлургической промышленностью, оставшиеся 6% потребляются прочими промышленными предприятиями. Преобладание промышленного сектора в общей структуре спроса на потребление электроэнергии и природного газа Свердловской области определяет возможность извлечения значительной экономии от управления комплексным спросом на энергоресурсы не только для промышленности, но и для прочих потребителей, действующих в регионе.

Величина часового максимума потребления электроэнергии энергосистемы Свердловской области в зимний период достигает 6400 МВт, в летний – 4500 МВт. Суточный максимум потребления природного газа системой газоснабжения Свердловской области в зимний период достигает 80 млн куб. м в сутки, в летний – 30 млн куб. м в сутки.

Учитывая преобладание энергоемких отраслей промышленности в структуре общего промышленного потребления электроэнергии региона, таких как черная и цветная металлургия, тяжелое машиностроение, горнорудная промышленность и т. п., по нашей экспертной оценке, диапазон возможного

снижения спроса на потребление электроэнергии в промышленном секторе Свердловской области в период суточного максимума энергосистемы может достигать 20% от базовой величины спроса. С учетом поправки на долю потребления электроэнергии промышленностью в общем объеме регионального спроса, снижение спроса на потребление электроэнергии может достигать 13,8%, или 883 МВт в период зимнего максимума энергосистемы, а в период летнего максимума нагрузок – 621 МВт. Полученные значения снижения мощности даже для масштабов Свердловской области являются существенными и могут сравниться с установленной мощностью крупных электростанций, действующих в ЕЭС России, таких как Новосвердловская ТЭЦ, действующая в г. Екатеринбурге Свердловской области (установленная мощность 557 МВт), Тюменская ТЭЦ-2, действующая в г. Тюмени (установленная мощность 755 МВт), Челябинская ТЭЦ-3, действующая в г. Челябинске (установленная мощность 593 МВт).

Учитывая значительную долю потребления природного газа в Свердловской области со стороны электроэнергетики и металлургической промышленности, экспертная величина диапазона снижения спроса на потребление природного газа в промышленном секторе региона в случае управления комплексным спросом на одновременное потребление электроэнергии и природного газа может достигать 18% от базовой величины спроса. С учетом поправки на долю потребления природного газа промышленным сектором в объеме общего регионального спроса, величина общего снижения спроса на потребление природного газа может составлять 12,6%, или 10 млн куб. м в сутки в период зимнего максимума энергосистемы, а в период летнего максимума энергосистемы – 3,8 млн куб. м в сутки. Полученный эффект можно считать значительным, так как он сравним с потреблением природного газа отдельными регионами России и крупнейшими электростанциями ЕЭС России, такими как Архангельская или Астраханская области или Ириклинская ГРЭС, расположенная в Оренбургской области (установленная электрическая мощность 2 430 МВт), Нижневартовская ГРЭС, расположенная в Ханты-Мансийском автономном округе (установленная электрическая мощность 2 031 МВт) либо Сургутская ГРЭС-1, расположенная в

Ханты-Мансийском автономном округе (установленная электрическая мощность 3 333 МВт).

Таким образом, экономический эффект от реализации управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в масштабах Свердловской области в виде снижения затрат на этапах производства электроэнергии и природного газа, передачи по магистральным и распределительным сетям составляет более 12 млрд руб. в год. При расчете эффекта учитывались границы снижения спроса на электроэнергию и природный газ, стоимость поставки анализируемых энергоресурсов по действующим региональным тарифам, с применением поправочного коэффициента на полученную стоимость обращения энергоресурсов, равного 0,3. В рамках выявленного экономического эффекта снижение затрат региона на потребление электроэнергии составляет порядка 8,6 млрд руб. в год, снижение региональных затрат на потребление природного газа – порядка 3,4 млрд руб. в год. Полученный экономический эффект от управления комплексным спросом на энергопотребление в Свердловской области составляет 4,1% от общих региональных затрат на закуп электроэнергии и природного газа, что в масштабах региона позволяет существенно снизить себестоимость отпускаемой продукции отраслей промышленности и повысить эффективность и устойчивость региональной экономики. Кроме того, за счет управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в масштабах Свердловской области повышается качество энергоснабжения действующих потребителей, качество отпускаемых энергоресурсов, увеличивается устойчивость работы энергосистемы региона, сокращаются затраты на ремонты основных фондов энергосистемы и количество аварийных отключений потребителей. Также при снижении величины спроса на потребление электроэнергии и природного газа высвобождаются дополнительные мощности системы электроснабжения и газоснабжения, позволяющие производить технологическое присоединение новых промышленных предприятий либо увеличивать потребляемую мощность

существующих, что также содержит резервы для получения масштабного эффекта для развития экономики Свердловской области.

В масштабах экономики России годовые объемы потребления электроэнергии оставляют 1100 млрд кВтч, а потребление природного газа ежегодно достигает 443 млрд куб. м. Общие годовые затраты на обеспечение электроэнергией экономики России составляют ориентировочно 4 329 млрд руб. в год, затраты на обеспечение природным газом составляют ориентировочно 2 037 млрд руб. в год. Общие годовые затраты на обеспечение электроэнергией и природным газом в России составляют 6366 млрд руб., что составляет 7,5% годового ВРП России, из которых 5,1% приходится на потребление электроэнергии, а 2,4% на потребление природного газа.

Основная доля потребления электроэнергии в масштабах экономики России приходится на промышленный сектор, доля которого в общей структуре потребления электроэнергии составляет 59%, или более 654 млрд кВтч в год, что покрывается затратами со стороны промышленных предприятий в размере 2 554 млрд руб. ежегодно. Доля потребления природного газа промышленным сектором России в общей структуре внутреннего потребления природного газа составляет 66%. В структуре промышленного потребления природного газа в России также преобладает отрасль электроэнергетики, использующая природный газ на нужды электростанций, которые потребляют 38% от общего спроса на газ в стране. Также 10% потребления газа промышленностью покрывает нефтяная и нефтехимическая промышленность, 5% приходится на металлургическую промышленность, 6% на агрохимическую промышленность. Итоговая величина спроса на потребление природного газа промышленностью составляет более 292 млрд куб. м в год, что составляет ориентировочно 1 344 млрд руб. в год.

Учитывая высокую долю промышленности в общей структуре спроса на потребление электроэнергии и природного газа России, управление спросом обуславливает наличие резервов и возможность получения значительного экономического эффекта не только для промышленных предприятий, но и для прочих потребителей, действующих в энергосистеме страны.

Величина максимума часового потребления электроэнергии Единой энергетической системой России в зимний период достигает 145 000 МВт, в летний период – 114 000 МВт. Величина суточного максимума потребления природного газа Единой системой газоснабжения России в зимний период достигает 1800 млн куб. м в сутки, в летний период – 581 млн куб. м в сутки.

Учитывая значительную долю потребления электроэнергии в Единой энергетической системе России отраслями промышленности, которые включают как энергоемкие отрасли, такие как металлургия, тяжелое машиностроение, цементная и химическая промышленность, так и менее энергоемкие отрасли, такие как автомобильная промышленность и транспортное машиностроение, оборонная промышленность, лесопромышленный комплекс и деревообработка, а также легкая промышленность, диапазон возможного снижения спроса на потребление электроэнергии в промышленном секторе России может составлять 17% от базовой величины спроса в период суточного максимума энергосистемы. С учетом поправки на долю потребления электроэнергии промышленным сектором в общем потреблении электроэнергии страны, величина снижения спроса на потребление электроэнергии в Единой энергетической системе России может составлять 10,03%, или 14 544 МВт в период зимнего максимума энергосистемы, и 11 434 МВт в период летнего максимума. Полученные показатели снижения мощности являются значительными на уровне энергосистемы России и могут сравниться с потребляемой мощностью таких энергоемких регионов России, как Московская область или Тюменская область, либо потреблением электроэнергии Иркутской, Кемеровской, Читинской областями и Республикой Бурятия одновременно.

Учитывая значительную долю потребления природного газа в масштабах Единой системы газоснабжения России со стороны электроэнергетики, нефтяной и нефтехимической промышленности, металлургической и агрохимической промышленности, экспертная величина снижения спроса на потребление природного газа в промышленном секторе России в случае управления комплексным спросом на одновременное потребление электроэнергии и

природного газа может достигать 15% от базовой величины суточного спроса в период максимума нагрузок энергосистемы. С учетом поправки на долю потребления природного газа промышленным сектором в общем объеме спроса, величина диапазона снижения спроса на потребление природного газа в Единой системе газоснабжения России может составлять 9,9%, или 178,2 млн куб. м в сутки в период зимнего максимума энергосистемы, и 57,5 млн куб. м в сутки в период летнего максимума. Указанный объем снижения спроса на потребление природного газа превышает одновременное потребление газа таких регионов, как г. Санкт-Петербург и г. Москва, либо Свердловская область и Челябинская область, что в масштабах потребления природного газа в ЕСГ России является существенным.

Таким образом, расчет величины снижения затрат на этапах производства электроэнергии и природного газа, передачи по магистральным и распределительным сетям показал ориентировочный результат в размере более 190 млрд руб. в год, в том числе за счет снижения затрат на потребление электроэнергии – 130 млрд руб. в год, за счет снижения затрат на потребление природного газа – порядка 60 млрд руб. в год.

Полученный расчетный экономический эффект от управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России составляет приблизительно 3% от общей величины годовых затрат на закуп энергоресурсов в стране. Это позволяет повысить эффективность функционирования российской промышленности в части снижения затрат на оплату энергоресурсов, сократить себестоимость отпускаемой продукции, повысить конкурентоспособность и устойчивость национальной экономики. Кроме того, за счет введения механизмов управления спросом на уровне энергосистемы России повышается качество энергоснабжения действующих потребителей, высвобождаются дополнительные резервные мощности энергосистемы, что повышает инвестиционную привлекательность российской экономики и формирует платформу для дальнейшего индустриального развития страны.

Проведенная оценка экономического эффекта, получаемого от реализации управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне отдельных промышленных предприятий России, на региональном уровне на примере Свердловской области, а также в масштабах экономики России, подчеркивает эффективность разработанных методологических основ и методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, и полученные при его реализации экономические эффекты могут служить основой для повышения энергетической эффективности, экономической безопасности и конкурентоспособности отечественной экономики.

#### Выводы по главе 5

12. Проведенная апробация модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на примере предприятий металлургической, машиностроительной и цементной промышленности дает основание сделать вывод, что управление графиком спроса на потребление электроэнергии и природного газа может эффективно выполняться на базе промышленного предприятия любой отраслевой принадлежности в рамках отдельных крупных энергоёмких объектов и / или их групп. При выборе объектов для внедрения механизмов управления комплексным спросом целесообразно детально оценить все альтернативные затраты на реализацию организационных изменений. Как правило, затраты, требуемые предприятиям для организации изменения графиков работы отдельных производственных объектов, в значительной мере покрываются эффектом в виде экономии затрат на закуп электроэнергии и природного газа.

13. Эффект, полученный в результате проведенной апробации управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа предприятиями металлургической, машиностроительной и цементной промышленности, можно считать достаточно существенным, так как он выражается сотнями миллионов рублей ежегодно. Кроме того, в результате управления спросом на уровне

отдельного предприятия происходит выравнивание графиков нагрузок на потребление электроэнергии и природного газа на уровне электроэнергетических систем и систем газоснабжения, в которых промышленные предприятия производят потребление энергоресурсов.

14. В диссертационном исследовании разработана модель ценозависимого управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на базе интегрирования с системой малой распределенной генерации, которая позволяет унифицировать и адаптировать процесс управления комплексным спросом для всех промышленных предприятий, использующих распределенные источники энергоснабжения. Проведенное исследование результатов интеграции модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях с использованием систем малой распределенной генерации доказывает возможность значительного повышения эффективности как управления комплексным спросом, так и использования систем малой распределенной генерации.

15. Также в работе доказана возможность использования систем промышленных накопителей электроэнергии в качестве элементов управления спросом на потребление электроэнергии. Разработанная модель ценозависимого управления спросом на потребление электроэнергии на базе интегрирования с системой промышленных накопителей электроэнергии, с учетом существующих технологических ограничений их работы и особенностей ценообразования на оптовом и розничном рынках электроэнергии, также позволяет повысить эффективность процесса управления спросом промышленного предприятия на энергоресурсы. Применение локальных систем промышленных накопителей электроэнергии расширяет возможности управления энергоснабжением, позволяет более гибко регулировать режимы работы энергопотребителей, что повышает эффективность управления спросом на потребление электроэнергии на промышленных предприятиях.

16. Проведенная оценка потенциальных экономических эффектов применения механизмов управления комплексным спросом на потребление



электроэнергии и природного газа как на региональном уровне, так и на уровне экономики России позволяет констатировать возможность получения значительной экономии, которая распределяется на всех потребителей электроэнергии и природного газа, действующих в энергосистеме. В масштабах экономики России экспертная оценка эффекта от управления комплексным спросом составила порядка 190 млрд руб. в год, или около 3% от общих затрат на обращение электроэнергии и природного газа в масштабах экономики России, что не только является значимым для отрасли ТЭК, но и играет существенную роль в процессе социально-экономического развития экономики страны. Помимо полученного эффекта от снижения затрат на закуп электроэнергии и природного газа, управление спросом позволяет повысить качество энергоснабжения действующих потребителей, а также за счет высвобождения дополнительных мощностей производить технологическое присоединение новых промышленных предприятий либо увеличивать мощности существующих, что обуславливает получение дополнительных эффектов и повышение энергетической эффективности страны.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итоги проведенного диссертационного исследования, обобщим и рассмотрим основные результаты, полученные в ходе его проведения.

1. Эмпирическое исследование параметров производства и потребления топливно-энергетических ресурсов в различных странах мира демонстрирует существенную роль экономики России в формировании мирового энергетического баланса. Россия входит в число мировых лидеров производства, потребления и экспорта топливно-энергетических ресурсов, при этом по показателям энергетической эффективности энергопотребления внутри страны, выражаемым в энергоемкости и электроемкости ВВП по ППС, Россия выделяется существенным отставанием от большинства развитых и развивающихся стран мира. Среди особенностей потребления топливно-энергетических ресурсов для России характерна высокая степень газификации экономики, а также значительное потребление электроэнергии и природного газа промышленным сектором, обеспечивающим порядка 70 % общего энергетического спроса страны. Сравнительный анализ характеристик вариации спроса на потребление энергоресурсов в странах мира позволил выявить высокий уровень показателей волатильности в России, снижение которого можно рассматривать как организационно-управленческий резерв повышения энергетической эффективности обращения энергоресурсов в топливно-энергетическом комплексе.

Исследование технологических, режимных и экономических процессов функционирования газовой промышленности России позволило констатировать частичное подобие процессов производства, передачи, распределения и потребления природного газа на различных уровнях ЕСТ с обращением электроэнергии в ЕЭС России, выраженное в следующих аспектах:

а) значительное количество потребителей природного газа, объединенных в рамки единой технологической системы производства, распределения и потребления, работающих в рамках единого технологического режима функционирования системы ЕСТ;

б) необходимость обеспечения мгновенного баланса между параметрами производства и потребления природного газа, в случае рассогласования которого происходит снижение качества и повышение аварийности в работе ЕСГ;

в) отсутствие возможности мгновенного контроля и ограничения нагрузки потребления газа каждого потребителя, действующего в рамках ЕСГ;

г) отсутствие возможности аккумулирования природного газа в требуемых масштабах для покрытия пиковых нагрузок потребления газа;

д) высокая неравномерность спроса на потребление газа в разрезе различных временных периодов.

Выявленные особенности определяют единство процессов формирования стоимости на эти два основных для России энергоресурса, что отчасти обусловлено волатильностью спроса на потребление электроэнергии и природного газа.

Таким образом, в действующих экономических условиях функционирования экономики России, характеризующихся отставанием показателей энергоемкости и электроемкости ВВП от среднемировых показателей, в промышленном комплексе существуют значительные резервы повышения энергетической эффективности, которые можно использовать за счет управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа, что может позволить получить синергетический эффект от такого управления и существенно повысить энергетическую эффективность как отдельных промышленных предприятий, так и экономики России в целом.

2. В рамках проведенного анализа научных исследований в области управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, выполненных отечественными и зарубежными учеными, выявлено, что вопросу управления спросом на электропотребление промышленностью посвящено значительное количество работ, основа которых заложена в процессе централизованной электрификации промышленности, проводимой в 20 веке.

Сопоставление генезиса зарубежных и отечественных исследований показало, что в России развитие теоретической базы управления энергопотреблением началось с существенным опережением мировых исследований, еще в 1930-е годы, однако на сегодняшний день теоретические и практические научные разработки России в этой сфере существенно отстают от большинства развитых стран.

Основной вклад в научные исследования в области управления спросом на потребление природного газа принадлежит отечественным исследователям, что связано с интенсивной централизованной газификацией промышленности в период СССР, со значительными объемами потребления природного газа отечественной экономикой по сравнению с остальным миром.

Ключевым вектором современного этапа научных разработок в области управления спросом как на электроэнергию, так и на природный газ является автоматизация и цифровизация используемых в этой сфере механизмов, что, безусловно, должно учитываться при дальнейшем совершенствовании механизмов и инструментов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа.

3. Учитывая особенности отраслей электроэнергетики и газовой промышленности, возможность рассмотрения анализируемых отраслей как единого промышленного комплекса, а также выявленные движущие и сдерживающие факторы введения системы управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России со стороны субъектов электроэнергетики и газовой промышленности, а также мировой опыт в области управления спросом на энергоресурсы, в диссертационном исследовании сформулированы актуальные требования к модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России.

На базе разработанных требований к управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях разработана система принципов, которая может быть применена не только в

деятельности промышленных предприятий, но и в процессе управления топливно-энергетическим комплексом России.

Анализ существующих методологических подходов к управлению спросом на энергопотребление на промышленных предприятиях в части соответствия выдвигаемым требованиям выявил ряд недостатков:

а) существующие методологические подходы не соответствуют совокупности разработанных требований и принципов управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ на промышленных предприятиях;

в) отсутствие комплексных механизмов, позволяющих выполнять одновременное управление спросом на потребление электроэнергии и природного газа с учетом взаимного влияния спроса и стоимости энергоресурсов;

г) отсутствие единого методического подхода к управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на всех уровнях энергосистем.

4. Опираясь на особенности энергоснабжения промышленных предприятий, организационных и технологических процессов функционирования топливно-энергетического комплекса России, разработанные требования и систему принципов управления комплексным спросом на энергоресурсы, нами разработана концепция управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России.

Сущность разработанной концепции заключается в управлении комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности, учитывающем взаимозависимость спроса на энергоресурсы, дифференциацию характеристик волатильности спроса на уровне промышленного энергопотребления и вышестоящих иерархических уровнях управления ЕЭС и ЕСТ. Управление комплексным спросом реализуется на основе управления собственными графиками производственных процессов промышленных предприятий с целью сокращения затрат на всех этапах обращения энергетических ресурсов в энергосистеме, что приводит к снижению затрат на потребление электроэнергии и природного газа не только на уровне

промышленности, но и за счет выравнивания спроса на уровне ЕЭС и ЕСГ России, к снижению затрат на обращение энергоресурсов на уровне энергосистемы.

5. На базе разработанный концепции управления комплексным спросом разработан механизм управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа, охватывающий не только промышленные предприятия, но и субъекты топливно-энергетического комплекса на всех иерархических уровнях ЕЭС и ЕСГ России. Механизм учитывает выявленные требования и разработанную систему принципов управления комплексным спросом, информационное обеспечение реализации механизма, юридические и экономические законы и ограничения взаимодействия между субъектами управления.

6. Для реализации функциональных свойств отдельных элементов механизма управления комплексным спросом на выявленных иерархических уровнях разработано методическое обеспечение в виде системы методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности.

Разработанная система методов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа охватывает основные организационные уровни обращения энергоресурсов в России: промышленные предприятия, региональное энергопотребление, уровень ОЭС и ОСГ, ЕЭС и ЕСГ – и включает в себя:

- методы прогнозирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа;
- метод оценки характеристик неравномерности спроса на потребление электроэнергии и природного газа;
- метод прогнозирования ценовых и стоимостных параметров на поставку электроэнергии и природного газа;
- метод учета параметров ценовых соотношений в процессе закупа электроэнергии на оптовом рынке;

- метод выявления целевых типов потребителей электроэнергии и природного газа для управления спросом;
- метод управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа;
- метод управления краткосрочным графиком работы электропотребляющего и газопотребляющего оборудования на промышленных предприятиях.

Разработанный универсальный цикл управления комплексным спросом, отдельно реализуемый на каждом уровне энергосистем, позволяет осуществить синхронизацию и взаимоувязку управленческих воздействий в рамках энергосистемы с целью повышения совокупного эффекта от внедрения механизмов управления спросом на энергоресурсы. При этом каждый из повторяющихся блоков цикла управления комплексным спросом имеет индивидуальную специфику в разрезе отдельных уровней управления и / или типов управляемых энергоресурсов. В связи с этим ряд методов являются универсальными и применяются одновременно для разных уровней управления, а другие, наоборот, – специфическими и применяются только на отдельных уровнях управления.

7. Анализ программ управления спросом, реализуемых в различных странах мира позволил констатировать их разнородность и высокую специализацию, которая прежде всего связана с индивидуальными характеристиками объемов, структуры и показателей волатильности спроса на потребление энергоресурсов.

Эмпирическое исследование объемов и структуры потребления энергоресурсов на мезоуровне России демонстрирует значительное различие региональных энергетических характеристик. Учитывая то, что основной объем спроса на потребление электроэнергии и природного газа в России формируется промышленностью, значительная доля которой сконцентрирована в регионах с преобладающей долей промышленного энергопотребления и значительными масштабами общего регионального спроса на энергоресурсы, в первую очередь

механизм комплексного управления спросом на электроэнергию и природный газ целесообразно внедрять именно в регионах такого типа.

Исследование суточных, недельных и годовых показателей абсолютной и относительной волатильности и вариации регионального и промышленного спроса также подчеркивает сосредоточение основных резервов снижения волатильности спроса именно в рамках промышленных групп потребителей, расположенных в промышленно развитых регионах. Таким образом, концентрация действий по управлению комплексным спросом в промышленности, сосредоточенной в промышленно развитых регионах страны, позволяет достичь наибольшего эффекта от управления спросом в масштабах топливно-энергетического комплекса с одновременной минимизацией инвестиционных затрат на его организацию.

В рамках диссертационной работы разработан метод выявления наиболее перспективных промышленно развитых территориальных образований для реализации управления комплексным спросом, в основе которого лежат критерии оценки объемов общего потребления электроэнергии и природного газа, доли потребления электроэнергии промышленностью, доли потребления природного газа на нужды электроэнергетики и показатели волатильности спроса. Реализация метода предполагает построение карт волатильности регионального спроса на потребление электроэнергии и природного газа, кластерный анализ и ранжирование территории по уровню перспективности внедрения механизмов управления спросом на энергоресурсы с использованием авторской системы показателей оценки и анализа основных энергетических характеристик региона.

На основе кластерного анализа карт волатильности по характеристикам родственных элементов статистической совокупности выявляются группы регионов, схожих по степени абсолютного и относительного вклада в общую неравномерность спроса в масштабах топливно-энергетического комплекса страны. С целью детального распределения территорий по степени целесообразности внедрения механизмов управления спросом в рамках выявленных групп предлагается последующее ранжирование регионов на основе



расчета ряда интегральных индексов, а именно: индекса волатильности годовой нагрузки, индекса размаха вариации годового графика нагрузки, индекса региональной доли потребления электроэнергии промышленностью в регионе, индекса региональной доли потребления газа на выработку электроэнергии в регионе, интегрального индекса спроса на электроэнергию, интегрального индекса спроса на газ, – на основе которых рассчитывается интегральный индекс управления комплексным спросом.

Результатом является формируемая матрица регионов России по перспективности внедрения управления комплексным спросом. В группу с наибольшей перспективностью внедрения управления комплексным спросом вошли 18 регионов, характеризующихся наибольшими показателями абсолютной и относительной волатильности спроса, высокими долями электропотребления промышленностью и потребления природного газа на выработку электроэнергии, которые могут выступить «пилотными» при внедрении программ управления спросом в России, что позволит минимизировать инвестиционные затраты на управление спросом и достичь наибольшего эффекта в виде снижения затрат в масштабах топливно-энергетического комплекса страны.

8. Энерготарифные модели оптового и розничного рынка электроэнергии (мощности), условия закупок природного газа в рамках контрактов с региональными поставщиками и на товарно-сырьевой бирже включают в себя элементы, определяющие зависимость стоимости закупаемых энергоресурсов промышленных предприятий от формы волатильности индивидуальных графиков спроса на энергопотребление.

Характеристики волатильности спроса на потребление энергоресурсов для разных типов промышленных предприятий существенно различаются, что связано с влиянием социально-экономических и метеорологических факторов, по характеру возникновения разделяющихся на циклические, естественные и случайные. Одновременно возможности управления собственными графиками спроса промышленных предприятий также являются индивидуальными, что увеличивает неоднозначность выбора наиболее оптимального тарифа для оплаты

энергоресурсов. Учитывая значительное количество вариантов конфигураций структурных составляющих тарифов на отпуск электроэнергии и природного газа, актуальной остается задача выбора наиболее эффективного тарифа на оплату энергоресурсов, позволяющая, с учетом индивидуальных возможностей управления спросом на энергоресурсы промышленного предприятия, получить максимальный эффект от управления комплексным спросом.

В диссертационном исследовании разработаны универсальные алгоритмы выбора конфигурации тарифа потребителями электроэнергии и природного газа.

Алгоритмическая траектория выбора конфигурации тарифа на закупаемую электроэнергию основывается на анализе типа категорий потребителей, к которому относится промышленное предприятие, анализе максимальной мощности энергопринимающих устройств потребителя. В случае возможности закупа электроэнергии на основе «зонных» тарифов мы предлагаем использовать для анализа расчет показателя «Коэффициент зонной дифференциации нагрузки» для оценки эффективности использования трехзонных или двухзонных тарифов на закуп электроэнергии.

В случае, если максимальная мощность энергопринимающих устройств промышленного предприятия составляет свыше 670 кВА, необходим анализ регионального показателя коэффициента тарифа на передачу электроэнергии для конкретного уровня напряжения с целью выбора одноставочного или двухставочного варианта. Далее выполняется расчет коэффициента заполнения суточных графиков нагрузок и определяется возможность корректировки собственных графиков почасовой нагрузки предприятия. Завершающим этапом выбора тарифа является использование матрицы принятия решений, на основе которой выбирается и тариф, и возможные направления управления спросом, им обусловленные. В случае закупа потребителем электроэнергии на оптовом рынке дополнительно производится прогнозирование ценовых соотношений  $C_{PCB}$  и  $C_{CB}$  и корректировка заявок на плановое электропотребление с целью экономии на штрафах балансирующего рынка.

Механизм выбора оптимальных тарифов на закуп природного газа по критериям управления спросом также основан на проведении пошаговой оценки параметров внутренних возможностей управления спросом и внешних тарифных стимулов.

Применение разработанных универсальных алгоритмов выбора оптимальных тарифов на оплату электроэнергии и природного газа в практической деятельности промышленных предприятий позволяет своевременно пересмотреть приемлемые варианты тарифов на оплату энергоресурсов, сократить время и затраты, повысить энергетическую эффективность предприятия в целом.

9. Условия энергоснабжения современных промышленных предприятий характеризуются постоянным совершенствованием технологического обеспечения и информатизацией процессов, направленных на повышение надежности энергоснабжения и повышение энергетической эффективности энергопотребления. Среди таких технологий можно выделить системы распределенного энергоснабжения, которые включают системы малой распределенной генерации и системы промышленных накопителей электроэнергии. Исследование возможности интегрированного применения распределенных источников энергоснабжения, действующих на современных промышленных предприятиях, с методами управления комплексным спросом не только подтвердило ее реализуемость, но и доказало значительное повышение эффекта от управления спросом на промышленном предприятии и повышение общей эффективности использования распределенных источников энергоснабжения.

Рост эффекта возможен из-за расширения диапазонов регулирования спроса на потребление электроэнергии из ЕЭС в пиковые часы энергосистемы, которое достигается на основе гибкого регулирования режимов выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации, с учетом одновременного управления спросом на потребление природного газа из ЕСГ. На основе системы промышленных накопителей электроэнергии повышение эффекта от управления спросом достигается за счет выдачи электроэнергии в сеть промышленного

предприятия в периоды с наибольшей потребностью в снижении почасового спроса из ЕСГ и последующего заряда накопителей в периоды с минимальной стоимостью закупа электроэнергии из энергосистемы.

Апробация разработанных методических основ позволяет подчеркнуть увеличение экономического эффекта в виде снижения стоимости закупа электроэнергии для промышленных предприятий из ЕЭС и ЕСГ. За счет применения систем малой распределенной генерации снижение затрат составляет порядка 10 % от базового значения эффекта, за счет применения промышленных накопителей электроэнергии – порядка 40 %.

Интеграция различных элементов распределенных источников энергоснабжения промышленных предприятий в рамках единой системы управления, регулируемой по критериям управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа, позволяет определить дальнейшее развитие теоретико-методологических основ использования современных инновационных технологий управления промышленными энергосистемами, таких как «Умные сети», «Интернет вещей», «Умный учет» и перспективные технологии интеллектуального управления спросом в промышленности.

10. Результаты апробации разработанной системы методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на примере промышленных предприятий, принадлежащих к разным отраслевым группам, а именно: металлургии, машиностроению и цементной промышленности, – констатируют возможность получения экономического эффекта в диапазонах от 11,4 % до 23,8 % от базовой величины затрат на закуп электроэнергии и природного газа. Разбег величины эффекта объясняется отраслевыми возможностями и ограничениями внедрения механизмов управления комплексным спросом на энергоресурсы.

Моделирование экономического эффекта в региональном масштабе на примере Свердловской области показало снижение затрат на обращение

электроэнергии и природного газа в пределах 5 % от базовой годовой величины региональных энергозатрат.

Эффект от управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в масштабах энергосистемы России, по нашим расчетам, может достигать порядка 190 млрд рублей ежегодно, или 3% от совокупных затрат экономики России на обращение электроэнергии и природного газа.

Общие преимущества разработанной концепции управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа заключаются в следующем:

- интегрированное управление затратами на потребление электроэнергии и природного газа промышленных предприятий по критериям управления комплексным спросом,
- учет дифференциации характеристик спроса на потребление электроэнергии и природного газа на уровне промышленных предприятий и территориальных образований в процессе управления комплексным спросом;
- учет иерархии и структурных взаимосвязей промышленных предприятий в процессе взаимодействия с отраслями электроэнергетики и газовой промышленности России,
- учет факторов внутренней и внешней среды, действующих на параметры спроса на потребление электроэнергии и природного газа промышленных предприятий,
- динамичность и гибкость реализуемых инструментов и методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в промышленности.

Таким образом, проведенное исследование позволило разработать концепцию и методологию управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на промышленных предприятиях, внедрение которых позволит эффективно внедрять и реализовывать механизмы управления спросом на энергоресурсы в действующих энергорыночных условиях,

одновременно сокращая затраты на закуп электроэнергии и природного газа для конечных потребителей и обеспечивая рост экономической устойчивости и конкурентоспособности отечественной промышленности и национальной экономики страны в целом.

**БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. Айвазьян, В.Г. Рациональные режимы совместных работ гидроэлектрических и тепловых станций в энергосистемах / В.Г. Айвазьян, В.А. Куценов // Гидротехническое строительство 1. – 1951.
2. Албул, В.П. Объемы высвобождения, структура потребления и перспективная потребность народного хозяйства в природном газе: макроэкономический аспект / В.П. Албул, А.М. Карасевич, О.В. Аптерман, С.В. Дроздов // Открытое АО «Газпром», Информ.-рекл. центр газовой пром-сти. – М.: ИРЦ Газпром 1, 2007. – 104 с.
3. Алиев, М.А. Прогнозирование режимов газопотребления региональных систем газоснабжения: автореф. дис. ... канд. техн. наук / М.А. Алиев. – Баку 1, 1997. – 23 с.
4. Антонов, Н.В. Динамика электроемкости экономики России в 2006–2007 гг. в поле прогнозирования электропотребления / Н.В. Антонов, Л.И. Татевосова. // Проблемы прогнозирования. – 2009. – № 3. – С. 77–91.
5. Апштейн, Т.А. Программа по оптимизации суточных режимов энергосистем и их применение (к анализу работы ЕЭС на перспективу) / Т.А. Апштейн, Е.А. Волкова, И.М. Волькенау, А.И. Колпакова // Выравнивание графиков нагрузки энергетических систем и выбор типа электростанций для покрытия пиковых нагрузок: сборник статей; отв. ред. д-р техн. наук Н.А. Караулов. – М.: Наука 1, 1968. – 146–153 с.
6. Асланян, Г.С. Управление спросом на энергию / Г.С. Асланян, В.В. Бушев, С.Д. Молодцов // Теплоэнергетика 1. – 1999. – С. 26–31.
7. Афанасьев, В.В. Техничко-экономические показатели работы ТЭЦ / В.В. Афанасьев // Электрические станции 1. – 1937. – С. 32–35.
8. Аюев, Б. И. Рынки электроэнергии и их реализация в ЕЭС России / Б. И. Аюев. – Екатеринбург: УРО РАН, 2007. – 107 с.

9. Баев И. А. Внедрение модели ценозависимого управления спросом на электропотребление в промышленности / И. А. Баев, И. А. Соловьева, А. П. Дзюба // Управленец. – 2018. – Т. 9, № 6. – С. 111–121.

10. Баев, И. А. Управление затратами на услуги по передаче электроэнергии в промышленном регионе / И. А. Баев, И. А. Соловьева, А. П. Дзюба // Экономика региона. – 2018. – Т. 14, № 3. – С. 955–969.

11. Баев, И. А. Управление спросом на поставку энергоресурсов в условиях развития информационно-коммуникационных технологий / И. А. Баев, И. А. Соловьева, А. П. Дзюба // Известия Уральского государственного экономического университета. – 2018. – Т. 19, № 3. – С. 111–125.

12. Баев, И.А. Исследование потенциала энергетической эффективности субъектов Уральского Федерального округа / И.А. Баев, И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Потенциал вузовской науки Уральского федерального округа и его использование в интересах повышения эффективности государственного управления в новых экономических условиях: сборник материалов научно-практической конференции. 2015. С. 109–123.

13. Баев, И.А. Методические основы оценки и анализа электроинфраструктурного потенциала регионов России / И.А. Баев, И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Экономика региона. – 2017. – № 3. – С. 922–934.

14. Баев, И.А. Прогнозирование промышленного электропотребления в условиях волатильности ценовых сигналов / И.А. Баев, И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Экономика региона. – 2012. – № 4. – С. 109–116.

15. Баев, И.А. Региональные резервы энергоэффективности / И.А. Баев, И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Экономика региона. – 2013. – № 3. – С. 180–189.

16. Бархударян, И.Г. Исследование режимов газопотребления и регулирование его неравномерности буферными тепловыми электростанциями: автореф. дис. ... канд. техн. наук / И.Г. Бархударян. – Ереван, 1967. – 25 с.

17. Бархударян, И.Г. Прогнозирование режимов газопотребления / И.Г. Бархударян, Л.А. Оганесян // Газовая промышленность: обзор. информ. Серия



«Экономика, организация и управление в газовой промышленности». – 1982. – Вып. 3 – С. 128.

18. Батенин, В.И. Экономия энергоресурсов в нефтяной и газовой промышленности в СССР и зарубежных странах / В.И. Батенин // Газовая промышленность: обзор. информ. Серия «Экономика, организация и управление в газовой промышленности». – 1984. – Вып. 11 1. – С. 45.

19. Белых, Г.Б. Электроснабжение отраслей: учеб. пособие / Г.Б. Белых, А.Н. Шеметов. – Магнитогорск: Магнитогорск. гос. техн. ун-т им. Г.И. Носова, 2013. – 255 с.

20. Болотов, В.В. Использование сезонной мощности и сезонной энергии гидроэлектрических станций / В.В. Болотов, М.П. Фельдман. – М.: Изв. ЭНИН АН СССР, 1934. – Т. II.

21. Болотов, В.В. Методика построения энергобаланса и выявления, производственных возможностей энергетической системы сложной структуры / В.В. Болотов // Архив Ин-та энергетики АН УзССР 1. – 1943.

22. Болотов, В.В. Теоретические основы выбора экономического режима сложной электроэнергетической системы / В.В. Болотов. – М.: Изд-во АН СССР, 1947.

23. Болотов, В.В. Характеристика мощности теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) / В.В. Болотов // Изв. ЭНИН АН СССР. – 1934. – Т. II.

24. Боткилин, А.И. Использование технических средств покрытия краткосрочных пиковых нагрузок газопотребления: (Зарубеж. опыт) / А.И. Боткилин, С.М. Польский, Д.М. Серегина. – М., 1973. – 47 с.

25. Брайтенбах, К.Х. Выравнивание графиков нагрузки электроэнергетических систем управляемыми системами аккумуляторного электротеплоснабжения: автореф. дис. ... канд. техн. наук / К.Х. Брайтенбах. – Л., 1981. – 16 с.

26. Бренц, А.Д. Некоторые экономические проблемы сезонных колебаний спроса на природный газ, используемый как топливо в промышленности / А.Д. Бренц, Л.Н. Видгоп // 11-й Междунар. газовый конгресс. – М., 1970. – 15 с.

27. Варюхина, Н.Д. Основные экономические показатели газодобывающей промышленности СССР за 1960–1975 гг. / Н.Д. Варюхина, В.Я. Гандкин, В.Р. Серна // ВНИИЭгазпром: научно-экономический обзор. Серия «Экономика, организация и управление в газовой промышленности». – 1977. – Вып. 1. – 37 с.
28. Вейц, В.И. Проблема электроэнергетических резервов в третьем пятилетнем плане электрификации / В.И. Вейц // Электричество. – 1937. – С. 1–11.
29. Великая Отечественная война. Юбилейный статистический сборник: Стат. сб./Росстат. – М., 2020. – 299 с.
30. Видгоп, Л.Н. Сезонная неравномерность потребления природного газа в промышленности / Л.Н. Видгоп, Б.А. Козырев, П.П. Лейман // Темат. науч.-техн. обзор. – М. : Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики, организации производства и техн.-экон. информации в газовой пром-сти, 1968. – 18 с.
31. Виноградов, Г.Т. К расчету заводских электрических станций / Г.Т. Виноградов // Электричество. – 1925. – С. 469–472.
32. Вишневский, Т.С. Анализ потребления и перспективы использования природного газа на электростанциях / Т.С. Вишневский, Г.Л. Кисиленко. – М. : Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики, организации производства и техн.-экон. информации в газовой пром-сти. – 1971. – С. 47.
33. Волкова, И.О. Активный потребитель в интеллектуальной энергетике / И.О. Волкова, Е.А. Сальникова, Д.Г. Шувалова // Академия энергетике. – 2011. – № 2(40). – С. 50–57.
34. Волкова, И.О. Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации / И.О. Волкова, М.В. Губко, Е.А. Сальникова // Управление сложными технологическими процессами и производствами. – 2013. – С. 53–61.
35. Волкова, И.О. Интеллектуальная энергетика в России: оценка существующего потенциала развития / И.О. Волкова // ЭКО. 2016. № 12 (510). С. 90-100.

36. Волкова, И.О. Переход к интеллектуальной энергетике в России: научные и институциональные аспекты / И.О. Волкова, Е.А. Сальникова // Экономика и управление. – 2010. – С. 77–82.
37. Воропай, Н.И. Активные потребители в интеллектуальной электроэнергетической системе / Н.И. Воропай, В.А. Стенников // Издание Института энергетической стратегии. – 2013.
38. Воропай, Н.И. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы / Н.И. Воропай // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. – 2014. – С. 64–73.
39. Воропай, Н.И. Оптимизация суточных графиков нагрузки активных потребителей / Н.И. Воропай, З.А. Стычински, Е.В. Козлова, В.С. Степанов, К.В. Суслов // Известия Российской Академии Наук. Энергетика. – 2014. – № 1– С. 84–90.
40. Газовая промышленность СССР. Документы и материалы (1944–1990) / Ред. Я.С. Ядгаров. – М.: Современная экономика и право, 2007. – 599 с.
41. Гарайшин, А.С. Основные проблемы и пути решения интеллектуализации подземных хранилищ газа в России / А.С. Гарайшин, А.В. Григорьев, С.А. Хан, А.А. Ковалев // Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, 2015. – С. 73–78.
42. Генеральный план электрификации СССР: материалы к Всес. конф-ции. Т. 8: Сводный план электрификации / Под редакцией Г.И. Ломова. – М.; Л., 1932. – 856 с.
43. Генеральный план электрификации СССР: материалы к Всес. конф-ции. Т. I / Под ред. Г.И. Ломова. – М.; Л., 1932.
44. Генеральный план электрификации СССР: материалы к Всес. конф-ции. Т. 10: Доклады в пленуме Всесоюзной конференции по электрификации / Под редакцией Г.И. Ломова 1. – М.; Л., 1932.

45. Генеральный план электрификации СССР: материалы к Всес. конф-ции. Т. 11: Доклады в пленуме Всесоюзной конференции по электрификации / Под редакцией Г.И. Ломова 1. – М.; Л., 1932.
46. Генцлер, И.В. Энергосбережение в многоквартирном доме / И.В. Генцлер, Е.Ф. Петрова, С.Б. Сиваев. – Тверь: Научная книга, 2009. – 130 с.
47. Герасимович, В.Н. Области эффективного использования режимов электропотребления при помощи потребителей-регуляторов (на примере угольных шахт): автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.Н. Герасимович. – Днепропетровск, 1989. – С. 17.
48. Гительман, Л.Д. Управление спросом – универсальный метод решения современных проблем электроснабжения / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников, М.В. Кожевников // Энергорынок. – 2012. – С. 44–49.
49. Гительман, Л.Д. Управление спросом на энергию в регионе / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников, М.В. Кожевников // Экономика региона. – 2013. – С. 71–81.
50. Гительман, Л.Д. Управление спросом на энергию. Уникальная инновация для российской электроэнергетики: монография / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников, М.В. Кожевников, Ю.П. Шевелев. – Екатеринбург, 2013. – 120 с.
51. Гительман, Л.Д. Электрификация как драйвер развития «Умных городов» / Л.Д. Гительман, М.В. Кожевников // Экономика региона. 2017. Т. 13. № 4. С. 1199-1210.
52. Гитман, М.И. Относительная эффективность потребителей-регуляторов при различных режимах работы / М.И. Гитман // Электрические станции. – 1987. – С. 33–35.
53. Голубев, В.А. Регулирование электрических нагрузок горнодобывающих предприятий с использованием технологических потребителей-регуляторов / В.А. Голубев // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2000. – 210 с.
54. Горбунов, Г.Г. Графики электрической нагрузки / Г.Г. Горбунов. – Л.: КУБУЧ, 1927. – 145 с.

55. Гордеев, В.И. Оптимизация и регулирование электропотребления промышленных предприятий: учебное пособие / В.И. Гордеев. – Новочеркасск: Изд-во НПИ, 1986. – 124 с.
56. Гордеев, В.И. Основа решения задачи выравнивания графиков нагрузки сетей электроснабжения / В.И. Гордеев // Электромеханика. – 1979. – С. 931–935.
57. Гордеев, В.И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей / В.И. Гордеев. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 184 с.
58. Гордеев, В.И. Управление электропотреблением и его прогнозирование / В.И. Гордеев, И.Е. Васильев, В.И. Щуцкий. – Ростов-н/Д.: Изд-во Ростовского университета, 1991. – 101 с.
59. Горнштейн, В.М. Методика наивыгоднейшего распределения нагрузки между параллельно работающими электростанциями / В.М. Горнштейн // Электрические станции. – 1937. – № 12.
60. Горнштейн, В.М. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Б.П. Мирошниченко, А.В. Пономарев и др. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.
61. ГОСТ Р 51541–99 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. Состав показателей. Общие положения. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200025650>.
62. Гуревич, Б.А. Режимы электропотребления и их изменение в перспективе / Б.А. Гуревич, Г.Н. Лялин // Выравнивание графиков нагрузки энергетических систем и выбор типа электростанций для покрытия пиковых нагрузок: сборник статей; отв. ред. д-р техн. наук Н.А. Караулов. – М.: Наука, 1968. – С. 18–24.
63. Гуревич, Б.А. Роль потребителей электроэнергии в повышении использования установленной мощности электроэнергетических систем / Б.А. Гуревич // Статья в сборнике резолюции Всесоюзной конференции по составлению генплана электрификации СССР. – М., 1932. – С. 125–152.

64. Данилевич, Ю.И. Исследование режимов потребления газа в городском хозяйстве: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Ю.И. Данилевич. – Киев, 1961. – 16 с.
65. Дарманчев, А. К. Энергетические показатели производства и распределения электрической энергии / А.К. Дарманчев // Изв. ЭТ. – 1929. с.
66. Дарманчев, А.К. Выравнивание графиков нагрузки / А.К. Дарманчев. – М.: Гос. энергетическое изд-во, 1933. – 120 с.
67. Дарманчев, А.К. Графики нагрузки и энергетические показатели в эксплуатации электрических станций / А.К. Дарманчев. – М.; Л.: ГНТИ, 1931. – 119 с.
68. Дарманчев, А.К. Показатели и графики нагрузки энергетических систем / А.К. Дарманчев. – М.; Л.: НКТП СССР, 1935. – 370 с.
69. Дзюба А. П. Апробация моделей ценозависимого управления спросом на потребление природного газа на промышленных предприятиях России / А. П. Дзюба // Вестник Сургутского государственного университета. – 2020. – № 1 (27). – С. 22–32.
70. Дзюба, А. П. Влияние формы графиков электрических нагрузок потребителей на эффективность ценозависимого управления на основе систем накопителей электроэнергии / А. П. Дзюба // Вестник Воронежского государственного университета инженерных технологий. – 2020. – Т. 82, № 1 (83). – С. 291–303.
71. Дзюба, А. П. Интеграция систем управления спросом на электроэнергию и газ с малой распределенной генерацией промышленного предприятия / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева // Вестник Томского государственного университета: Экономика. – 2019. – № 45. – С. 216–233.
72. Дзюба, А. П. Интегрирование систем малой распределенной энергетики в модель ценозависимого управления спросом на электропотребление / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2018. – № 5. – С. 39–49.

73. Дзюба, А. П. Использование накопителей электроэнергии в качестве инструментов управления спросом на электропотребление / А. П. Дзюба // Вестник Марийского государственного университета. Серия: Сельскохозяйственные науки. Экономические науки. – 2019. – Т. 5. – № 2 (18). – С. 228–238.

74. Дзюба, А. П. Комплексное управление спросом на энергоресурсы на промышленных предприятиях и в регионе / А. П. Дзюба // Вестник ЮУрГУ. Серия: Экономика и менеджмент. – 2019. – Т. 13, № 3. – С. 33–45.

75. Дзюба, А. П. Краткосрочное прогнозирование параметров потребления природного газа как элемент ценозависимого управления энергозатратами на промышленных предприятиях / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева // Вестник Волгоградского государственного университета. Серия 3: Экономика. Экология. – 2018. – Т. 20, № 1. – С. 78–90.

76. Дзюба, А. П. Механизмы управления спросом на энергоресурсы в промышленности / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева // Journal of New Economy. – 2020. – Т. 21. – № 3. – С. 175–195.

77. Дзюба, А. П. Опыт практического применения механизма ценозависимого потребления электроэнергии для повышения эффективности реализации инвестиционных проектов на промышленных предприятиях России / А. П. Дзюба // Экономика в промышленности. – 2019. – Т. 12. – №3. – С. 288–304.

78. Дзюба, А. П. Особенности управления спросом на энергоресурсы в России / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2018. – № 11. – С. 58–66.

79. Дзюба, А. П. Повышение энергетической эффективности экономики России на основе комплексного управления спросом на электроэнергию и газ / А. П. Дзюба // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2019. – № 9 (177). – С. 38–50.

80. Дзюба, А. П. Применение тепловых аккумуляторов в качестве инструментов ценозависимого электропотребления для бытовых потребителей / А. П. Дзюба // Вестник НГУЭУ. – 2019. – № 4. – С. 256–268.

81. Дзюба, А. П. Применение технологий промышленного хранения электроэнергии в качестве инструментов ценозависимого электропотребления в России / А. П. Дзюба // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. Серия: Экономика и управление. – 2019. – № 2 (37). – С. 19–29.

82. Дзюба, А. П. Развитие инструментов ценозависимого электропотребления на территориях России / А. П. Дзюба // Вестник Нижегородского университета им. Н.И. Лобачевского. Серия: Социальные науки. – 2019. – № 3 (55). – С. 33–42.

83. Дзюба, А. П. Роль внутреннего потребления природного газа в процессе развития экономики России / А. П. Дзюба // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – № 3 (183). – С. 21–30.

84. Дзюба, А. П. Теория и методология управления спросом на энергоресурсы в промышленности: монография / А. П. Дзюба. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2020. – 323 с.

85. Дзюба, А. П. Управление спросом на электропотребление в концепции «Умный город» / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева // Управленец. – 2020. – Т. 11, № 2. – С. 53–66.

86. Дзюба, А. П. Управление спросом на электропотребление в России / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2018. – № 1 (104). – С. 72–79.

87. Дзюба, А. П. Управление спросом на энергоресурсы в промышленных комплексах и регионах / А. П. Дзюба, И. А. Соловьева. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2019. – 239 с.

88. Дзюба, А. П. Электроэнергетика как фактор развития экономики России / А. П. Дзюба // Вестник Удмуртского университета. Серия: Экономика и право. – 2020. – Т. 30. – № 2. – С. 191–199.

89. Дзюба, А.П. Модель комплексного ценозависимого управления спросом промышленных предприятий на электроэнергию и газ / А.П. Дзюба, И.А. Соловьева // Известия Уральского государственного экономического университета. – 2018. – Т. 19. – № 1. – С. 79–93.



90. Дзюба, А.П. Модель управления затратами промышленных предприятий на покупку природного газа на товарно-сырьевой бирже / А.П. Дзюба, И.А. Соловьева // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2018. № 2. – С. 25–33.

91. Дзюба, А.П. Повышение энергетической эффективности промышленного электропотребления посредством управления затратами на покупку электрической мощности / А.П. Дзюба // Энергосбережение, информационные технологии и устойчивое развитие: международная научно-практическая интернет-конференция. – Ижевск, 2014. – С. 35–42.

92. Дзюба, А.П. Региональные аспекты ценозависимого управления затратами на электрическую мощность / А.П. Дзюба, И.А. Соловьева // Экономика региона. – 2020. – Т.16. – № 1. – С. 171–186.

93. Дзюба, А.П. Схема организации краткосрочного прогнозирования электропотребления для целей участия на оптовом рынке электроэнергии / А.П. Дзюба // Наука и устойчивое развитие общества: наследие В.И. Вернадского: сборник материалов 8-й международной научно-практической конференции. – Тамбов, 2013. – С. 27–40.

94. Дзюба, А.П. Ценозависимое управление затратами на потребление природного газа промышленными предприятиями / А.П. Дзюба, И.А. Соловьева // Вестник Омского университета. Серия «Экономика». – 2018. – № 1 (61). – С. 13–24. – DOI: 10.25513/1812-3988.2018.1.13-24.

95. Дзюба, А.П. Экономическая оценка эффективности применения двухкомпонентной модели краткосрочного прогнозирования электропотребления для покупки электроэнергии на оптовом рынке / А.П. Дзюба // Молодой ученый. – 2013. – № 9. – С. 180–190.

96. Дзюба, А.П. Энергоэффективность в России как вектор развития национальной экономики / А.П. Дзюба // Aktualni vymozenosti vedy – 2013: materialy IX mezinarodny vedecko-practica conference. – Dil 6. Ekonomicke vedy. Administrativa: Praha. Publishing house «Education and Science». – С. 9–17.

97. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии (мощности) / Утвержден решением Наблюдательного совета НП «АТС» № 96 от 14 июля 2006 г. – Режим доступа: <https://www.npsr.ru/ru/regulation/joining/std/all>.

98. Дубинский, А.В. Прогнозирование газопотребления / А.В. Дубинский, Ю.И. Максимов, А.М. Подберезкин, Б.И. Синерштейн. – М., 1973. – 41 с.

99. Евсеева, С.А. Анализ подходов к определению сущности механизма управления / С.А. Евсеева // Проблемы современной экономики. – 2020. – № 2 (50). – С. 164–167.

100. Емельяшина, Ю.В. Взаимовыгодные интересы производителей и потребителей газа в России / Ю.В. Емельяшина // Нефть, газ и бизнес. – 2007. – 83–88 с.

101. Ергин, Д. Добыча: Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть / Д. Ергин. – М.: Альпина Паблицер, 2011. – 960 с.

102. Ермаков, В.С. Некоторые вопросы оптимальной конфигурации суточных графиков электрической нагрузки / В.С. Ермаков, В.А. Минков // Выравнивание графиков нагрузки энергетических систем и выбор типа электростанций для покрытия пиковых нагрузок: сборник статей; отв. ред. д-р техн. наук Н.А. Караулов. – М.: Наука, 1968. – С. 24–29.

103. Журавлев, И.Г. Надежностные модели для оптимизации систем газоснабжения / И.Г. Журавлев, И.А. Леонтьев, В.А. Сорокованов // ВНИИЭгазпром. Газовая промышленность: науч. эконом. Обзор. Серия «Экономика и управление в газовой промышленности». – М., 1977. – 47 с.

104. Жученко, И.А. Проблемы развития и повышения эффективности подземного хранения газа / И.А. Жученко, И.Я. Фурман // ВНИИЭгазпром. Газовая промышленность: Обзор. информ. Серия «Экономика и управление в газовой промышленности». – М., 1987. – Вып. 4. – 33 с.

105. Забелло, Е.П. Тарифы и тарифные системы на электрическую энергию как способ косвенного управления электрическими нагрузками / Е.П. Забелло // Энергоэффективность. – 2000.

106. Закон «О пятилетнем плане восстановления и развития народного хозяйства СССР на 1946–1950 гг.». – М.: Гос. Изд-во политической литературы, 1946. – Режим доступа: [http://istmat.info/files/uploads/52096/zakon\\_o\\_pyatiletnem\\_plane\\_vosstanovleniya.pdf](http://istmat.info/files/uploads/52096/zakon_o_pyatiletnem_plane_vosstanovleniya.pdf).

107. Захаров, В.И. Регулирование неравномерности газопотребления коммунально-бытового сектора с использованием потребителей-регуляторов: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.И. Захаров. – 1991. – 24 с.

108. Зейлигер, А.И. Замыкающие оценки стоимости электроэнергии / А.И. Зейлигер // Методы учета затрат на топливо и электроэнергию в проектном расчете: сборник. – Л., 1968. – 62 с.

109. Золотарев, Т.Л. Изменения коэффициента нагрузки в зависимости от состава потребителей / Т.Л. Золотарев // Известия ЭНИН. – 1935. – Т. III.

110. Золотарев, Т.Л. К экономическому расчету потребителей-регуляторов сезонной гидроэнергии / Т.Л. Золотарев // Известия энергетического института им. Г.М. Крижановского. – 1935. – С. 147–154.

111. Иващенко, В.А. Повышение эффективности управления режимом электропотребления промышленных предприятий. Методы и средства: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.А. Иващенко. – Горький, 1966. – 16 с.

112. Ильина, Е.Н. Оценка экономической эффективности структуры газопотребления в СССР / Е.Н. Ильина, Л.Д. Уткина // Газовая промышленность: Обзор. информ. Серия «Использование газа в народном хозяйстве», 1980. – 36 с.

113. Илькевич, Н.И. Модель оптимизации спроса на рассредоточенных рынках потребителей газа и монопольного предложения ОАО «Газпром» / Н.И. Илькевич, Т.В. Дзюбина, Ж.В. Калинина, С.Т. Окунева // Вестник ИрГТУ. – 2014. – С. 133–138.

114. Инструкция по контролю за соблюдением лимитов электропотребления промышленных предприятий в часы максимума системы Мосэнерго. – М.; Л.: Гос. энергетическое изд-во, 1940. – 23 с.

115. Калика, В.И. Экономико-математические методы перспективного планирования систем газоснабжения: Обзор. информ. Серия «Экономика и

управление в газовой промышленности» / В.И. Калика. – М.: ВНИИЭГазпром, 1984. – Вып. 2. – 34 с.

116. Катышев, С.И. Оптимальное регулирование режима электропотребления электроэнергетической системы при дефиците мощности: автореф. дис. ... канд. техн. наук / С.И. Катышев. – Иркутск, 1988. – 24 с.

117. Кац, Е.Я. Исследование надежности эксплуатации газопромысловых систем в условиях неравномерного газопотребления: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Е.Я. Кац. – М., 1982. – 26 с.

118. Кикодзе, Б.И. Проблема использования периодической энергии электрических станций / Б.И. Кикодзе. – М.: Энергоиздат, 1933. – 67 с.

119. Киселев, А.А. Газоснабжение. Транспортирование, хранение, распределение и использование газа / А.А. Киселев. – М.: Гос. Изд-во литературы по строительству и архитектуре, 1956. – 216 с.

120. Клопов С.В. Оценка качества энергии речного стока и энергетическая эффективность гидроэлектрических районных регуляторов / С.В. Клопов // Известия ОТН АН СССР. – 1951.

121. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.

122. Коган, Ю.М. Потребители электроэнергии – регуляторы нагрузки в энергосистемах / Ю.М. Коган // Теплоэнергетика. – 1985. – С. 45–49.

123. Козырев, Б.А. Выбор оптимального метода регулирования неравномерности газопотребления на примере города Ленинграда / Б.А. Козырев, Л.А. Ветрова. – М.: Центр науч.-техн. информации и Гос. производ. ком. по газовой пром-сти СССР, 1965. – 14 с.

124. Кокшаров, В.А. Процесс энергопотребления как объект управления в регионе / В.А. Кокшаров, Ю.Б. Клюев // Вестник УрФУ. Серия экономика и управление. – 2011. – № 2. – С. 42–49.

125. Кокшаров, В.А. Стратегия энергопотребления природного газа предприятиями черной металлургии / В.А. Кокшаров, И.А. Киршина // Микроэкономика. 2020. № 4. С. 38-46.

126. Кокшаров, В.А. Теоретические аспекты инструментария анализа эффективного использования энергоресурсов на промышленном предприятии / В.А. Кокшаров, И.А. Киршина // Научные исследования и разработки. Экономика. 2020. Т. 8. № 3. С. 23-28.

127. Кокшаров, В.А. Теоретические аспекты оценки эффективности использования природного газа в электроэнергетике / В.А. Кокшаров, И.А. Киршина // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2020. № 11 (191). С. 17-25.

128. Колибаба, В.И. Ключевые аспекты и оценка рисков внедрения новой модели рынка мощности в российской федерации / В.И. Колибаба, С.В. Колибаба // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2015. № 1. С. 71-75.

129. Колибаба, В.И. Особенности формирования и развития рынка реактивной мощности / В.И. Колибаба, К.В. Жабин // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. 2017. Т. 10. № 4. С. 114-125.

130. Колибаба, В.И. Методика формирования дифференцированных сетевых тарифов на электроэнергию в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителя / В.И. Колибаба, К.С. Мокрова / Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2017. № 1. С. 69-76.

131. Колибаба, В.И. Экономическая безопасность компаний энергетики / В.И. Колибаба, И.Г. Кукукина, А.С. Тарасова // Современные наукоемкие технологии. Региональное приложение. 2019. № 2 (58). С. 54-63.

132. Кононов, Д.Ю. Анализ зарубежного опыта управления спросом на электроэнергию: монография / Д.Ю. Кононов. – ИСЭМ СО РАН, 1998. – 49 с.

133. Кононов, Д.Ю. Управление спросом на электроэнергию у потребителей / Д.Ю. Кононов, М.А. Величко, К.С. Сахаровская // Вестник Ангарского государственного технического университета. – 2019. – №13. С. 35-39.

134. Кортунув, А.К. Газовая промышленность СССР / А.К.Кортунув. – М.: Недра, 1967. – 323 с.

135. Креслинь, А.Я. Основы оптимизации энергопотребления системами кондиционирования воздуха: учеб. пособие по дисциплине «Управление микроклиматом» для студентов спец. 1208 «Теплогазоснабжение и вентиляция» / А.Я. Креслинь. – Рига: РПИ, 1982. – 154 с.

136. Кржижановский, Г.М. Основные задачи электрификации России / Г.М. Кржижановский. – М.: Гос. изд-во, 1920. – 51 с.

137. Кржижановский, Г.М. Электрификация РСФСР / Г.М. Кржижановский. – Томск: Гос. изд-во. Томск. Отд., 1921. – 13 с.

138. Кржижановский, Г.М. Электрификация Советской России: Доклад т. Кржижановского и содоклады проф. Рамзина и Александрова на пленар. засед. Петрогр. сов. р., к. и к. д. 20 и 22 янв. 1921 г. / Г.М. Кржижановский. – Пб.: Гос. изд-во, 1921. – 86 с.

139. Кудрин, Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для ВУЗов / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.

140. Кузнецов, А.В. Структура и тарифное стимулирование управления режимами потребления электрической энергии / А.В. Кузнецов, Л.Т. Магазинник, В.П. Шигаров // Электрическая энергия, электрохозяйство, реактивная мощность: учебное пособие.– 2003. – 104 с.

141. Кузнецов, Ю.А. Оптимизация единой системы газоснабжения СССР методами математического моделирования / Ю.А. Кузнецов, Л.А. Мелентьев, В.А. Смирнов // 11-й Междунар. газовый конгресс. – М., 1970. – 22 с.

142. Кузнецова, Т.Г. Экономический эффект от применения суточных потребителей-регуляторов / Т.Г. Кузнецова // Выравнивание графиков нагрузки энергетических систем и выбор типа электростанций для покрытия пиковых

нагрузок: сборник статей; отв. ред. д-р техн. наук Н.А. Караулов. – М.: Наука, 1968. – С. 29–35.

143. Кукель-Краевский, С.А. Перспективы развития энергосистем в СССР: серия лекций на энергетическом факультете / С.А. Кукель-Краевский, Б.А. Гуревич. – ОНТИ ГРЭЛ, 1936. – 48 С.

144. Кукель-Краевский, С.А. Техничко-экономические основы планирования потребителей-регуляторов нагрузки / С.А. Кукель-Краевский // Известия энергетического института им. Г.М. Крижановского. – 1935. – Т. III. – С. 101–117.

145. Кукель-Краевский, С.А. Электроэнергетическая система / С.А. Кукель-Краевский. – М.: ГОНТИ НКТП, 1938. – 437 с.

146. Куклин, А.А. Диагностика и механизмы повышения энергетической безопасности России / А.А. Куклин, А.Л. Мызин, П.А. Пыхов, М.М. Потанин // Вестник Забайкальского государственного университета. – 2013. – № 10. – С. 134–149.

147. Куклин, А.А. Теоретико-методологические аспекты энергоинвестиционной привлекательности региона / А.А. Куклин, О.А. Денисова, А.Л. Мызин // Журнал экономической теории. – 2011. – № 3. – С. 52–62.

148. Кульницкий, Л.С. Регулирование режима электропотребления энергоемких производств цветной и черной металлургии / Л.С. Кульницкий. – Научный фонд Института энергетики АН КазССР, 1950.

149. Курьянов, И.И. Некоторые вопросы регулирования суточных графиков электрической нагрузки промышленных предприятий (на примере предприятий машиностроения): автореф. дис. ... канд. техн. наук / И.И. Курьянов. – 1973. – 25 с.

150. Лебедев, В. Есть у реформы начало, нет у реформы конца / В. Лебедев, И. Рубанов, Д. Сиваков // Эксперт. – 2012. – № 20 (803). – Режим доступа: <http://expert.ru/expert/2012/20/est-u-reformyi-nachalo-net-u-reformyi-kontsa/>.

151. Ледин, С.С. Интеллектуальные сети Smart Grid – будущее российской энергетики / С.С. Ледин // Q290 Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. – С. 4–8.

152. Логинов, Е.Л. «Интеллектуальные сети» (Smart Grid) в электроэнергетике: проблемы управления и безопасности / Е.Л. Логинов, Н.Л. Деркач, В.Е. Логинов // Национальные интересы: приоритеты и безопасность. – 2011. – 49–54 с.

153. Ляуконис, А.Ю. Эффективность организации управления городского газоснабжения (на примере Литовской ССР) / А.Ю. Ляуконис // ВНИИЭгазпром. Газовая промышленность: Обзор. информ. Серия «Экономика и управление в газовой промышленности». – М., 1987. – Вып. 3. – 32 с.

154. Ляховицкий, М.С. Химические электроемкие производства в качестве потребителей-регуляторов (рукопись) / М.С. Ляховицкий, А.Ф. Иванов. – Институт энергетики АН КазССР, 1951.

155. Макоклюев, Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 295 с.

156. Мастепанов, А.М. Топливо-энергетический комплекс России на рубеже веков – состояние, проблемы и перспективы развития: справочно-аналитический сборник / А.М. Мастепанов. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – Новосибирск: Наука, 2010. – 792 с.

157. Материалы XIX съезда ВКП(б)-КПСС (5–14 октября 1952 года). – Режим доступа: <http://stalinism.ru/dokumentyi/materialy-xix-s-ezda-vkr-b-kpss.html>1.

158. Материалы официального интернет-сайта «British Petroleum». – Режим доступа: <https://www.bp.com/>

159. Материалы официального интернет-сайта «Enerdata». – Режим доступа: <https://www.enerdata.net/>

160. Материалы официального интернет-сайта «European Network of Transmission System Operators for Electricity». – Режим доступа: <https://www.entsoe.eu/>.

161. Материалы официального интернет-сайта «US Energy Information Administration (EIA)». – Режим доступа: <https://www.eia.gov/>.

162. Материалы официального интернет-сайта «World Bank Open Data». – Режим доступа: <https://data.worldbank.org/>



163. Материалы официального интернет-сайта «Аналитический центр при Правительстве РФ». – Режим доступа: <https://ac.gov.ru/about/>

164. Материалы официального интернет-сайта «Единая межведомственная информационно-статистическая система». – Режим доступа: <https://www.fedstat.ru/>

165. Материалы официального интернет-сайта «Международный валютный фонд». – Режим доступа: <https://www.imf.org/external/russian/index.htm>.

166. Материалы официального интернет-сайта «Министерство экономического развития Российской Федерации». – Режим доступа: <https://www.economy.gov.ru/>

167. Материалы официального интернет-сайта «Министерство энергетики Российской Федерации». – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru>.

168. Материалы официального интернет-сайта «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса» – филиал ФГБУ «Российское энергетическое агентство » Минэнерго России. – Режим доступа: <https://www.cdu.ru/>

169. Материалы официального интернет-сайта АО «Администратор торговой системы». – Режим доступа: <https://www.atsenergo.ru/>.

170. Материалы официального интернет-сайта АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа». – Режим доступа: <http://spimex.com/>.

171. Материалы официального интернет-сайта АО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа: <http://www.so-cdu.ru/>.

172. Материалы официального интернет-сайта Ассоциации «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью». – Режим доступа: <https://www.np-sr.ru/>.

173. Материалы официального интернет-сайта ПАО «Газпром». – Режим доступа: [www.gazprom.ru/](http://www.gazprom.ru/).

174. Материалы официального интернет-сайта ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Минэнерго России». – Режим доступа: <https://rosenergo.gov.ru/>

175. Материалы официального интернет-сайта ФГБУ «Ситуационно-аналитический центр Минэнерго России». – Режим доступа: <http://сацминэнерго.рф/>

176. Материалы официального интернет-сайта ФГБУ «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса Российской Федерации». – Режим доступа: <http://www.cdu.ru/>.

177. Меерович, Э.С. Анализ суточных графиков Московской сети / Э.С. Меерович // Электричество. – 1927. – С. 141–144.

178. Мелентьев, Л.А. Вопросы энергоснабжения промышленных центров / Л.А. Мелентьев // Энергоиздат. – 1941. – 200 с.

179. Мелентьев, Л.А. Экономика энергетики СССР / Л.А. Мелентьев, Е.О. Штейнгауз. – М.: Гос. энергетическое изд-во, 1959. – 397 с.

180. Методы покрытия и регулирования пиков электрических нагрузок: сборник докладов по материалам Европ. симпозиума по пиковым нагрузкам 1963 г / под ред. [и с введ.] В.Г. Жилина. – М.; Л.: Энергия, 1965. – 240 с.

181. Методы покрытия пиков электрической нагрузки / Сборник статей. Акад. наук СССР. Гос. производ. ком. по энергетике и электрификации СССР. Энерг. ин-т им. Г.М. Кржижановского. – М.: Изд-во Акад. наук СССР, 1963. – 527 с.

182. Мещеринов, Г.А. Управление спросом на рынке ЕС: проект Interruptibility Service в Испании (Ч. 1) / Г.А. Мещеринов // Энергорынок. – 2016. – 52–58 с.

183. Мирзаакбарова, Р.А. Экономическая эффективность выравнивания сезонной неравномерности потребления газа в условиях Узбекистана: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Р.А. Мирзаакбарова. – Ташкент, 1975. – 22 с.

184. Мирходжаев, Х. Экономическая эффективность использования резервных мощностей газопроводов / Х. Мирходжаев. – Ташкент, 1968. – 14 с.

185. Мунько, Н.П. Сезонная неравномерность потребления газа и ее влияние на экономику газовой промышленности (на примере Узбекской ССР) / Н.П. Мунько. – М.: ВНИИЭгазпром, 1973. – 49 с.

186. Мунько, Н.П. Экономическая эффективность выравнивания энергопотребления в Средней Азии / Н.П. Мунько. – Ташкент: Фан, 1977. – 133 с.

187. Мутовин, Ю.Г. Покрытие пиковых неравномерностей газопотребления сжиженным природным газом и исследование технологических процессов его производства: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Ю.Г. Мутовин. – М., 1988. – 20 с.

188. Мухин В.И. Основы теории управления: учебник / В. И. Мухин. – М.: Экзамен, 2002. – 256 с.

189. Немчинова, А.С. Использование природного газа на электростанциях и влияние их на потребление газа другими отраслями народного хозяйства / А.С. Немчинова. – М.: Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики, организации производства и техн.-экон. информации в газовой пром-сти, 1969. – 53 с.

190. Никитин, Б.Н. Оптимальный энергетический режим совместной работы гидростанции и теплостанции в условиях избыточной приточности / Б.Н. Никитин // Гидротехническое строительство. – 1951.

191. Никифоров, Г.В. Управление энергопотреблением и энергосбережение / Г. В. Никифоров, В.К. Никифоров, Б.И. Заславец, А.Н. Шеметов. – Магнитогорск: Магнитогорский гос. технический ун-т, 2013. – 422 с.

192. О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности / Постановление Правительства РФ №287 от 20 марта 2019 года. URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72105008/>

193. О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики / Указ Президента Российской Федерации от 4 июня 2008 г. № 889. – Режим доступа: <https://rg.ru/2008/06/07/ukaz-dok.html>.

194. Осепян, А.М. Использование электроэнергии в производстве ферросплавов при сезонных ограничениях режима энергопотребления / А.М. Осепян // Доклады АН Армянской ССР. – 1948. – Т. IX.

195. Основные направления экономического и социального развития СССР на 1986–1990 годы и на период до 2000 года. Приняты XXVII съездом КПСС / КПСС. Съезд 27. – М.: Политиздат, 1986. –Т. 2. – 320 с.

196. Основные положения концепции интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью ФСК / Материалы официального интернет-сайта ПАО «ФСК ЕЭС». – 2012. – 51 с. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies\\_aas.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf).

197. Плановые часы пиковой нагрузки для территорий, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности, и территорий, отнесенных к неценовым зонам оптового рынка электрической энергии и мощности / Материалы официального интернет-сайта АО «Системный оператор Единой энергетической системы». – Режим доступа: [http://so-ops.ru/index.php?id=markets\\_regulations](http://so-ops.ru/index.php?id=markets_regulations).

198. Подольский, Е.М. Использование оросительных насосных станций в качестве потребителей-регуляторов и гидроаккумулирующих установок энергосистем: автореф. дис. ... д-ра техн. наук / Е.М. Подольский. – М., 1954. – 15 с.

199. Позиции природного газа в энергобалансе. Бюллетень Аналитического центра при Правительстве РФ. № 28. 2015. 30 с. – Режим доступа: <http://ac.gov.ru/files/publication>.

200. Попова, М.В. Использование накопителей энергии в активно-адаптивных сетях (SMART GRID) / М.В. Попова // Вестник Российского Государственного аграрного заочного университета. – 2010. – С. 105–107.

201. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_130498/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/).

202. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике». – Режим доступа: <https://tk-expert.ru/lib/143/>.

203. Постановление Правительства РФ от 28.05.2007 № 333 (ред. от 31.12.2010) «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ». – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_55732/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_55732/).

204. Постановление ЦК КПСС, Совмина СССР «Об основных направлениях и мерах по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве в 1981–1985 годах и на период до 1990 года».

205. Потребители – регуляторы электрической нагрузки энергосистемы: сборник статей. – Ташкент: Фан, 1987. – 96 с.

206. Правила клиринговой деятельности АО «СПБМТСБ». Утверждены 27.12.2016г. – Режим доступа: [http://spimex.com/clearing/how\\_to/](http://spimex.com/clearing/how_to/).

207. Правила поставки газа в Российской Федерации / Утверждены постановлением Правительства РФ от 05.02.1998 № 162. – Режим доступа: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_17781/26ec947396ef48fba50565e0044c9db92c83bd51/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_17781/26ec947396ef48fba50565e0044c9db92c83bd51/).

208. Правила проведения организованных торгов в Секции «Газ природный» АО «СПБМТСБ». Утверждены 27.11.2017г. – Режим доступа: <http://spimex.com/markets/gas/docs/>.

209. Праховник, А.В. Методы и средства управление электропотреблением / А.В. Праховник. – Киев: Общество «Знание» УССР РДЭНТП, 1981. – 27 с.

210. Прейскурант № 90-01. Тарифы на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергосистемами и электростанциями Министерства энергетики и электрификации СССР. – М.: Прейскурантиздат, 1980. – 40 с.

211. Приложение 19.9. к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии / Регламент участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением. URL: <https://www.np-sr.ru/ru>
212. Промышленное производство в России. 2019: Стат.сб./Росстат. – 2019. – 286 с
213. Регионы России. Социально-экономические показатели. 2019: Стат. сб. / Росстат. – М., 2019. – 1204 с.
214. Рогалев, Н.Д. Экономика энергетики / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Зубкова, И.В. Мастерова и др.; под редакцией Н.Д. Рогалева. – М.: Изд-во МЭИ, 2005. – 288 с.
215. Родионов, В.П. Организация регулирования графика электрической нагрузки в энергосистеме с помощью потребителей-регуляторов: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.П. Родионов. – 1969. – 16 с.
216. Роснефть продала на СПБМТСБ уже 3,7 млрд кубометров газа / Интернет-издание Газета.ru от 29.06.2016 г. – Режим доступа: [https://www.gazeta.ru/business/news/2016/06/29/n\\_8822795.shtml](https://www.gazeta.ru/business/news/2016/06/29/n_8822795.shtml).
217. Российский статистический ежегодник. 2019: Стат.сб./Росстат. – 2019 – 708 с.
218. Россия в цифрах. 2020: Крат.стат.сб./Росстат- М., 2020 – 550 с.
219. Свидетельство о регистрации программы ЭВМ № 50201450431 от 9.06.2014. Программа управления затратами на покупку электрической мощности промышленным предприятием / ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет (НИУ)»; И.А. Баев, А.П. Дзюба.
220. Свидетельство о регистрации программы ЭВМ № 50201450432 от 09.06.2014. Алгоритм управления затратами на покупку электрической энергии промышленным предприятием / ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет (НИУ)»; И.А. Баев, А.П. Дзюба.
221. Свидетельство о регистрации программы ЭВМ № 50201454129 от 09.06.2014. Программа управления затратами на покупку электрической энергии

промышленным предприятием / ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет (НИУ)»; И.А. Соловьева, А.П. Дзюба.

222. Свидетельство о регистрации программы ЭВМ № 50201454130 от 09.06.2014. Алгоритм управления затратами на покупку электрической мощности промышленным предприятием / ФГБОУ ВПО «Южно-Уральский государственный университет (НИУ)»; И.А. Соловьева, А.П. Дзюба.

223. Сидоровская, Н.В. Управление спросом на мировых рынках электроэнергии / Н.В. Сидоровская // Энергорынок. – 2015. – С. 28–34.

224. Сипина, Д.С. Рыночные механизмы участия потребителей в повышении эффективности и надежности работы энергосистем / Д.С. Сипина // Электричество. – 2014. – С. 4–10.

225. Скляр, В.Ф. Концепция и пути автоматизации управления электропотреблением / В.Ф. Скляр, А.В. Праховник. – Киев: Общество «Знание» УССР РДЭНТП, 1987. – 16 с.

226. Слоним, А.Я. Определение нагрузки электрических станций / А.Я. Слоним, Л.М. Фингер. – Киев: Изд-во кассы взаимопомощи студентам Киевского политехнического института, 1930. – 161 с.

227. Слоним, А.Я. Простой метод построения годового графика нагрузки / А.Я. Слоним // Электричество. – 1929. – С. 15–16.

228. Смирнов, В.А. Резервы крупной газотранспортной системы / В.А. Смирнов, А.В. Александров, И.Я. Фурман. – М., 1969. – 32 с.

229. Соловьева, И. А. Управление спросом на электроэнергию в России : состояние и перспективы / И. А. Соловьева, А. П. Дзюба // Вестник Самарского государственного экономического университета. – 2017. – № 3 (149). – С. 53–62.

230. Соловьева, И.А. Исследование динамики электропотребления на региональном уровне по показателям волатильности спроса / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Энергетическая политика. – 2016. – № 5. – С. 70–82.

231. Соловьева, И.А. Комплексное ценозависимое управление энергозатратами на промышленных предприятиях // И.А. Соловьева, А.П. Дзюба

// Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2017. – № 9. – С. 23–30.

232. Соловьева, И.А. Показатели рыночной среды в прогнозировании электропотребления / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Вестник ЮУрГУ. Серия «Экономика и менеджмент». – 2013. – Т. 7, № 3. – С. 47–57.

233. Соловьева, И.А. Прогнозирование параметров промышленного электропотребления в условиях волатильности ценовых сигналов / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Вестник ЮУрГУ. Серия «Экономика и менеджмент». – 2012. – Вып.23. – № 30 (289). – С. 116–123.

234. Соловьева, И.А. Прогнозирование электропотребления в промышленных комплексах и регионах: монография / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба; под общей ред. проф. И.А. Баева. – М.: Наука: Информ; Воронеж: ВГПУ, 2013. – 153 с.

235. Соловьева, И.А. Стратегия управления затратами на электропотребление промышленного предприятия / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Проблемы обеспечения безопасного развития современного общества: сборник материалов IV Международной научно-практической конференции. – Екатеринбург, 2014. – С. 47–57.

236. Соловьева, И.А. Управление затратами на электропотребление по показателям волатильности спроса / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Вестник Казанского государственного энергетического университета. – 2017. – № 1(33). – С. 36–43.

237. Соловьева, И.А. Управление затратами на электропотребление промышленных предприятий на базе модели оптимизации графиков электрических нагрузок / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Известия Тульского государственного университета. Экономические и юридические науки. – 2017. – №1-1. – С. 165–174.

238. Соловьева, И.А. Управление спросом на электропотребление на мезоуровне по показателям волатильности / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба //



Вестник Ивановского государственного энергетического университета. – 2017. – № 1. – С. 76–86.

239. Соловьева, И.А. Энергоэффективность как фактор укрепления энергетической безопасности России / И.А. Соловьева, А.П. Дзюба // Инфраструктурные отрасли экономики: проблемы и перспективы развития: сборник материалов I Международной научно-практической конференции. – Новосибирск, 2013. – С. 216–226.

240. Спецификация Биржевого товара по Секции «Газ природный» АО «СПбМТСБ». Утверждены 21.10.2016г. – Режим доступа: <http://spimex.com/markets/gas/docs/>.

241. Сталин, И.В. Сочинения / И.В. Сталин. – Т. 16. – М.: Писатель, 1997. – С. 5–16.

242. Стаскевич, Н.Л. Газ в быту и промышленности. Ч. 1 / Н.Л. Стаскевич, С.П. Колбенков. – Л.: Гостоптехиздат, 1951. – 368 с.

243. Стаскевич, Н.Л. Газ в быту и промышленности. Ч. 3 / Н.Л. Стаскевич, С.П. Колбенков. – Л.: Гостоптехиздат, 1952. – 342 с.

244. Стаскевич, Н.Л. Рациональные системы газоснабжения городов / Н.Л. Стаскевич // Научно-техническое совещание работников промышленности, деятелей науки и техники. – Л., 1951. – 20 с.

245. Статистический бюллетень Главэнерго № 5. Приложение к к выпуску журнала «Электрические станции». – 1937. – С. 32–35.

246. Статья «Energy demand management» в интернет-энциклопедии Wikipedia. – Режим доступа: [https://en.wikipedia.org/wiki/Energy\\_demand\\_management](https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_demand_management).

247. Стумбрас, А. О выравнивании графика нагрузки литовской энергосистемы потребителями-регуляторами. Аналитический обзор / А. Стумбрас, В. Трутневис. – Вильнюс, 1980. – 38 с.

248. Татаркин, А.И. Повышение эффективности энергетической и экономической безопасности региона на основе управления режимами электропотребления. Ч. 1. Методические основы анализа и прогнозирования цены

производства электроэнергии в региональных электроэнергетических системах с учетом режимных факторов / А.И. Татаркин, А.А. Куклин, Н.В. Буцацкая и др.; отв. ред.: А.И. Татаркин. – Екатеринбург: УрО РАН, 1997. – 37 с.

249. Телегин, Л.Г. Совершенствование систем организации ремонтного обслуживания наземных сосредоточенных объектов транспорта газа / Л.Г. Телегин, А.Ю. Плахов // Газовая промышленность: Обзор. информ. Серия «Экономика и управление в газовой промышленности». Вып. 8. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. – 26 с.

250. Телешев, Б.А. Графики электрических нагрузок: материалы в сборнике статей / Б.А. Телешев. – М.; Л.: ОНТИ ГРЭЛ, 1935. – С. 10–24.

251. Труды Конференции-курсов по газоснабжению городов. Всесоюз. науч. инж.-техн. о-во энергетиков ВНИТОЭ. Секция газоснабжения городов. – Л.; М.: Гостоптехиздат. Ленингр. отд-ние, 1953. – 208 с.

252. Указания по регулированию режимов электропотребления в целях выравнивания графиков нагрузки энергосистем / Утв. Госэнергонадзором М-ва энергетики и электрификации СССР. М.: Информэнерго, 1979. – 68 с.

253. Указания по регулированию режимов электропотребления на предприятиях угольной промышленности. – М.: Минуглепром СССР, 1981. – 144 с.

254. Управление спросом в электроэнергетических системах: труды института инженеров по электротехнике и радиоэлектронике; перевод с английского. – 1985. – № 10. – 98 с.

255. Урин, В.Д. Энергетические характеристики для оптимизации режима электростанций и энергосистем / В.Д. Урин, П.П. Кутлер // М.: Энергия, 1974. – 136 с.

256. Уткина, Л.Д. Экономическая эффективность совершенствования структуры газопотребления / Л.Д. Уткина // Газовая промышленность: Обзор. информ. Серия «Экономика и управление в газовой промышленности». Вып. 5. – М.: ВНИИЭгазпром, 1987. – 37 с.

257. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики в переходный период и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике».

258. Федотов, С.А. Оптимизация режимов энергосистем в условиях перехода к рыночным отношениям в энергетике: учебное пособие / С.А. Федотов. – Хабаровск: ДВГУПС, 2006. – 92 с.

259. Фельдман, М.П. Исследования экономики потребления сезонной энергии / М.П. Фельдман // Известия ЭНИН АН СССР. – 1935.

260. Ферман, Р.А. Метод экономической оценки эксплуатационного резерва электрических систем / Р.А. Ферман // Электричество. – 1938. – № 20.

261. Функционирование и развитие электроэнергетики Российской Федерации в 2011 году: информационно-аналитический доклад Министерства энергетики Российской Федерации. – 391 с.

262. Фурман, И.Я. Влияние сезонности потребления на эффективность капиталовложений в газовую промышленность / И.Я. Фурман // Доклад на Всесоюзной конференции по проблемам топливно-энергетического баланса СССР. – М., 1966. – 17 с.

263. Фурман, И.Я. Вопросы анализа и прогнозирования режимов газопотребления / И.Я. Фурман. – М.: Всесоюз. науч.-исслед. ин-т экономики, организации производства и техн.-экон. информации в газовой пром-сти, 1971. – 47 с.

264. Фурман, И.Я. Показатели сезонной неравномерности потребления газа и метод их определения / И.Я. Фурман // Газовое дело. – 1962. – 152 с.

265. Фурман, И.Я. Регулирование неравномерности газопотребления / И.Я. Фурман. – М.: Недра, 1973. – 199 с.

266. Фурман, И.Я. Учет неравномерности газопотребления при оптимизации единой газоснабжающей системы / И.Я. Фурман. – М.: Всесоюз.

науч.-исслед. ин-т экономики, организации производства и техн.-экон. информации в газовой пром-сти, 1970. – 77 с.

267. Фурман, И.Я. Экономическая эффективность использования природного газа в промышленности / И.Я. Фурман. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 64 с.

268. Ханаев, В.В. Исследование эффективности управления электрической нагрузкой при оптимизации развития электроэнергетических систем: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.В. Ханаев. – 2008. – 25 с.

269. Ханаев, В.В. Роль управления спросом на электроэнергию в перспективном покрытии электрической нагрузки при дефиците генерирующих мощностей / В.В. Ханаев // Энергорынок. – 2009. – С. 26–29.

270. Ханаев, В.В. Теплонакопители как перспективное оборудование для управления спросом на электрическую энергию / В.В. Ханаев // Энергетика, управление, качество и эффективность использования энергоресурсов: сборник трудов седьмой всероссийской научно-технической конференции с международным участием. – Амурский государственный университет, 2013. – С. 509–513.

271. Холянов, В.С. Исследование работы электротепловых сельскохозяйственных установок в режиме потребителей-регуляторов: автореф. дис. ... канд. техн. наук / В.С. Холянов. – 1980. – 18 с.

272. Хрилев, Л.С. Теплофикация и топливно-энергетический комплекс / Л.С. Хрилев. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1979. – 277 с.

273. Хронусов, Г.С. Комплексы потребителей-регуляторов мощности на горнорудных предприятиях / Г.С. Хронусов. – М.: Недра, 1989. – 200 с.

274. Цымбал, С. Интеллектуальные технологии в электроэнергетике / С. Цымбал, А. Коптелов // Энергорынок. – 2010. – С. 57–59.

275. Чаронов, В.Я. Электродвигатели насосных станций как потребители-регуляторы активной и реактивной мощности / В.Я. Чаронов, А.Н. Евсеев, Б.Н. Абрамович, Ю.В. Коновалов, А. Логинов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – С. 9.

276. Чокин, Ш.Ч. Оценка регулируемости режима энергопотребления промышленных потребителей энергосистемы / Ш.Ч. Чокин // Известия АН КазССР. Серия Энергетика. – 1952.

277. Чокин, Ш.Ч. Управление нагрузкой энергосистем / Ш.Ч. Чокин, Э.Э. Лойтер. – Алма-Ата: Наука, 1985. – 286 с.

278. Щерман, Г.И. Экономические режимы электростанций на пиковом графике нагрузки / Г.И. Щерман // Гидротехническое строительство. – 1940. – № 3.

279. Экономика использования газа за рубежом / Гос. ком. Совета Министров СССР по топливной пром-сти. Ин-т техн. информации и экон. исследований по нефт. и газовой пром-сти «ИТЭИНефтегаз». – М., 1962. – 16 с.

280. Электробаланс Российской Федерации за 2015 год: [официальные статистические данные Федеральной службы государственной статистики]. – Режим доступа: <http://gks.ru/>.

281. Электроэнергетика и энергетическое строительство в СССР. Статистический обзор. – М.: Информэнерго, 1977. – 110 с.

282. Элькинд М. Л. Потребители-регуляторы электрической нагрузки в энергосистеме / М.Л. Элькинд // Электричество. – 1934.

283. Элькинд, М.Л. Потребители-регуляторы электрической нагрузки в энергосистеме / М.Л. Элькинд. – М.: ОНТИ НКТП, 1935. – 107 с.

284. Энергетическая программа СССР на длительную перспективу. – М.: Политиздат, 1983.

285. Энергоэффективность в России: скрытый резерв / Исследование группой Всемирного банка в сотрудничестве с Центром по эффективному использованию энергии (ЦЭНЭФ). – 2011. 162с. – Режим доступа: [www.cenef.ru](http://www.cenef.ru).

286. Яковчук, Г.В. Регулирование режимов электропотребления ферросплавных заводов в условиях ресурсных ограничений: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Г.В. Яковчук. – М., 1986. – 19 с.

287. Aalami, H. Demand Response model considering EDRP and TOU programs / H. Aalami, G.R. Yousefi, M. Parsa Moghadam // 2008 IEEE/PES

Transmission and Distribution Conference and Exposition. – 2008. – P. 1–6. DOI: 10.1109/TDC.2008.4517059.

288. Abahussain, M. Optimal scheduling of a natural gas processing facility with Price-based Demand Response / M. Abahussain, R.D. Christie // 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – 2013. – 21–25 July. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672280.

289. Abu-Elnaga, M.M. Incorporation of Load Models in the Direct Method of Power System Transient Stability / M.M. Abu-Elnaga, M.A. El-Kady, R.D. Findlay // IEE Proceedings C-Generation, Transmission and Distribution. – 1988. – Vol. 135. – № 6. – P. 474–479. DOI: 10.1049/ip-c.1988.0061.

290. Aburukba, R.O. IoT based energy management for residential area / R.O. Aburukba, A.R. Al-Ali, T. Landolsi, M. Rashid, R. Hassan // 2016 IEEE International Conference on Consumer Electronics-Taiwan (ICCE-TW). – 2016. – P. – 2. DOI: 10.1109/ICCE-TW.2016.7521035.

291. Adilov, N. The effect of customer participation in electricity markets: an experimental analysis of alternative market structures / N. Adilov, R.E. Schuler, W.D. Schulze, D.E. Toomey // 37th Annual Hawaii International Conference on System Sciences. – 2004. – P. 1–10. DOI: 10.1109/HICSS.2004.1265174.

292. Aguado, J. Coordinated spot market for congestion management of inter-regional electricity markets / J. Aguado, V. Quintana, M. Madrigal, W. Rosehart // IEEE Power Engineering Society General Meeting. – 2004. – P. 180–187. DOI: 10.1109/TPWRS.2003.820693.

293. Aktunc, E.A. Managing natural gas demand for free consumers under uncertainty and limited storage capacity / E.A. Aktunc, E. Yukseltan, A. Yucekaya, A.H. Bilge // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2020. – Vol. 79. July 2020. – P. 1–16. DOI: 10.1016/j.jngse.2020.103322.

294. Albadi, M.H. Demand Response in Electricity Markets: An Overview / M.H. Albadi, E.F. El-Saadany // 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. – 2007. – P. 1–5. DOI: 10.1109/PES.2007.385728.

295. Anderson, C.L. A Decision Framework for Optimal Pairing of Wind and Demand Response Resources / C.L. Anderson, J.B. Cardell // IEEE Systems Journal. Vol. 8, Issue: 4. – 2014. – P. 1104 – 1111. DOI: 10.1109/JSYST.2014.2326898.

296. Baev, I. Improving the efficiency of using small-distributed generation systems through mechanisms of demand management for electricity and gas / I. Baev, A. Dzyuba, I. Solovyeva, N. Kuzmina. – Text : direct // International Journal of Energy Production and Management. – 2018. – Vol. 3, Iss. 4. – P. 277–291.

297. Baev, I.A. Assessment and analysis of energy infrastructural potential of Russian regions / I.A. Baev, I.A. Solovieva, A.P. Dziuba // 3rd International Conference on Industrial Engineering. SHS Web Conf., 35 (2017) AN 01048.

298. Balijepalli, M. Towards Indian Smart Grids / M. Balijepalli, S.A. Khaparde, R.P. Gupta // TENCON 2009 - 2009 IEEE Region 10 Conference. – 2009. – P. 1–7. DOI: 10.1109/TENCON.2009.5395890.

299. Bandala, A Importance of the Mexican lighting systems in commerce and services / A. Bandala // Prepared for the Right Light Three. Anzures, Mexico. – 1995. – P. 329–345.

300. Banerjee, R. Load management in the Indian power sector using US experience / R. Banerjee // Energy. Vol. 23, Issue 11. – 1998. – P. 961–972. DOI: 10.1016/S0360-5442(98)00052-8.

301. Banghart, T. S. Practical aspects of largescale automatic meter reading using existing telephone lines / T. S. Banghart, R. E. Riebs // Proc. Amer. Power Conf. – 1974. Vol. 37. – P. 945–951.

302. Bargiotas D. Residential Air-conditioner Dynamic Model for Direct Load Control / D. Bargiotas, J.D. Birdwell // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1988. – P. 2119-2126. DOI: 10.1109/61.194024.

303. Barroso, L.A. Classification of electricity market models worldwide / L.A. Barroso, T.H. Cavalcanti, P. Giesbertz, K. Purchala // International Symposium CIGRE/IEEE PES. – 2005. – P. 9–16. DOI: 10.1109/CIGRE.2005.1532720.

304. Barton, J. The evolution of electricity demand and the role for demand side participation, in buildings and transport / J. Barton, S. Huang, D. Infield, M. Leach, D.

Ogunkunle, J. Torriti, and all // *Energy Policy*. – 2013. – P. 85–102. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.08.040.

305. Beaty, H.W. Automated distribution improves system operations and reliability / H.W. Beaty // *Elec. World*. – 1977. Vol. 188. № 2. – P. 39–50.

306. Beenstock, M. The demand for electricity in Israel / M. Beenstock, E. Goldin, D. Nabet // *Energy Economics*. – 1999. – № 21(2). – P. 168–183. DOI: 10.1016/S0140-9883(98)00005-X.

307. Beenstock, M. The demand for energy in the UK: a general equilibrium analysis / M. Beenstock, A. Dalziel // *Energy Economics*. Vol. 8, Issue 2. – 1985. – P. 90–98. DOI: 10.1016/0140-9883(86)90033-2.

308. Berg, G.J. Model representation of power system loads / G.J. Berg, A.K. Kor // *PICA Conf. Proc.* – 1979. – P. 153–162.

309. Bernard, J.T. / A pseudo-panel data model of household electricity demand / J.T. Bernard, D. Bolduc, N.D. Yameogo // *Resource and Energy Economics*. – 2011. – P. 315–325. DOI: 10.1016/j.reseneeco.2010.07.002.

310. Bernard, J.-T. Load management programs, cross-subsidies and transaction costs: the case of self-rationing / J.-T. Bernard, M. Roland // *Resource and Energy Economics*. – 2000. – Vol. 22, Issue 2. – P. 161–188. DOI: 10.1016/S0928-7655(99)00018-4.

311. Billington, D.J. Mains signalling-progress of a UK remote meter reading and load management system / D.J. Billington // *Sixth International Conference on Metering Apparatus and Tariffs for Electricity Supply*. – 1990. – P. 236–241.

312. Bjork, C. Industrial Load Management in Sweden / C. Bjork, B.G. Karlsson // *European Congress on Economics and Management of Energy in Industry*. – 1984. – P. 2058–2063.

313. Blanc, A. History and update of residential lighting projects in Mexico / A. Blanc, O. de Buen // *Prepared for the Right Light Three Conference*. Piso, Mexico. – 1995. – P. 24–29.

314. Bossert, R.W. Defining time-of-use periods for electric rates / R.W. Bossert // *Public Utilities Fortn&htly*. – 1977. – Vol. 99. – № 7. – P. 19–24.



315. Bowie, R. Are Demand-Side Management Activities Effective? A Program to Provide a Swedish Tradition of Evaluation / R. Bowie // A Swedish Handbook for the Evaluation of DSM Activities. Proc. of the Second International Energy Efficiency and DSM Conference: Customer Focus, Synergistic Resources Corporation. – 1993. – P. 1226–1237.

316. Boyle, S. DSM progress and lessons in the global context / S. Boyle // Energy Policy. – 1996. – P. 345–359. DOI: 10.1016/0301-4215(95)00142-5.

317. Busch, J.F. Determining the value of conservation to Thailand's electric utility / J.F. Busch // IEEE Transactions on Power Systems. – 1992. (Volume: 7, Issue: 3). – P. 1218–1224. DOI: 10.1109/59.207336.

318. California ISO. Demand response and load participation. – URL: <http://www.caiso.com/participate/Pages/Load/Default.aspx>.

319. Calloway, T.M. Physically-based model of demand with applications to load management assessment and load forecasting / T.M. Calloway, C.W. Brice // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1982. – Vol. PAS-101. – P. 4625–4631. DOI: 10.1109/MPER.1982.5519986.

320. Campanano, M. Philippine Appliance Efficiency Programme / M. Campanano // Dept of Energy, Philippines Proceedings from Regional Policy Workshop on Energy Efficiency Standards and Labelling IIEC. – 1994. – P. 192–199.

321. Canizares, C.A. Transmission congestion management and pricing in simple auction electricity markets / C.A. Canizares, H. Chen, F. Milano, A. Singh // Int. J. Emerging Electric Power Syst. – 2004. – № 1. – P. 1–28.

322. Capozza, A. Load shedding and demand side management enhancements to improve the security of a national electrical system / A. Capozza, C. D'Adamo, G. Mauri, A. Pievatolo // 2005 IEEE Russia Power Tech Date of Conference. – 2005. – P. 1-7. DOI: 10.1109/PTC.2005.4524568.

323. Cappersa, P. Demand response in U.S. electricity markets: Empirical evidence / P.Cappersa, C. Goldman, D. Kathan // Energy. – 2010. – Vol. 35, Issue 4. – P. 1526–1535. DOI: 10.1016/j.energy.2009.06.029.

324. Caramanis, M.C. Optimal Spot Pricing: Practice and Theory / M.C. Caramanis, R.E. Bohn and F. C. Schewpe // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1982. – Vol. PAS-101, Issue: 9. – P. 3234–3245. DOI: 10.1109/TPAS.1982.317507.
325. Chai, W. A multi-objective optimal control scheme of the hybrid energy storage system for accurate response in the demand side / W. Chai, X. Cai, Z. Li // 2017 4th International Conference on Systems and Informatics (ICSAI). – 2017. – P. 300–305. DOI: 10.1109/ICSAI.2017.8248308.
326. Chan, M. Simulation-based load synthesis methodology for evaluating load-management programs / M. Chan, G. Ackerman // IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems. – 1981. – Vol. PAS-100. – P. 1771–1778. DOI: 10.1109/TPAS.1981.316516.
327. Chao, H. Price-Responsive Demand Management for a Smart Grid World / H. Chao // The Electricity Journal. – 2010. – Vol. 23. – № 1. – P. 7–20. DOI: 10.1016/j.tej.2009.12.007.
328. Chao, Y-T. An improvement project for distribution transformer load management in Taiwan / Y-T. Chao, S-T. Lee, H-C. Chang // 2003 IEEE Power Engineering Society General Meeting (IEEE Cat. No.03CH37491). – 2003. – P. 875–881. DOI: 10.1109/TPWRS.2003.811001.
329. Chiu, W.Y. Demand-Side Energy Storage System Management In Smart Grid / W.Y. Chiu, H. Sun, H. V. Poor // 2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (Smart Grid Comm). – 2012. pp. 5-8. DOI: 10.1109/SmartGridComm.2012.6485962
330. Chiu, W.Y. Energy Imbalance Management Using a Robust Pricing Scheme / W.Y. Chiu, H. Sun, H.V. Poor // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2013. – P. 896–904. DOI: 10.1109/TSG.2012.2216554.
331. Chown, G.A. Proposed Ancillary Services for the Southern African Power Pool / G.A Chown, J. Hedgecock, J. Diya, A. Chikova // 2007 IEEE Power Engineering Society Conference and Exposition in Africa – Power Africa. – 2007. – P. 1–6. DOI: 10.1109/PESAFR.2007.4498054.

332. Chuang, A.S. Demand-side Integration in a Restructured Electric Power Industry / A.S. Chuang, C.W. Gellings // Electric Power Research Institute. – 2008. – Paris. – P. 1–9.

333. Çiçek, N. Demand response for smart grids with solar power / N. Çiçek, H. Deliç // 2014 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT ASIA). – 2014. – P. 566–571. DOI: 10.1109/ISGT-Asia.2014.6873854.

334. Clark, A. Demand-side management investment in South Africa: barriers and possible solutions for new power sector contexts / A. Clark // Energy for Sustainable Development. – 2000. – Vol.4, Issue 4. – P. 27–35.

335. Clark, F.G. What of surplus power? / F.G. Clark // Electrical Engineering. – 1931. – P. 197–203.

336. Coleman, L.W. Development of an end-use monitoring system / L.W. Coleman, R.T. Garrett // 12th International Conference on Electricity Distribution. – 1993. – P. 521–525.

337. Crespo, J. R. Peak-load pricing: one point of view / J.R. Crespo // Elec. World. – 1977. – № 8. – P. 70–72.

338. Crossley, D. Existing Mechanisms for Promoting DSM and Energy Efficiency in Selected Countries / D. Crossley, K. Dyhr-Mikkelsen, M. Maloney // IEA/DSM Programme. Task VI Research Report № 1. Energy Futures Australia Pty Ltd., Hornsby Heights NSW, Australia. – 1998.

339. Crossley, D. Public Policy Implications of Mechanisms for Promoting Energy Efficiency and Load Management in Changing Electricity Businesses / D. Crossley, J. Hamrin, E. Vine, N. Eyre // IEA DSM Programme. Task VI Research Report № 2. Energy Futures Australia Pty Ltd., Hornsby Heights NSW. Australia. – 1999.

340. Dababneh, F. Integrated Electricity and Natural Gas Demand Response for Manufacturers in the Smart Grid / F. Dababneh, L. Li // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2019. – Vol. 10, July 2019. – P. 4164–4174. DOI: 10.1109/TSG.2018.2850841.

341. Darby, S. Smart metering: What potential for householder engagement? / S. Darby // *Building Research and Information*. – 2010. – P. 442–457. DOI: 10.1080/09613218.2010.492660.
342. Davies, R. Hydro one's smart meter initiative paves way for defining the smart grid of the future / R. Davies // *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. – 2009. – P. 1–2. DOI: 10.1109/PES.2009.5275283.
343. De Almeida, A.T. Advanced monitoring technologies for the evaluation of demand-side management programs / A.T. De Almeida, E.L. Vine // *Energy*. – 1994. – Vol. 19, Issue 6. – P. 661–678. DOI: 10.1016/0360-5442(94)90006-X.
344. Delgado, R.M. Demand-side management alternatives / R.M. Delgado // *Proc. of the IEEE*. – 1985. – Vol. 73. – P. 1471–1488.
345. Demand Side Response in the domestic sector – a literature review of major trials / Undertaken by Frontier Economics and Sustainability First. – 2012. – 156 p. – URL: <https://assets.publishing.service.gov.uk>.
346. Demand-side management. International Energy Agency. – URL: <http://www.ieadsm.org/>.
347. Diana, G. Demand Side Management: A Case Study of a Tertiary Institution / G. Diana, P. Govender // *Proceedings of Interactional Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*. City University, London, UK. – 2000. – P. 49–53.
348. Dynamic Demand. – URL: <http://www.dynamicdemand.co.uk/index.htm>.
349. Dzyuba, A. Demand-side management in territorial entities based on their volatility trends / A. Dzyuba, I. Solovyeva. – Text : direct // *International journal of energy economics and policy*. – 2020. – Vol. 10, № 1. – P. 302–315.
350. Dzyuba, A. Differentiation of Territories and Regions according to the Practicality Degree of Implementation of Demand Management for Natural Gas Consumption Mechanisms / A. Dzyuba, I. Solovyeva, I. Baev, N. Kuzmina. – Text : direct // *The 34-th International Business Information Management Association Conference (IBIMA)*. – 2019. – 13–14 November. – P. 2543–2558.

351. Dzyuba, A. Price-based demand-side management model for industrial and large electricity consumers / A. Dzyuba, I. Solovyeva. // *International journal of energy economics and policy*. – 2020. – Vol. 10, № 4. – P. 135–149.
352. Ebner, T.L. Automatic meter reading / T.L. Ebner // *J. A WWA*. – 1973 – P. 112–122.
353. Elbel, W. Events in the history of ripple control / W. Elbel // *Landis and Gyr Rev. Zug, Switzerland*. – 1974. – № 4. – P. 3–18.
354. Eldridge, F.R. Automatic Meter Reading Via Cable / F.R. Eldridge // *IEEE Power Engineering Society. Winter Meeting*. – 1973. Paper № C73 069-2. – P. 72–75.
355. Eldridge, F.R. System for automatic reading of utility meters / F.R. Eldridge // *MITRE Rep. M72-1*. – 1971. – P. 57–62.
356. Electric Power Research Institute (EPRI). Official website. – URL: <https://www.epri.com/#/?lang=en-US>.
357. Electricity Information 2017 IEA. Report of International Energy Agency. 762 P. – URL: <http://data.iea.org>.
358. Electricity system flexibility. Ofgem. Government of United Kingdom. – URL: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/retail-market/market-review-and-reform/smarter-markets-programme/electricity-system-flexibility>.
359. El-Sharkawi, M.A. Dynamic Equivalent Load Model for Power Systems / M.A. El-Sharkawi, M.E. Aggoune // *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. – 1987. – Vol. 9. – № 3. – P. 142–148.
360. Emec, S. Potential for demand side management in automotive manufacturing / S. Emec, M. Kuschke, M. Chemnitz // *Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*. – 2013. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2013.6695303.
361. Engle, R.F. Forecasting and testing in cointegrated systems / R.F. Engle, B.S. Yoo // *Journal of Econometrics* 35. North-Holland. – 1987. – P. 143–159. URL: [https://www.uta.edu/faculty/crowder/papers/Engle\\_Yoo\\_1987.pdf](https://www.uta.edu/faculty/crowder/papers/Engle_Yoo_1987.pdf).
362. Engle, R.F. Merging short and long-run forecasts: an application of seasonal cointegration to monthly electricity sales forecasting / R.F. Engle, C.W.J.

Granger, J.S. Hallman // *Journal of Econometrics*. – 1989. – Vol. 40, Issue 1. – P. 45–62. DOI: 10.1016/0304-4076(89)90029-8.

363. Engle, R.F. Seasonal cointegration: the Japanese consumption function / R.F. Engle, C.W.J. Granger, S. Hylleberg, H.S. Lee // *Journal of Econometrics*. – 1993. – Vol. 55, Issues 1–2. – P. 275–298. DOI: 10.1016/0304-4076(93)90016-X.

364. Erichsen, P. The results from a major load management project / P. Erichsen, N. Haase // *10th International Conference on Electricity Distribution*. – 1989. – P. 365–379.

365. Etzinger, A. Breaking down the walls between the environment, demand-side management and supply-side management / A. Etzinger // *Eskom's experience' Presentation at DSM Conference for Southern African utilities*. Berlin. – 1995. – P. 963–972.

366. Federal Energy Regulatory Commission US. – URL: <http://www.ferc.gov/>.

367. Feng, J. Evaluating Demand Response Impacts on Capacity Credit of Renewable Distributed Generation in Smart Distribution Systems / J. Feng, B. Zeng, D. Zhao, G. Wu, Z. Liu, J. Zhang // *IEEE Access*. – 2018. – Vol. 6. – P. 14307–14317. DOI: 10.1109/ACCESS.2017.2745198.

368. Flairn, T.A. Developing Marginal Costs For Real-Time Pricing / T.A. Flairn, J.J. Hipius, M.G. Krantz, L.D. Kirsch, R.L. Sullivan // *IEEE Transactions On Power Systems*. – 1988. – P. 1133–1138. DOI: 10.1109/59.14573.

369. Fleten, S.-E. Constructing bidding curves for a price-taking retailer in the norwegian electricity market / S.-E. Fleten, E. Pettersen // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2005. – Vol. 20, Issue: 2. – P. 701–708. DOI: 10.1109/TPWRS.2005.846082.

370. Foucault, F. A robust investment strategy for generation capacity in an uncertain demand and renewable penetration environment / F. Foucault, R. Girard, G. Kariniotakis // *11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*. – 2014. – P. 1–5. DOI: 10.1109/EEM.2014.6861240.

371. Fouquet, D. The French DSM Program: An Overview Prepared for the European Council for an Energy Efficiency Economy / D. Fouquet // *The Energy*

Efficiency Challenge for Europe. Summer Study Proceedings, held in Mandelieu, France. – 1995.

372. Frequency adaptive, power-energy re-scheduler United States Patent / US-Patent No. 4,317,049: Frequency adaptive, power-energy re-scheduler // Inventors: Schweppe, Fred C. (Carlisle, MA). Application Number: 06/076019. Publication Date: 02/23/1982.

373. Gajjar, J.T. Feasibility study of residential level demand-side management in Malaysia / J.T. Gajjar, Z. Tajularas // Proceedings of IEEE TENCON '98. IEEE Region 10 International Conference on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control (Cat. No.98CH36229). – 1998. – P. 514–517.

374. Garcia A.A. Demand Side Management Integration Issues a Case History / A.A. Garcia // IEEE Transactions on Power Systems. – 1987. – Vol. 2, Issue: 3. – P. 772–778. DOI: 10.1109/TPWRS.1987.4335208.

375. Garcia-Cerrutti, L.M. Estimating elasticities of residential energy demand from panel county data using dynamic random variables models with heteroskedastic and correlated error terms / L.M. Garcia-Cerrutti // Resource and Energy Economics. – 2000. – P. 355–366. DOI: 10.1016/S0928-7655(00)00028-2.

376. Gaul, A.J. Evolutionary strategies applied for an optimal management of electrical loads / A.J. Gaul, E. Handschin, W. Hoffmann // Proceedings of International Conference on Intelligent System Application to Power Systems. – 1996. – P. 368–372.

377. Geller, H. Brazil's national electricity conservation programme (PROCEL): progress and lessons / H. Geller, J. R. Moreira // Prepared for the ACEEE Summer School. Asilomar. California. – 1992. – URL: <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/brazil/name-23729-en.php>.

378. Geller, H. Demand-side management at a crossroads: is there a future for electricity end-use efficiency in the United States? / H. Geller, S. Nadel, M. Pye // European Council for an Energy Efficiency Economy 1995. The Energy Efficiency Challenge for Europe. – Mandelieu, France. – 1995.

379. Gellings, C.W. IEEE PES Load Management Working Group / C.W. Gellings // IEEE Power Engineering Review. Load Management Working Group

of the System Planning Subcommittee of the Power Engineering Committee. – 1981. – Vol. PER-1. – № 8. – P. 7–8.

380. Gellings, C.W. Power/energy: Demand-side load management: The rising cost of peak-demand power means that utilities must encourage customers to manage power usage / C.W. Gellings, V.A. Authors // IEEE Spectrum. – 1981. – P. 49–52. DOI: 10.1109/MSPEC.1981.6369703.

381. Gellings, C.W. The concept of demand-side management for electric utilities / C.W. Gellings // Proceedings of the IEEE. – 1985. – Vol. 73. Issue: 10. – P. 1468–1470. DOI: 10.1109/PROC.1985.13318.

382. Gellings, C.W. The Smart Grid: Enabling Energy Efficiency and Demand Response / Liburn, GA: The Fairmont Press, Inc. – 2009. – 250 p.

383. Gholizadeh, N. An innovative energy management framework for cooperative operation management of electricity and natural gas demands / N. Gholizadeh, G.B. Gharehpetian, M.Abedi, H.Nafisi, M.Marzband // Energy Conversion and Management. – 2019. – Vol. 200. – P. 1–9. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112069.

384. Grainger, G.H. A practical approach to peak-load pricing / G.H. Grainger // Public Utilities Fortnightly. – 1976. – Vol. 98. – № 6. – P. 19–23.

385. Haider, T.H. A review of residential demand response of smart grid / T.H. Haider, O.H. See, W. Elmenreich // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – P. 166–178 DOI: 10.1016/j.rser.2016.01.016.

386. Hamoud, G. Assessment of transmission congestion cost and locational marginal pricing in a competitive electricity markets / G. Hamoud // IEEE Trans. Power Syst. – 2004. – № 19. – P. 769–775. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.825823.

387. Hancke, G. Electric load monitoring and control in the domestic environment / G. Hancke, D. Very // Conference Proceedings. 10th Anniversary. IMTC/94. Advanced Technologies in I & M. 1994 IEEE Instrumentation and Measurement Technolgy Conference (Cat. No.94CH3424-9). – 1994. – P. 560–562. DOI: 10.1109/IMTC.1994.351898.



388. Hastings, B.F. Ten Years of Operating Experience with a Remote Controlled Water Heater Load Management System at Detroit Edison / B.F. Hastings // IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. – 1979. – Vol.: PAS-99. – P. 1437–1441.
389. Hershey, R.D. How the Oil Glut Is Changing Business / R.D. Hershey // The New York Times. – December 2015.
390. Hirst, E. The future of DSM in a restructured US electricity industry / E. Hirst, R. Cavanagh, P. Miller // Energy Policy. – 1996. – P. 303–315. DOI: 10.1016/0301-4215(95)00139-5.
391. Hobbs, B.F. Measuring the economic value of demand-side and supply resources in integrated resource planning models / B.F. Hobbs, H.B. Rouse, D.T. Hoog // IEEE Transactions on Power Systems. – 1993. – Vol. 8, Issue: 3. – P. 979–987. DOI: 10.1109/59.260903.
392. Holmes, W. Load-Levelling Relays and their Application in Connection with Future Metering Problems / W. Holmes // Journal of the Institution of Electrical Engineers. – 1929. – Vol. 67. – №. 386. – P. 296–310.
393. Hwang, J.C. Assessment of air condition load management by load survey in Taipower / J.C. Hwang // IEEE Transactions on Power Systems. – 2001. – Vol. 16, Issue: 4. – P. 910–915. DOI: 10.1109/59.962445.
394. Ibrahim, M. Demand-side management / M. Ibrahim, M.Z. Jaafar, M.R.A. Ghani // Proceedings of TENCON '93. IEEE Region 10 International Conference on Computers, Communications and Automation Date of Conference. – 1993. – P. 122–129.
395. International Energy Agency. Official website. – URL: [www.iea.org](http://www.iea.org).
396. Ipakchi, A. Grid of the future: are we ready to transition to a smart grid? / A. Ipakchi, F. Albuyeh // IEEE Power Energy Mag. – 2009. – P. 1540–1552.
397. Jacobs, K. Prepare now. Automatic remote meter reading is coming / K. Jacobs // EZec. Lightandpower. – 1971. – P. 49.
398. Jefferson, W.J. Time-differentiated rates and the real world / W.J. Jefferson // Elec. World. – 1977. – № 9. – P. 116–120.

399. Kadar, P. Multi Objective Optimization of Smart Grid Structure / P. Kadar // 2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems. – 2009. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ISAP.2009.5352881.
400. Kamerschen, D. The demand for residential, industrial and total electricity, 1973-1998 / D.R. Kamerschen, D.V. Porter // Energy Economics. – 2004. – P. 87–100. DOI: 10.1016/S0140-9883(03)00033-1.
401. Kaplan, G. Two Way Communication for Load Management / G. Kaplan // IEEE Spectrum. – 1977. – P. 47–50.
402. Key world energy statistics 2017 IEA. Report of International Energy Agency. – 97 p. – URL: <http://data.iea.org>.
403. Khalid, M. Optimal hybrid wind-solar system for matching renewable power generation with demand / M. Khalid, A.V. Savkin, V.G. Agelidis // 11th IEEE International Conference on Control & Automation (ICCA). – 2014. – P. 1322–1326. DOI: 10.1109/ICCA.2014.6871115.
404. Khosid, S. A mathematical model of load-controlled consumer for an active load management / S. Khosid // MELECON '98. 9th Mediterranean Electrotechnical Conference. Proceedings. – 1998. (Cat. No.98CH36056). – P. 1076–1079. DOI: 10.1109/MELCON.1998.699397.
405. Knudsen, J. A. Dynamic Market Mechanism for the Integration of Renewables and Demand Response / J. Knudsen, J. Hansen, A.M. Annaswamy // IEEE Transactions on Control Systems Technology. – 2016. – Vol. 24, Issue: 3. – P. 940–955. DOI: 10.1109/TCST.2015.2476785.
406. Kumar, A. Congestion management in competitive power market: A bibliographical survey / A. Kumar, S.C. Srivastava, S.N. Singh // Electric Power Systems Research. – 2005. – Vol. 76, Issues 1–3. – P. 153–164.
407. Kwon, S. Optimal Day-Ahead Power Procurement With Renewable Energy and Demand Response / S. Kwon, L. Ntaimo, N. Gautam // IEEE Transactions on Power Systems. – 2017. – Vol. 32, Issue: 5. – P. 3924–3933. DOI: 10.1109/TPWRS.2016.2643624.

408. Laaspere, T. Creative electric load management / T. Laaspere, A.O. Converse // IEEE Spectrum. – 1975. – Vol. 12. – № 2. – P. 46–50.
409. Laaspere, T. The technological alternatives for metering and for load management / T. Laaspere // DEV-9. Thayer School of Engineering. Dartmouth College. Hanover. – 1976. – № 11. – P. 70–76.
410. Lampropoulos, I. Analysis of the market-based service provision for operating reserves in the Netherlands / I. Lampropoulos, J. Frunt, A. Virag, F. Nobel, P.P.J. van den Bosch, and W.L. Kling // Proc. of the 9th International Conference on the European Energy Market. – 2012. – P. 1–8. DOI: 10.1109/EEM.2012.6254735.
411. Lampropoulos, L. History of demand side management and classification of demand response control schemes / I. Lampropoulos, W.L. Kling, P. F. Ribeiro // Power and Energy Society General Meeting (PES). – 2013. – P. 173–178. DOI: 10.1109/PESMG.2013.6672715.
412. Lee, J.I. Solar energy management internetworking with demand response / J.I. Lee, I.W. Lee // 2014 International Conference on Information and Communication Technology Convergence (ICTC). – 2014. – P. 749–750. DOI: 10.1109/ICTC.2014.6983277.
413. Lescoeur, B. Tariffs and Load Management: The French Experience / B. Lescoeur, J.B. Galland // IEEE Transactions on Power Systems. – 1987. – Vol. 2, Issue: 2. – P. 458 – 464.
414. Levine, M.D. Energy Conservation Programs in the People's Republic of China / M.D. Levine, X.Y. Liu // Lawrence Berkeley Laboratory Report. – 1990. – P. 135–141.
415. Li, K. Day-Ahead Optimal Joint Scheduling Model of Electric and Natural Gas Appliances for Home Integrated Energy Management / K. Li, P. Zhang, G. Li, F. Wang, Z. Mi, H. Chen // IEEE Access. – 2019. – Vol. 7. – P. 133628–133640. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2941238.
416. Limaye, D.R. Implementation of demand-side management programs / D.R. Limaye // Published in: Proceedings of the IEEE. – 1985. – Vol. 73, Issue: 10. – P. 1503–1512.

417. Lindbergab, K-F. Potential and Limitations for Industrial Demand Side Management / C-F. Lindbergab, K. Zahedian, M. Solgi, R. Lindkvist // *Energy Procedia*. – 2014. – Vol. 61. – P. 415–418. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.1138.

418. Lino, P. Energy tariff and demand response in Brazil: an analysis of recent proposals from the regulator / P. Lino, P. Valenzuela, R.S. Ferreira, L.A. Barroso, B. Bezerra, M.V. Pereira // *IEEE PES Conference on Innovative Smart Grid Technologies. ISGT Latin America*. – 2011. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ISGT-LA.2011.6083207.

419. Litjens, G. On the influence of electricity demand patterns, battery storage and PV system design on PV self-consumption and grid interaction / G. Litjens, W.V. Sark, E. Worrell // *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. – 2017. – P. 2021–2024. DOI: 10.1109/PVSC.2016.7749983.

420. Liu, Z. Industrial Sector Energy Conservation Programs in the People's Republic' of China during the Seventh Five-Year Plan (1986–1990) / Z. Liu, J. E. Sinton, F. Yang, M. D. Levine, and all // Berkeley. – 1994. – 66 p.

421. Lombard, C. Demand-Side Management through thermal efficiency in South African houses / C. Lombard, E.H. Mathews, M. Kleingeld // *Energy and Buildings*. – 1999. – Vol. 29, Issue 3. – P. 229–239.

422. López, K.L. Demand-Side Management using Deep Learning for Smart Charging of Electric Vehicles / K.L. López, C. Gagné, M-A. Gardner // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2018. – Vol. PP, Issue: 99. – P. 1–3. DOI: 10.1109/TSG.2018.2808247.

423. Loughran, D.S. Demand-Side Management and Energy Efficiency in the United States / D.S. Loughran, D.J. Kulick // *The Energy Journal*. – 2004. – № 25(1). – P. 19–44. DOI: 10.2307/41323019.

424. Lu, J. Research on smart grid in China / J. Lu, D. Xie, Q. Ai // *2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*. – 2009. – P. 1–4. DOI: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356959.

425. Luís Sauer, I. Demand-side management for the residential sector of the San Jose, Costa Rica, metropolitan region / I. Luís Sauer, S. Seger Mercedes, A. Herrera

Herrera, L. Chen-Apuy Chacón // *Energy for Sustainable Development*. Volume 5, Issue 3. – 2001. – P. 60–80.

426. Lund, P.D. Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity / P.D. Lund, J. Lindgren, J. Mikkola, J. Salpakari // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2015. – P. 785–807. DOI: 10.1016/j.rser.2015.01.057.

427. Majumdar, S. Interruptible load management using optimal power flow analysis / S. Majumdar, D. Chattopadhyay, J. Parikh // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 1996. – Vol. 11, Issue: 2. – P. 715–720. DOI: 10.1109/59.496144.

428. Mak, S.T. A synergistic approach to implement demand response, asset management and service reliability using smart metering, AMI and MDM systems / S.T. Mak // *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. – 2009. – P. 1–4. DOI: 10.1109/PES.2009.5275280.

429. Maliszewski, R.M. Frequency Actuated Load Shedding and Restoration Part I – Philosophy / R.M. Maliszewski, R.D. Dunlop, G.L. Wilson // *IEEE Trans. Power Apparatus and Systems*. – 1971. – Vol. PAS-90. – № 4. – P. 1452–1459. DOI: 10.1109/TPAS.1971.293129.

430. Malko, J.R. Implementing time-of-use rates / J.R. Malko // *Paper presented at Program of Engineering Economy for Public Utilities*. Stanford Univ. – 1978. – P. 211–219.

431. Mandal, J.K. Artificial neural network based hourly load forecasting for decentralized load management / J.K. Mandal, A.K. Sinha // *Proceedings 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery EMPD '95*. – 1995. – P. 61–66. DOI: 10.1109/EMPD.1995.500701.

432. Mc Daniel, P. Security and Privacy Challenges in the Smart Grid / P. Mc Daniel, S. Mc Laughlin // *IEEE Security & Privacy*. – 2009. – Vol. 7, Issue: 3. – P. 75–77. DOI: 10.1109/MSP.2009.76.

433. Mendez, R. Congestion management and transmission rights in centralized electric markets / R. Mendez, H. Rudnick // *IEEE Trans. Power Syst.* №19. – 2004. – P. 889–896. DOI: 10.1109/TPWRS.2003.821617.

434. Mentuck, J. L. The impact of load management on consolidated Edison Company's generation / J. Mentuck, J. Lee, G. Goldstein // Brookhaven National Lab., Upton. NY. Informal Rep. BNL № 22623. – 1977. – № 3. – P. 17–21.

435. Michel, J. IRP/DSM/LCP and their effect on power system planning / J. Michel, J. Arceluz, E. Golvano, T. Kukko, S. La Bella and other // Cigre, Working Group. – 1996. – 120 p.

436. Miguelej, E.N. A practical approach to solve power system constraints with application to the Spanish electricity market / E.N. Miguelej, L.R. Rodriguej // IEEE Trans. Power Syst. 19. – 2004. – P. 2029–2037. DOI: 10.1109/TPWRS.2004.831704.

437. Millar, D.P. Responding to Crisis: A Rhetorical Approach to Crisis Communication / D.P. Millar, R.L. Heath // 2004. – 392 p.

438. Mills, E. Efficient lighting programs in Europe: cost effectiveness, consumer response, and market dynamics / E. Mills // Energy: The International Journal. – 1993. – P. 131–144. DOI: 10.1016/0360-5442(93)90097-W.

439. Mitchell, B.M. Electricity pricing and load management: foreign experience and California opportunities / B.M. Mitchell, W.G. Manning, Jr., J.P. Acton // R-2 IOLCERCDC. RAND Corporation. – 1977. – P. 112–117.

440. Mitchell, B.M. Peak-Load Pricing in Selected European Electric Utilities / B.M. Mitchell, J.P. Acton // R-2031-DNP. RAND Corporation. Santa Monica. CA. – 1977. – P. 25–32.

441. Mocci, S. Multi-agent control system to coordinate optimal electric vehicles charging and demand response actions in active distribution networks / S. Mocci, N. Natale, F. Pilo, S. Ruggeri // 3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014). – 2014. – P. 1–6. DOI: 10.1049/cp.2014.0841.

442. Mohsenian-Rad, A.-H. Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments / A.-H. Mohsenian-Rad, A. Leon-Garcia // IEEE Trans. Smart Grid. – 2010. – Vol. 1. – № 2. – P. 120–133. DOI: 10.1109/TSG.2010.2055903.

443. Morgan, M.G. Social impacts of advanced domestic load management terns: some preliminary assessments and recommendations / M.G. Morgan,

S.N. Talukdar, A.C. Parker, D.T. Tuma // *Sys. Proc. of the Frontiers of power Technol. Conf.*, Oklahoma State University, Stillwater. – 1976. – № 10. – P. 114–119.

444. Morton, W.A. Long run incremental costs and the pricing of electricity, Part I / W.A. Morton // *Public Utilities Fortnightly*. – 1976. – Vol. 97. – № 6. – P. 34–39.

445. Na, Y. Coordination and optimization model of wind power grid integrated system considering demand response / Y. Na, C. Shenyu, S. Linlin // *2014 International Conference on Power System Technology*. – 2014. – P. 949–955. DOI: 10.1109/POWERCON.2014.6993919.

446. Narimani, M.R. Energy storage control methods for demand charge reduction and PV utilization improvement / M.R. Narimani, B. Asghari, R. Sharma // *2017 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*. – 2017. – P. 1–5. DOI: 10.1109/APPEEC.2017.8308929.

447. Nelson, M.D. Minnkota's Load Management Program: Economic Aspects / M.D. Nelson // *IEEE PES Summer Meeting*. – 1979. Paper № F79. – P. 671–679.

448. Nirenberg, S.A. Fast acting load shedding / S.A. Nirenberg, D.A. McInnis, K.D. Sparks // *Conference Papers 1991 Power Industry Computer Application Conference*. – 1991. – P. 63–67. DOI: 10.1109/PICA.1991.160655.

449. Nissel, H. E. Price signals or load management / H. E. Nissel // *Public Utilities Fortnightly*. – 1976. – Vol. 97. – №1. – P. 20–27.

450. Nunna, K. A multi-agent system for energy management in smart microgrids with distributed energy storage and demand response / K. Nunna, D. Srinivasan // *2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. – 2016. – P. 1–5. DOI: 10.1109/PEDES.2016.7914490.

451. Ozturk, Y. An intelligent home energy management system to improve demand response / Y. Ozturk, D. Senthilkumar, S. Kumar, G. Lee // *IEEE Trans Smart Grid*. – 2013. – P. 694–701. DOI: 10.1109/TSG.2012.2235088.

452. Pahwa, A. Modeling and system identification of residential air conditioning load / A. Pahwa, C.W. Brice // *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. – 1985. PAS-104. – P. 1418–1425. DOI: 10.1109/TPAS.1985.319247.

453. Palensky, P. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads / P. Palensky, D. Dietrich // IEEE Transactions on Industrial Informatics. – 2011. – P. 381–388. DOI: 10.1109/TII.2011.2158841.

454. Paracha, Z.J. Load management: techniques and methods in electric power system / Z.J. Paracha, P. Doulai // Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on Energy Management and Power Delivery (Cat. No.98EX137). – 1998. – P. 213–217. DOI: 10.1109/EMPD.1998.705505.

455. Parikh, J.K. Planning for Demand Side Management in the Electricity Sector / J.K. Parikh, B.S. Reddy, R. Banarjee // Tata McGraw-Hill, New Delhi. – 1994. – P. 82–88.

456. Paterakis, N.G. An overview of Demand Response: Key-elements and international experience / N.G. Paterakis, O. Erdinç, J.P.S. Catalão // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2017. – P. 871–891. – URL: 10.1016/j.rser.2016.11.167.

457. Paulson, E.J. Demand response as ancillary services in the PJM RTO / E.J. Paulson // IEEE Power Engineering Society General Meeting. – 2005. – P. 1575 – 1578. DOI: 10.1109/PES.2005.1489671.

458. Paulus, M. The potential of demand-side management in energy intensive industries for electricity markets in Germany / M. Paulus, F. Borggrefe // Energy. – 2011. – P. 432–441. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.03.017.

459. Philpott, A.B. Optimizing demand-side bids in day-ahead electricity markets / A.B. Philpott, E. Pettersen // IEEE Transactions on Power Systems. Volume: 21, Issue: 2. – 2006. – P. 488–498. DOI: 10.1109/TPWRS.2006.873119.

460. Pholboon, S. Adaptive power flow control for reducing peak demand and maximizing renewable energy usage / S. Pholboon, M. Sumner, P. Kounnos // 2017 International Electrical Engineering Congress (iEECON). – 2017. – P. 1–4. DOI: 10.1109/IEECON.2017.8075737.

461. Popovic, Z.N. A methodology for reducing system peak load through load management in industries / Z.N. Popovic // PowerTech Budapest 99. Abstract Records. (Cat. No.99EX376). – 1999. – P. 193–194.



462. Preiss, R.F. Impact of voltage reduction on energy and demand / R.F. Preiss, V.J. Warnock // Presented at the IEEE Winter Power Meeting. New York. – 1978. – P. 27–30.
463. Raad, A, The Demand Side Management Market in Brazil: Demand Controller and differentiate tariffs / A. Raad, P. Junior, A. Vaz // XVI SNPTEE, Campinas, SP. – 2001. – P. 362–369.
464. Radetzki, M. World Demand for Natural Gas: History and Prospects / M. Radetzki // The Energy Journal. – 1994. – Vol. 15, Special Issue on the Changing World Petroleum Market. – P. 219–236.
465. Rahman S. An efficient load model for analyzing demand side management impacts / S. Rahman // IEEE Transactions on Power Systems. – 1993. – P. 1219–1226. DOI: 10.1109/59.260874.
466. Rahman, S. An integrated load forecasting-load management simulator: its design and performance / S. Rahman, M. Baba // IEEE Transactions on Power Systems. – 1989. – P. 184–189. DOI: 10.1109/59.32476.
467. Rassaei, F. Demand Response for Residential Electric Vehicles With Random Usage Patterns in Smart Grids / F. Rassaei, W-S. Soh, K.-C. Chua // IEEE Transactions on Sustainable Energy. – 2015. – Vol. 6, Issue: 4. – P. 1367–1376. DOI: 10.1109/TSTE.2015.2438037.
468. Reddy, K.S. A review of Integration, Control, Communication and Metering (ICCM) of renewable energy based smart grid / K.S. Reddy, M. Kumar, T.K. Mallick // Renew Sustain Energy Rev. – 2014. – P. 180–192. DIO: 10.1016/j.rser.2014.05.049.
469. Reihani, E. A novel approach using flexible scheduling and aggregation to optimize demand response in the developing interactive grid market architecture / E. Reihani, M. Motalleb, M. Thornton, R. Ghorbani // Applied Energy. – 2016. – P. 445–455. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.170.
470. Requin, A. Experiences with French Tariff Structures: Technical Means for the Implementation of Tariff Structures / A. Requin, J. Lorgeau // Energy Systems

Forecasting, Planning and Pricing. Eds., Proc. of a French American Conf., Univ. Wisconsin-Madison. – 1974. – P. 285–326.

471. Rivers, N. Electric Utility Demand Side Management in Canada / N. Rivers, M. Jaccard // *The Energy Journal*. – 2011. – Vol. 32. – № 4. – P. 93–116.

472. Rivkin, S.R. Broadband technology as an instrument for energy-consumption control / S.R. Rivkin // *Public Utilities Fortnightly*. – 1977. – Vol. 100. – № 2. – P. 22–23.

473. Rosenstock, S.J. Issues in demand-side management programs operated by electric utilities in the United States / S.J. Rosenstock // *IECEC 96. Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference*. – 1996. – P. 1598–1606.

474. Ross, M. The energy efficiency of the steel industry of China / M. Ross, F. Liu // *Energy*. – 1991. – P. 833–848.

475. Saffre, F. Demand-Side Management for the Smart Grid / F. Saffre, R. Gedge // *2010 IEEE/IFIP Network Operations and Management Symposium Workshops*. – 2010. – P. 300–303. DOI: 10.1109/NOMSW.2010.5486558.

476. Sargunraj, S. Short-term load forecasting for demand side management / S. Sargunraj, D.P.S. Gupta, S. Devi // *IEE Proceedings – Generation, Transmission and Distribution*. – 1997. – Vol. 144, Issue: 1. – P. 68–74. DOI: 10.1049/ipgtd:19970599.

477. Schill, R.E. Load management: innovations and techniques / R.E. Schill // *Public Utility Fortnightly*. – 1976. – Vol. 97. – № 2. – P. 17–21.

478. Schweizer, P.F. A computer model for investigating optimum off-peak uses of electric power / P.F. Schweizer // *Westinghouse Research Laboratories. Research rep. 75-1C55-ENERGY-R1*. Pittsburgh. – 1975. – P. 73–78.

479. Schweppe, F. Spot pricing of electricity / F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors, R. Bohn // *The Kluwer International Series in Engineering and Computer Science: power electronics and power systems*. Springer. – 1988. – P. 1–32.

480. Seppala, A. Statistical distribution of customer load profiles / A. Seppala // *Proceedings 1995 International Conference on Energy Management and Power Delivery EMPD '95*. – 1995. – P. 696–701. DOI: 10.1109/EMPD.1995.500813.

481. Shahryari, K. Demand Side Management Using the Internet of Energy Based on Fog and Cloud Computing / K. Shahryari, A. Anvari-Moghaddam // 2017 IEEE International Conference on Internet of Things (iThings) and IEEE Green Computing and Communications (GreenCom) and IEEE Cyber, Physical and Social Computing (CPSCom) and IEEE Smart Data (SmartData). – 2017. – P. 931–936. DOI: 10.1109/iThings-GreenCom-CPSCom-SmartData.2017.143.

482. Shwehdi, M.H. An assessment method for consumer load management / M.H. Shwehdi, A.Z. Khan // Proceedings of 8th Mediterranean Electrotechnical Conference on Industrial Applications in Power Systems, Computer Science and Telecommunications (MELECON 96). – 1996. – P. 1360–1363.

483. Slingerland, S. Energy conservation and organisation of electricity supply in the Netherlands / S. Slingerland // Energy Policy. – 1997. – P. 193–203. DOI: 10.1016/S0301-4215(96)00130-9.

484. Soderstrom, M.F. Use of Energy Storage in Industry - Potential in Sweden / M.F. Soderstrom, T.R. Johansson // Heat Recovery Systems. – 1983. – Vol. 3. – № 5. – P. 367–383.

485. Solovieva, I.A. Model of price-dependent management of an industrial enterprise energy consumption / I.A. Solovieva, A.P. Dzyuba // 3rd International Conference on Industrial Engineering. SHS Web Conf., 35 (2017) AN 01093.

486. Son, J. Energy management considering demand response resource in commercial building with chiller system and energy storage systems / J. Son, R. Hara, H. Kita, E. Tanaka // The 2nd IEEE Conference on Power Engineering and Renewable Energy (ICPERE). – 2014. – P. 96–101. DOI: 10.1109/ICPERE.2014.7067239.

487. Son, S-Y. A Korean Smart Grid architecture design for a field test based on power IT / S-Y. Son, B-J. Chung // 2009 Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. – 2009. – P. 1–4. DOI: 10.1109/TD-ASIA.2009.5356842.

488. Spencer, J.H. Automatic meter reading-1971 / J.H. Spencer // In Proc. of the Amer. Power Conf. – 1971. – Vol. 33. – P. 962–969.

489. Steiner, P.O. Peak Loads and Efficient Pricing / P.O. Steiner // The Quarterly Journal of Economics. Oxford University Press. – 1957. – Vol. 71. – № 4. – P. 585–610.

490. Sterpu, S. Ancillary services performance control in deregulated power systems / S. Sterpu, Y. Besanger, N. HadjSaid // IEEE Power Engineering Society General Meeting. – 2005. – P. 3048 – 3054. DOI: 10.1109/PES.2005.1489229.

491. Stocker, D. V. Load Management Study of Simulated Control of Residential Control Air Conditioners on the Detroit Edison Company Systems / D.V. Stocker // IEEE Power Engineering Society Summer Meeting. – 1979. Vol. PAS-99. – P. 1616–1624.

492. Strategic Petroleum Reserve. Department of Energy USA. – URL: <https://www.energy.gov/fe/services/petroleum-reserves/strategic-petroleum-reserve>.

493. Takahashi, M. An Assessment Study of Energy Efficiency Policy Measures for Japanese Commercial Sector / M. Takahashi, H. Asano // The Energy Journal. Vol. 32, Special Issue 1: Strategies for Mitigating Climate Change Through Energy Efficiency: A Multi-Model Perspective. – 2011. – P. 243–260. DOI: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol32-NoSI-13.

494. Talukdar, S. N. Multiobjective load management techniques for electrified transportation systems / S.N. Talukdar, R.L. Koo // Presented at the IEEE-PES Winter Meeting. – 1979. – P. 2099–2106. DOI: 10.1109/TPAS.1979.319404.

495. Teed, Jr., R.H. A practitioner looks at peak-load pricing / R.H. Teed, Jr. // Public Utilities Fortnightly. – 1976. – Vol. 97. – № 3. – P. 26–29.

496. Teive, R.C.G. Demand side management for residential consumers by using direct control on the loads / R.C.G. Teive, S.H. Vilvert // 2002 Fifth International Conference on Power System Management and Control. – 2002. DOI: 10.1049/cp:20020040.

497. The Public Utility Regulatory Policies Act. – URL: <https://americanhistory.si.edu/powering/past/history4.htm>.

498. Thomas, C.G. The role for demand-side management in the UK / C.G. Thomas // IEE Colloquium on Demand-side Management and Resource Planning in the United Kingdom and Europe (Digest No. 1994/186). – 1994. – P. 11–15.

499. Tipsuwanporn, V. Development of load control and management system / V. Tipsuwanporn, K. Srisuwan, S. Kulpanich, T. Suesut, A. Numsomran // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition. – 2002. – P. 2139–2142. DOI: 10.1109/TDC.2002.1177792.

500. Toro, M. Evaluation of load management program in South Florida / M. Toro, A.H. Samra, S.R. Sim // Proceedings of SOUTHEASTCON '94. – 1994. – P. 225–227. DOI: 10.1109/SECON.1994.324303.

501. Torriti, J. Demand response experience in Europe: Policies, programmes and implementation / J. Torriti, M. G. Hassan, M. Leach // Energy. – 2010. – Vol. 35, Issue 4. – P. 1575–1583. DOI: 10.1016/j.energy.2009.05.021.

502. Torriti, J. Peak energy demand and demand side response / Book. – 2015. 188 P. DOI: 10.4324/9781315781099.

503. Tuan, L.A. Transmission congestion management in bilateral markets: an interruptible load auction solution / L.A. Tuan, K. Bhattacharya, J. Daalder // Electric Power Syst. Res. 74. – 2005. – P. 379–389.

504. Valdes-Arrieta, F. Saving Energy in Chile: An Assessment of Electricity Use and Potential Efficiency Improvements NRDC/IEEC / F. Valdes-Arrieta // Washington, DC. – 1993. – P. 12–23.

505. Van Harmelen, G.L. System impact of decentralised AI controllers operating on domestic devices in the intelligent home / G.L. van Harmelen, I.E. Lane, G.P. Hancke // Published in: Conference Proceedings. 10th Anniversary. IMTC/94. Advanced Technologies in I & M. 1994 IEEE Instrumentation and Measurement Technolgy Conference (Cat. No.94CH3424-9). – 1994. – P. 111–1114. DOI: 10.1109/IMTC.1994.351863.

506. Vardaman, E.M. Integrating a load-management computer system into existing computer systems / E.M. Vardaman // IEEE Computer Applications in Power. – 1988. – Vol. 1, Issue: 2. – P. 35–40. DOI: 10.1109/67.911.

507. Ventosa, M. Electricity market modeling trends / M. Ventosa, Á. Baíllo, A. Ramos, M. Rivier // *Energy Policy*. – 2005. – Vol. 33. № 7. – P. 897–913. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.013.
508. Vercellotti, L.C. Distribution power line communications for remote meter reading and selective load control / L.C. Vercellotti, I.A. Whyte // *In Proc. of the Amer. Power Conf.* – 1974. – Vol. 36, – P. 1114–1119.
509. Vine, E. International DSM and DSM program evaluation: an INDEEP assessment / E. Vine // *Energy*. – 1996. – P. 983–996. DOI: 10.1016/0360-5442(96)00028-X.
510. Vos, A. Effective business models for demand response under the Smart Grid paradigm / A. Vos // *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*. – 2009. – P. 1–3. DOI: 10.1109/PSCE.2009.4840261.
511. Walawalkar, R. Analyzing PJM’s economic demand response program / R. Walawalkar, S. Blumsack, J. Apt, S. Fernands // *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*. – 2008. – P. 1–9. DOI: 10.1109/PES.2008.4596905.
512. Walawalkar, R. Evolution and current status of demand response in electricity markets: Insights from PJM and NYISO / R. Walawalkar, S. Fernands, N. Thakur, K. R. Chevva // *Energy*. – 2010. – Vol. 35. – № 4. – P. 1553–1560. DOI: 10.1016/j.energy.2009.09.017.
513. Walker, C.F. Residential load shape modeling based on customer behavior / C.F. Walker, J.L. Pokoski // *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. – 1985. – Vol. PAS-104. – P. 1703–1711. DOI: 10.1109/TPAS.1985.319202.
514. Walker, D. Design of Electricity Tariffs in England and Wales and Experience in their Application / D. Walker // *Energy Systems Forecasting, Planning and Pricing*. – 1977. – P. 92–98.
515. Wang, J. A research of the strategy of electric vehicle ordered charging based on the demand side response / J. Wang, Y. Yang, W. He // *Published in: 2015 6th International Conference on Power Electronics Systems and Applications (PESA)*. – 2015. – P. 1–5. DOI: 10.1109/PESA.2015.7398896.

516. Wang, J. Demand response in China / J. Wang, C. N. Bloyd, Z. Huc, Z. Tand // *Energy*. – 2010. – Vol. 35, Issue 4. – P. 1592–1597. DOI: 10.1016/j.energy.2009.06.020.
517. Wang, J. The Forward Contract Model of Interruptible Load in Power Market / J. Wang, X. Wang, X. Ding // *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*. – 2005. – P. 1–5. DOI: 10.1109/TDC.2005.1546842.
518. Wang, Y. Demand Reserves Partnership Program in California Power Market / Y. Wang, J. Moritz, H. Chen, J. Melby, R. Yang, and all // *2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting*. – 2006. – P. 1–9. DOI: 10.1109/PES.2006.1709174.
519. Wenders, J.T. The misapplication of the theory of peak-load pricing to the electric utility industry / J.T. Wenders // *Public Utilities Fort nightly*. – 1975. – № 12. – P. 22–27.
520. Whitaker, R. Load Management / R. Whitaker // *EPRI Journal*. – 1977. – P. 6–11.
521. Williamson, O.E. Peak-Load Pricing and Optimal Capacity under Indivisibility Constraints / O.E. Williamson // *The American Economic Review*. – 1966. – Vol. 56. – № 4, Part 1. – P. 810–827.
522. Wolfs, P. Potential barriers to smart grid technology in Australia / P. Wolfs, S. Isalm // *2009 Australasian Universities Power Engineering Conference*. – 2009. – P. 1–6.
523. World energy balances 2017 IEA. Report of International Energy Agency. – 747 p. – URL: <http://data.iea.org>.
524. World Energy Outlook 2017 IEA. Report of International Energy Agency. – 782 p. – URL: <http://data.iea.org>.
525. World Energy Statistics 2017 IEA. Report of International Energy Agency. – 847 p. – URL: <http://data.iea.org>.
526. Wu, T. Pricing ancillary and energy services in integrated market systems by an optimal power flow / T. Wu, M. Rothleder, Z. Alaywan, A.D. Papalexopoulos //

IEEE Trans. Power Syst. 19. – 2004. – P. 339–347. DOI: 10.1109/TPWRS.2003.820701.

527. Wu, Y. Optimal Energy Scheduling for Residential Smart Grid With Centralized Renewable Energy Source / Y. Wu, V. Lau, D. Tsang, L. P. Qian, L. Meng // IEEE Systems Journal. – 2014. – Vol. 8, Issue: 2. – P. 562–576. DOI: 10.1109/JSYST.2013.2261001.

528. Yergin, D.H. The Prize: The Epic Quest for Oil, Money, and Power / M.: Альпина Паблишер, 2011. – 960 с.

529. Yu, N. Optimal TOU Decision Considering Demand Response Model / N. Yu, J-l. Yu // 2006 International Conference on Power System Technology. – 2006. – P. 1–5. DOI: 10.1109/ICPST.2006.321461.

530. Zarb, F.G. Keynote address / F.G. Zarb // In Roc. Conf. The challenge of Load Management: A Convergence of diverse Interests, Federal Energy Administration Conservation. – 1975. – Paper № 24. – P. 1–4.

531. Zehir, M.A. Review and comparison of demand response options for more effective use of renewable energy at consumer level / M.A. Zehir, A. Batman, M. Bagriyanik // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2016. – P. 631–642. DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.082.

532. Zhang, Q. Optimal implementation strategies for critical peak pricing / Q. Zhang, X. Wang, M. Fu // 2009 6th International Conference on the European Energy Market. Leuven, Belgium. – 2009. – P. 1–6. DOI: 10.1109/EEM.2009.5207139.

533. Zhang, L. Day-ahead Generation Scheduling with Demand Response / L. Zhang, J. Zhao, X. Han, L. Niu // 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. – 2005. – P. 1–4. DOI: 10.1109/TDC.2005.1547102.

534. Zhenfang, Q. Price Elasticity Matrix of Demand in Current Retail Power Market / Q. Zhenfang, Y. Shunmin, Y. Yixin // Automation of Electric Power Systems. – 2004. vol. 28(05). – P. 16–21.



535. Zugno, M. A bilevel model for electricity retailers participation in a demand response market environment / M. Zugno, J. Morales, P. Pinson, H. Madsen // *Energy Economics*. – 2012. – P. 182–197. DOI: 10.1016/j.eneco.2012.12.010.

## Приложение А

Основные законодательные и нормативные акты в области поставки  
электроэнергии конечным потребителям России (составлено автором)

№ пп	Наименование документа	Краткая суть содержания документа
1	Федеральные законы	
1.1	Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ	Определяет основные принципы функционирования электроэнергетики России и взаимоотношений между субъектами электроэнергетики
1.2	Гражданский кодекс РФ, часть 2 от 26.01.1996 №14-ФЗ, параграф 6 «Энергоснабжение»	Определяет общие требования к заключению, расторжению и продлению договоров энергоснабжения, требования к содержанию договоров энергоснабжения
1.3	Жилищный кодекс РФ, утв. федеральным законом от 29.12.2004 №188-ФЗ	Определяет порядок и общие принципы поставки энергетических ресурсов в жилые помещения
1.4	Федеральный закон от 23.11.2009 №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»	Определяет требования к необходимости повышения энергетической эффективности для различных категорий потребителей электроэнергии, таких как здания, сооружения, жилищный фонд
2	Постановления Правительства Российской Федерации	
2.1	Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 «Правила оптового рынка электрической энергии и мощности»	Определяет принципы взаимоотношений между субъектами оптового рынка электроэнергии
2.2	Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии»	Определяет принципы взаимоотношений между поставщиками и потребителями электроэнергии в рамках розничного рынка электроэнергии
2.3	Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 №861 «Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии»	Определяет принципы и правила технологического присоединения потребителей электроэнергии к электрическим сетям

## Продолжение приложения А

№ пп	Наименование документа	Краткая суть содержания документа
2.4	Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 №1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»	Определяет порядок ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике
2.5	Постановление Правительства РФ от 06.06.2006 №355 «Положение об особенностях функционирования хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в области электроэнергетики преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд»	Определяет принципы деятельности потребителей электроэнергии, имеющих на балансе объекты собственной генерации используемой для покрытия собственных нужд
2.6	Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 №1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)»	Определяет порядок расчета и применения нерегулируемых цен на электроэнергию гарантирующими поставщиками в отношении потребителей электроэнергии
2.7	Постановление Правительства РФ от 23.05.2006 №306 «Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг»	Определяется порядок установления нормативов потребления коммунальных услуг
2.8	Постановление Правительства РФ от 06.05.2011 №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»	Определяет порядок предоставления коммунальных услуг населению
2.9	Постановление Правительства РФ от 23.05.2006 №306 «Правила установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг»	Определяет порядок формирования нормативов коммунальных услуг
2.10	Постановление Правительства РФ от 07.12.1998 №1444 «Об основах ценообразования в отношении электрической энергии, потребляемой населением»	Определяет порядок установления тарифов населению

## Продолжение приложения А

№ пп	Наименование документа	Краткая суть содержания документа
2.10	<p>Постановление Правительства РФ №287 от 20.03.2019 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам функционирования агрегаторов управления спросом на электрическую энергию в Единой энергетической системе России, а также совершенствования механизма ценозависимого снижения потребления электрической энергии и оказания услуг по обеспечению системной надежности»</p>	<p>Определяет порядок функционирования механизмов ценозависимого снижения потребления электрической энергии, в том числе через агрегаторов спроса</p>
3	Приказы Министерства энергетики Российской Федерации	
3.1	<p>Приказ Минпромэнерго от 18.03.2008 №124 «Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики»</p>	<p>Определяет порядок ограничения спроса на электроэнергию сетевыми организациями в аварийных условиях</p>
3.2	<p>Приказ Минпромэнерго РФ от 22.02.2007 №49 «Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)»</p>	<p>Определяет параметры потребления реактивной мощности в энергосистеме</p>

## Окончание приложения А

№ пп	Наименование документа	Краткая суть содержания документа
3.3	Приказ Минэнерго РФ от 30.12.2008 №326 «Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям»	Определяет нормативные параметры потерь в электрических сетях
4	Приказы Федеральной службы по тарифам России	
4.1	Приказ ФСТ России от 06.08.2004 №20-э/2 «Методические указания по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке»	Определяет порядок расчета регулируемых тарифов в электроэнергетике
4.2	Приказ ФСТ России от 20.11.2013 №1474-э «Интервалы тарифных зон суток для потребителей на 2014 год (за исключением населения и приравненных к нему потребителей)»	Определяет часы для объема потребления зон суток для юридических лиц
4.3	Приказ ФСТ РФ от 26.11.2013 №1473-э «Интервалы тарифных зон суток для населения и приравненных к нему категорий потребителей»	Определяет часы для объема потребления зон суток для населения
5	Иные нормативные документы	
5.1	Плановые часы пиковой нагрузки по месяцам соответствующего года (утверждены Системным Оператором ЕЭС России)	Определяет часы пиковой нагрузки для каждого расчетного месяца
5.2	Приложение 19.9. к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии «Регламент участия на оптовом рынке покупателей с ценозависимым потреблением»	Определяет механизмы ценозависимого снижения собственного спроса на электропотребление в рамках участия в рынке мощности

## Приложение Б

Основные законодательные и нормативные акты в области поставки природного газа конечным потребителям России (составлено автором)

№ пп	Наименование документа	Краткая суть содержания документа
1	Федеральные законы	
1.1	Федеральный закон от 31.03.1999 №69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации»	Определяет основные принципы поставок газа потребителям в РФ
2	Постановления Правительства Российской Федерации	
2.1	Постановление Правительства РФ от 05.02.1998 №162 «Об утверждении Правил поставки газа в РФ»	Определяет порядок поставки газа потребителям в РФ
2.2	Постановление Правительства РФ от 17.05.2002 №317 «Об утверждении Правил пользования газом и предоставления услуг по газоснабжению в РФ»	Определяет порядок потребления газа потребителями в РФ
2.3	Постановление Правительства РФ от 21.07.2008 №549 «О порядке поставки газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан»	Определяет порядок поставки газа населению в РФ
2.4	Постановление Правительства РФ от 30.12.2013 №1314 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»	Определяет принципы и правила технологического присоединения потребителей к газовым сетям
2.5	Постановление Правительства РФ от 13.06.2006 №373 «О порядке установления нормативов потребления газа населением при отсутствии приборов учета газа»	Определяет порядок формирования нормативов потребления газа населением

## Продолжение приложения Б

№ пп	Наименование документа	Краткая суть содержания документа
2.6	Постановление Правительства РФ от 06.05.2011 №354 «О предоставлении коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»	Определяет порядок предоставления услуг газоснабжения бытовым потребителям
2.7	Постановление Правительства РФ от 29.12.2000 №1021 «О государственном регулировании цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории РФ»	Определяет порядок регулирования цен на газ, поставляемый конечным потребителям
2.8	Постановление Правительства РФ от 28.05.2007 №333 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ»	Определяет порядок расчетов за газ для потребителей и объемов подключенных к сети газоснабжения после 2007 года
2.9	Постановление Правительства РФ от 04.04.2000 №294 «Об утверждении порядка расчетов за тепловую энергию и природный газ»	Определяет порядок оплаты потребителями природного газа
2.10	Постановление Правительства РФ от 19.06.2014 г. №566 «Об организованных торгах газом в Российской Федерации»	Определяет возможность реализации природного газа в рамках биржевых торгов
3	Приказы Федеральной антимонопольной службы	
3.1	Приказ ФАС №775/17 от 13.06.2017 «Об установлении понижающего коэффициента, а также коэффициентов, определяющих дифференциацию цен на природный газ по регионам Российской Федерации, являющихся составной частью формулы цены газа»	Определяет порядок применения понижающих коэффициентов применяемых к ценам на газ в регионах России

## Окончание приложения Б

№ пп	Наименование документа	Краткая суть содержания документа
3.2	<p>Приказ ФАС №776/17 от 13.06.2017 «Об утверждении оптовых цен на газ, используемых в качестве предельных минимальных и предельных максимальных уровней оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, реализуемый потребителям Российской Федерации, указанным в пункте 15.1. Основных положений формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории Российской Федерации, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29.12.2000 №1021»</p>	<p>Об утверждении цен на газ поставляемых потребителям газа в регионах России</p>
3.3	<p>Приказ ФАС №1870 от 26.12.2016 г. «Об утверждении оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, предназначенный для последующей реализации населению»</p>	<p>Утверждает цены на газ, поставляемый населению в регионах России</p>
4	Иные нормативные документы	
4.1	<p>Правила проведения организованных торгов в Секции «Газ природный» на АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа», утверждены 18.09.2014 г.</p>	<p>Определяет порядок торговли природным газом в рамках АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа»</p>



## Приложение В

## Работы и этапы генезиса мировых исследований в области управления спросом на электропотребление (систематизировано автором)

№ этапа	Наименование этапа	Ученые, ссылки на исследования
Этап 1	Идентификация проблемы волатильности спроса, систематизация знаний и механизмов в области управления волатильностью спроса (Период 1971–1980 гг.)	R.M. Maliszewski, R.D. Dunlop, G.L. Wilson [428], K. Jacobs [397], J.H. Spencer [488], T.L. Ebner [352], F.R. Eldridge [355, 354], T.S. Banghart, R.E. Riebs [301], W. Elbel [353], S.R. Rivkin [472], L.C. Vercellotti, I.A. Whyte [508], G. Kaplan [401], H.W. Beaty [305], B.F. Hastings [387], D.V. Stocker [491], F.G. Zarb [530], T. Laaspere, A.O. Converse [408], T. Laaspere [409], R.E. Schill [477], M.G. Morgan, S.N. Talukdar, A.C. Parker, D.T. Tuma [443], J. Mentuck, J. Lee, G. Goldstein [434], S.N. Talukdar, R.L. Koo [494], R. Whitaker [520], M.D. Nelson [447], G.J. Berg and A. K. Kor [308], P.F. Schweizer [478], R.W. Bossert [314], R.F. Preiss, V.J. Warnock [462], W.A. Morton [444], H.E. Nissel [449], D. Walker [514], A. Requin and J. Lorgeau [470], B.M. Mitchell [411], J.T. Wenders [519], G.H. Grainger [384], R.H. Teed, Jr.[495], J.R. Crespo [337], W.J. Jefferson [398], J.R. Malko [430], B.M. Mitchell, W.G. Manning, Jr., J.P. Acton [439], J.J. Van Heek, Z., S. Stys, C. Stillhavd, J.A. Serfass, R.K. Adams, H.M. Long, D.L. Mohre, Q. Looney, H.M. Saylor, M.G. Morgan, P.O. Box, K.J. Cohen, L.R. Christensen, D. Stipanuk, M.S. Gerber
Этап 2	Начало реализации управления спросом на электроэнергию в виде целевых программ (Период 1980–1994 гг.)	C.W. Gellings [379], M. Chan, G. Ackerman [326], T.M. Calloway, C.W. Brice [319], A. Pahwa and CW. Brice [452], C.F. Walker, J.L. Pokoski [512], R.F. Engle, R.F. Yoo [361], M.A. El-Sharkawi, M.E. Aggoune [359], M.M. Abu-Elnaga, M.A. El-Kady; R.D. Findlay [289], D. Bargiotas, J.D. Birdwell [302], S. Rahman [466, 465], E.M. Vardaman [506], S. Khosid [404], R.F. Engle, C.W.J. Granger, J.S. Hallman [362], R.M. Delgado [344], C.W. Gellings [381,379], D.R. Limaye [416], A.A. Garcia [374], M.F. Soderstrom, T. R. Johansson [484], C. Bjork, B.G. Karlsson [312], A.A. Garcia [374], M. Beenstock, A. Dalziel [306], D.J. Billington [311], M.D. Levine, X.Y. Liu [414], R. Bowie [315], E. Mills [438], F. Vatdes-Arrieta [504], A.T. De Almeida, E.L. Vine [343], M. Ibrahim, M.Z. Jaafar, M.R.A. Ghani [394], B.F. Hobbs, H.B. Rouse, D.T. Hoog [391], L.W. Coleman, R.T. Garrett [335], R.F. Engle, C.W.J. Granger, S. Hylleberg, H.S. Lee [363], J.F. Busch [317], H. Geller, J.R. Moreira [377], M. Ross, F. Liu [474], P. Erichsen, N. Haase [364], M.C. Caramanis, R.E. Bohn, F.C. Schweppe [324], F. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors, R. Bohn [479], T.A. Flairn, J.J. Hippius, M.G. Krantz, L.D. Kirsch, R.L. Sullivan [368], A.S. Davis, M. Jones, S.A. Nirenberg, D.A. McInnis, K.D. Sparks, B. Lescoeur, J.B. Galland

## Продолжение приложения В

№ этапа	Наименование этапа	Ученые, ссылки на исследования
Этап 3	Разработка и реализация программ управления спросом на электроэнергию в различных странах мира (Период 1994-2004 гг.)	E. Vine [509], M. Campanano [320], Z. Liu, J.E. Sinton, F. Yang, M.D. Levine, M. Ting [420], M. Toro, A.H. Samra, S.R. Sim [500], C.G. Thomas [498], J. K. Parikh, B. S. Reddy, R. Banarjee [455], G. Hancke, D. Vrey [387], A. Bandala [299], A. Blanc, O. de Buen [313], A. Etzinger [365], G. Hancke, D. Very [387], G.L. van Harmelen, I.E. Lane, G.P. Hancke [505], G. Diana, P. Govender [347], C. Lombard, E.H. Mathews, M. Kleingeld [421], D. Fouquet [313], A. Seppala [480], J.K. Mandal, A.K. Sinha [431], S. Majumdar, D. Chattopadhyay, J. Parikh [427], S. Sargunraj, D.P.S. Gupta, S. Devi [378, 476], R. Banerjee [300], M. Beenstock, E. Goldin, D. Nabot [306], Z.N. Popovic [461], T. Gjengedal, P.E. Lund, R. Flolo [455], D. Crossley, J. Hamrin, E. Vine, N. Eyre [339], D. Crossley, K. Dyhr-Mikkelsen, M. Maloney [338], A. Clark [334], J.T. Gajjar, Z. Tajularas [373], Z.J. Paracha, P. Doulai [454], E. Hirst, R. Cavanagh, P. Miller [390], S.J. Rosenstock [473], A.J. Gaul, E. Handschin, W. Hoffmann [376], M.H. Shwehdi, A.Z. Khan [482], S. Slingerland [483], J.-T. Bernard, M. Roland [309], A. Raad, A. Vaz Pinho Junior [463], V. Tipsuwanporn, K. Srisuwan, S. Kulpanich, T. Suesut, A. Numsomran [499], S. Boyle [316], I. Luís Sauer, S. Seger Mercedes, A. Herrera Herrera, L. Chen-Apuy Chacón [425], J.C. Hwang [393], R.C.G. Teive ; S.H. Vilvert [496], Y-T. Chao, S-T. Lee, H-C. Chang [328], G. Weisbrod, M. Tribble, V. Deshpande, E. Gardner, G.D. Mathur, S. Ashok, R. Banerjee
Этап 4	Интеграция моделей управления спросом в систему рынков электроэнергии (Период 2004–2009 гг.)	N. Adilov, R.E. Schuler, W.D. Schulze, D.E. Toomey [291], Q. Zhenfang, Y. Shunmin, Y. Yixin [534], J. Aguado, V. Quintana, M. Madrigal, W. Rosehart [292], E.N. Miguelej, L.R. Rodriguej [436], C.A. Canizares, H. Chen, F. Milano, A. Singh [321], M. Ventosa, Á. Baíllo, A. Ramos, M. Rivier [507], S.-E. Fleten, E. Pettersen [369], L. Zhang, J. Zhao, X. Han, L. Niu [533], J. Wang, X. Wang, X. Ding [517], L.A. Barroso, T.H. Cavalcanti, P. Giesbertz, K. Purchala [303], W.M. Tong, Z. Rothleder, A.D. Alaywan [526], E.J. Paulson [457], S. Sterpu, Y. Besanger, N. HadjSaid [490], Y. Wang, J. Moritz, H. Chen, J. Melby, R. Yang, R. Palombi, B. Bustamante, K. Fluckiger [518], G.A. Chown, J. Hedgecock, J. Diya, A. Chikova [331], R. Walawalkar, S. Blumsack, J. Apt, S. Fernands [511], G. Hamoud [386], R. Mendez, H. Rudnick [433], A. Capozza, C. D'Adamo, G. Mauri, A. Pievatolo [322], A. Kumar, S.C.Srivastava, S.N. Singhb [406], L.A. Tuan, K. Bhattacharya, J. Daalder [503], A.B. Philpott, E. Pettersen [459], N.Yu, J.I. Yu [529], H. Aalami, G.R. Yousefi, M. Parsa Moghadam [287], P. Jazayeri, A. Schellenberg, W.D. Rosehart, J. Doudna, S. Widergren, D. Lawrence, J. Mickey, S. Jones

## Окончание приложения В

№ этапа	Наименование этапа	Ученые, ссылки на исследования
Этап 5	Интеграция технологий управления спросом на потребление электроэнергии с концепцией Smart Grid (Период 2009–2014 гг.)	C.W. Gellings [379], A. Ipakchi, F. Albuyeh [396], P. McDaniel, S. McLaughlin [432], K.D. McBee, M.G. Simões, A. Vos [510], J. Lu, D. Xie, Q. Ai [424], S-Y. Son, B-J. Chung [487], P. Kadar [399], P. Wolfs, S. Isalm [522], M. Balijepalli, S.A. Khaparde, R.P. Gupta [298], F. Saffre, R. Gedge [475], J. Torriti, M.G. Hassan, M. Leach [501], P. Cappersa, C. Goldmana, D. Kathanb [323], J. Wang, C.N. Bloyd, Z. Hu, Z. Tand [516], M. Takahashi, H. Asano [493], N. Rivers, M. Jaccard [471], M. Paulus, F. Borggreffe [458], P. Lino, P. Valenzuela, R.S. Ferreira, L.A. Barroso, B. Bezerra, M.V. Pereira [418], Q. Zhang, X. Wang, M. Fu [532], H. Chao [327], R. Walawalkar, S. Fernands, N. Thakur, K.R. Chevva [512], M. Zugno, J. Morales, P. Pinson, H. Madsen [535], R. Davies [342], S.T. Mak [428], S. Darby [341], A.-H. Mohsenian-Rad, A. Leon-Garcia [442], J.T. Bernard, D. Bolduc, N.D. Yameogo [309], Y. Ozturk, D. Senthilkumar, S. Kumar, G. Lee [451], S. Emec, M. Kuschke, M. Chemnitz [360], J. Barton, S. Huang, D. Infield, M. Leach, D. Ogunkunle, J. Torriti [304], M.M. Abdullah, B. Dwolatzky, H.A. Khan, Z. Xu, H. Iu, V. Sreeram, H. Slootweg, V.J. Martinez, H. Rudnick, J. Aghaei, M.I. Alizadeh, G.G.Meyer, Y-C. Yeh, M-S. Tsai, S.D. Maqbool, I. Ahamed, E. Al-Ammar, N.H. Malik
Этап 6	Внедрение технологий распределенной энергетики, возобновляемых источников энергии, электромобилей и интернетом вещей (Период 2014 г. – по н.в.)	F. Foucault, R. Girard, G. Kariniotakis [370], J. Knudsen, J. Hansen, A.M. Annaswamy [405], S. Kwon, L. Ntaimo, N. Gautam [407], S. Pholboon, M. Sumner, P. Kounnos [460], Y. Wu, V.K.N. Lau, D.H. K. Tsang, P. Qian, L. Meng [527], J. Feng, B. Zeng, D. Zhao, G. Wu, Z. Liu, J. Zhang [367], K.S. Reddy, M. Kumar, T.K. Mallick [468], C.L. Anderson, J.B. Cardell [295], Y. Na, C. Shenyu, S. Linlin [445], M. Khalid, A.V. Savkin, V.G. Agelidis [403], C-F. Lindberg, K. Zahedian, M. Solgi, R. Lindkvist [417], N. Çiçek, H. Deliç [333], W. Chai, X. Cai, Z. Li [325], J.I. Lee, I.W. Lee [412], J. Son, R. Hara, H. Kita, E. Tanaka [486], K.L. López, C. Gagné, M-A. Gardner [422], J. Wang, Y. Yang, W. He [515], G. Litjens, W.V. Sark, E. Worrell [419], M.R. Narimani, B. Asghari, R. Sharma [446], S. Mocci, N. Natale, F. Pilo, S. Ruggeri [441], F. Rassaei, W-S. Soh, K-C. Chua [467], Raafat O. Aburukba; A.R. Al-Ali; T. Landolsi, M. Rashid, R. Hassan [290], K. Nunna, D. Srinivasan [450], K. Shahryari, A. Anvari-Moghaddam [481], H. Du, S. Liu, Q. Kong, W. Zhao, D. Zhao, M.G. Yao

## Приложение Г

Генезис развития исследований в области управления спросом на  
электропотребление в отечественной научной школе (разработано автором)

№ пп	Название этапа	Пери- од	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
1	Систематизация знаний и разработка механизмов участия потребителей-регуляторов в выравнивании нагрузки энергосистемы	1927–1941 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ политика интенсификации развития экономики СССР;</li> <li>✓ разработка и реализация Генерального плана электрификации РСФСР (ГОЭЛРО) и Генерального плана электрификации СССР;</li> <li>✓ начало формирования энергетики как новой отрасли экономики СССР;</li> <li>✓ интенсивный ввод энергетических мощностей;</li> <li>✓ объединение распределенных электроэнергетических систем в ЕЭС;</li> <li>✓ опережающий рост спроса на электроэнергию со стороны растущей промышленности;</li> <li>✓ развитие отечественных научных школ в области энергетики</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ разработка методических положений по исследованию суточных и сезонных графиков потребления электроэнергии на различных уровнях управления;</li> <li>✓ выявление технико-экономических режимов работы энергетических систем в случае покрытия неравномерности графиков электропотребления;</li> <li>✓ постановка задачи по выравниванию графиков электропотребления в качестве одного из основных направлений повышения эффективности функционирования энергосистемы;</li> <li>✓ определение необходимости участия потребителей в повышении коэффициента использования электростанций;</li> <li>✓ определение необходимости участия потребителей электроэнергии в выравнивании графиков электрических нагрузок;</li> <li>✓ исследование факторов, влияющих на графики нагрузки различных типов потребителей, разработка рекомендаций по выравниванию графиков нагрузки потребителей;</li> <li>✓ разработка концепции потребителей-регуляторов электроэнергии, расчет и экономическое обоснование эффективности работы потребителей-регуляторов в составе энергосистем;</li> <li>✓ анализ экономики сезонных электроемких производств;</li> <li>✓ внедрение некоторых механизмов регулирования спроса в практику отдельных энергосистем СССР</li> </ul>

## Продолжение приложения Г

№ пп	Название этапа	Период	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
2	Разработка методов покрытия неравномерности нагрузки со стороны энергосистемы	1941–1979 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ резкий экономический спад в период Великой Отечественной войны и необходимость быстрого восстановления народного хозяйства после ее окончания;</li> <li>✓ необходимость обеспечения опережающего роста объемов производства электроэнергии для обеспечения быстро растущего реального сектора экономики;</li> <li>✓ приоритетность задачи роста объемов реального производства перед экономией ресурсов и снижением себестоимости;</li> <li>✓ плановый режим хозяйствования;</li> <li>✓ низкая составляющая себестоимости электроэнергии в цене конечной продукции промышленного производства;</li> <li>✓ обеспеченность первичными энергетическими ресурсами и приоритетность освоения новых месторождений первичных энергоресурсов перед их экономией</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ исследования в области управления графиками спроса на электропотребление были остановлены;</li> <li>✓ основная масса работ в части регулирования режимов работы потребителей электроэнергии была направлена на решение задачи повышения устойчивости и надежности функционирования ЕЭС;</li> <li>✓ отдельный ряд исследований был посвящен решению технологической задачи покрытия неравномерности графика спроса на электропотребление энергосистем;</li> <li>✓ совершенствование методов повышения маневренности работы электростанций для покрытия переменной части графиков электрических нагрузок</li> </ul>

## Продолжение приложения Г

№ пп	Название этапа	Период	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
3	Интеграция инструментов регулирования нагрузок в практическую деятельность промышленных предприятий	1979–1991 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ реализация государственной политики экономии энергоресурсов;</li> <li>✓ выход постановления «Об основных направлениях и мерах по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов в народном хозяйстве в 1981–1985 годах и на период до 1990 года»;</li> <li>✓ разработка и реализация «Энергетической программы СССР»;</li> <li>✓ принятие «Основных направлений экономического и социального развития СССР на 1986–1990 годы и на период до 2000 года»;</li> <li>✓ развитие технологий автоматизации и управления;</li> <li>✓ появление практик внедрения технологий управления спросом в общемировом научном сообществе</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ совершенствование концепции функционирования потребителей-регуляторов;</li> <li>✓ разработаны модели прогнозирования электропотребления;</li> <li>✓ разработка методов математического моделирования индивидуальных и совмещенных графиков нагрузки;</li> <li>✓ разработка математических методов анализа и моделирования сценариев управления графиками нагрузки на уровне отдельных предприятий и энергосистем;</li> <li>✓ разработка аналитических программ для моделирования графиков нагрузок на ЭВМ;</li> <li>Введение элементов системы управления спросом в практику работы энергосистем, а именно: <ul style="list-style-type: none"> <li>✓ введение системы сезонного перевода времени;</li> <li>✓ введение системы лимитов на потребление электроэнергии в практику деятельности энергоснабжающих организаций;</li> <li>✓ внедрение системы контроля за потребляемой мощностью промышленных потребителей;</li> <li>✓ введение двухставочной системы тарифов в систему расчетов промышленных потребителей электроэнергии;</li> <li>✓ внедрение практики выравнивания графиков нагрузки в деятельность промышленных потребителей электроэнергии;</li> <li>✓ разработка технических средств автоматизированного контроля и управления электропотреблением</li> </ul> </li> </ul>

## Продолжение приложения Г

№ пп	Название этапа	Период	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
4	Разработка механизмов адаптации участников энергорынка к условиям реформирования	1991–2010 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ снижение финансирования научных исследований;</li> <li>✓ спад потребления электроэнергии;</li> <li>✓ направленность государственной политики на реформирование энергетики;</li> <li>✓ совершенствование законодательства в области реформирования энергетики;</li> <li>✓ создание и постоянное совершенствование механизмов оптового и розничного рынков электроэнергии;</li> <li>✓ привлечение инвестиций в модернизацию генерирующих и электросетевых мощностей</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ все исследования регулирования режимов работы потребителей электроэнергии были направлены на совершенствование задач повышения надежности функционирования ЕЭС посредством внедрения элементов автоматизации;</li> <li>✓ основная масса работ посвящена разработке механизмов адаптации участников энергорынка к условиям реформирования и функционирования в рамках созданных оптовым и розничном рынках электроэнергии</li> </ul>
5	Интеграция мирового опыта управления спросом в энергорыночную среду России	2010–год по н. в.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ становление рынка электроэнергии;</li> <li>✓ формирование стабильной модели законодательства в области электроэнергетики;</li> <li>✓ реализация политики энергосбережения на общегосударственном уровне;</li> <li>✓ привлечение инвестиций в энергетику;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ разработка концепции развития технологической платформы Smart Grid в России с элементами активно-адаптивной сети;</li> <li>✓ разработка инновационных подходов к управлению энергоснабжением в России;</li> <li>✓ разработка концепции управления спросом на электропотребление в рамках платформы Smart Grid в России;</li> <li>✓ усовершенствованы методы математического моделирования режимов систем электроснабжения;</li> <li>✓ разработка моделей управления спросом в системах распределенной генерации и промышленных накопителей электроэнергии;</li> </ul>

## Окончание приложения Г

№ пп	Название этапа	Период	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
5	Интеграция мирового опыта управления спросом в энергорыночную среду России	2010–год по н. в.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ внедрение современных технологий в энергетический комплекс;</li> <li>✓ повсеместное внедрение систем интервального коммерческого учета электроэнергии;</li> <li>✓ рост объемов потребления электроэнергии;</li> <li>✓ рост тарифов на электроэнергию;</li> <li>✓ развитие технологий в области энергосбережения в общемировом пространстве;</li> <li>✓ совершенствование концепции развития экономики России;</li> <li>✓ развитие распределенной энергетики;</li> <li>✓ развитие возобновляемых источников энергии</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ исследование мировых практик управления спросом на энергию и анализ применимости в России;</li> <li>✓ разработка концепции функционирования активных потребителей электроэнергии в энергосистеме;</li> <li>✓ совершенствование концепции функционирования потребителей – регуляторов в энергосистеме;</li> <li>✓ исследования методов стимулирования потребителей электроэнергии к участию в программах управления спросом на энергию;</li> <li>✓ исследование возможностей внедрения механизмов управления спросом в рамках оптового рынка электроэнергии;</li> <li>✓ введение элементов системы управления спросом в практику работы энергосистем;</li> <li>✓ внедрение механизма закупок электроэнергии (мощности) в модели ценозависимого потребления в рамках оптового рынка электроэнергии</li> </ul>



## Приложение Д

Генезис развития исследований в области управления спросом на потребление природного газа в отечественной научной школе (разработано автором)

№ пп	Название этапа	Период	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
1	Идентификация проблемы неравномерности потребления газа и ее влияния на эффективность функционирования отрасли	1946–1960 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ создание газовой промышленности в качестве отдельной отрасли народного хозяйства СССР;</li> <li>✓ реализация государственной политики в области развития газовой промышленности СССР</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ формирование концепции газоснабжения экономики страны;</li> <li>✓ практическая реализация газоснабжения городов;</li> <li>✓ освоение новых месторождений, развитие методов добычи, переработки и транспортировки газа;</li> <li>✓ расширение использования газа в различных отраслях народного хозяйства;</li> <li>✓ расширение функциональных характеристик использования газа;</li> <li>✓ повышение КПД потребления газа;</li> <li>✓ начало объединения потребителей газа в систему газоснабжения;</li> <li>✓ идентификация проблемы неравномерности потребления газа</li> </ul>
2	Систематизация знаний и разработка механизмов выравнивания графиков потребления газа	1960–1970 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ интенсификация темпов развития газовой промышленности СССР;</li> <li>✓ рост объемов добычи газа;</li> <li>✓ рост доли потребления газа в структуре энергетического баланса СССР;</li> <li>✓ высокие темпы внедрения газа в различные сферы народного хозяйства;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ развитие исследований в области характеристик графиков спроса на потребление газа;</li> <li>✓ исследованы факторы, действующие на неравномерность потребления газа;</li> <li>✓ разработаны коэффициенты, позволяющие проводить описание характеристик неравномерности потребления газа;</li> <li>✓ выявлена экономическая зависимость стоимости поставляемого газа от неравномерности потребления газа;</li> </ul>

## Продолжение приложения Д

№ пп	Название этапа	Период	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
2	Систематизация знаний и разработка механизмов выравнивания графиков потребления газа	1960–1970 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ рост доли газопотребления на отопительные нужды;</li> <li>✓ разработка генеральной схемы развития газовой промышленности СССР и газификации городов и сельскохозяйственных районов на период 1958–1975 гг.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ разработаны инструменты выравнивания графиков поставок газа со стороны поставщиков: подземные хранилища газа, резервы магистральных газопроводов и потребители-регуляторы газа;</li> <li>✓ проработаны методы как отдельного, так и комбинированного использования разработанных инструментов выравнивания графиков поставок газа;</li> <li>✓ разработаны математические модели прогнозирования параметров потребления газа с целью дальнейшей оценки параметров неравномерности спроса в процессе регулирования режимов газоснабжения;</li> <li>✓ выявлена необходимость учета неравномерности потребления газа на этапе проектирования систем газоснабжения</li> </ul>
3	Интеграция моделей выравнивания графиков потребления газа в программы развития отрасли газоснабжения	1970–1980 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ высокие темпы роста объемов добычи газа;</li> <li>✓ освоение новых газовых месторождений, ниспадающие темпа роста производства газа;</li> <li>✓ значительная доля газопотребления в топливном балансе СССР;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ идентификация вопроса неравномерности спроса на потребление газа в качестве одной из важнейших проблем газовой промышленности СССР;</li> <li>✓ усовершенствование исследований в области описания неравномерности графиков потребления газа;</li> <li>✓ усовершенствование терминологии, описывающей параметры, связанные с неравномерностью графиков поставки природного газа;</li> <li>✓ усовершенствование исследований в области анализа факторов, действующих на графики потребления газа;</li> </ul>

## Продолжение приложения Д

№ пп	Название этапа	Период	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
3	Интеграция моделей выравнивания графиков потребления газа в программы развития отрасли газоснабжения	1970–1980 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ высокая доля газопотребления на отопительные нужды;</li> <li>✓ увеличение показателей сезонной неравномерности потребления газа на различных уровнях потребления</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ усовершенствование исследований в области направлений выравнивания графиков поставок газа со стороны системы газоснабжения;</li> <li>✓ разрабатываются методические положения по расчету резервов в системе газоснабжения;</li> <li>✓ разрабатываются методы регулирования потребления газа на электростанциях при различной структуре потребления газа посредством комбинирования с другими энергоносителями;</li> <li>✓ разработаны методические подходы к расчету замыкающих затрат на газ с учетом неравномерности и использования комбинированного топлива;</li> <li>✓ разработаны методические подходы расчета газопотребления в различных районах страны, учитывающие структуру потребления газа, и факторы, действующие на газопотребление;</li> <li>✓ совершенствование технико-экономических показателей расчета эффективности использования подземных хранилищ газа, резервов магистральных газопроводов, потребителей-регуляторов;</li> <li>✓ развитие математических методов системного расчета оптимизации режимов газопотребления;</li> <li>✓ усовершенствованы методы прогнозирования спроса на газ, в т. ч. при помощи ЭВМ;</li> <li>✓ разработан методический подход к управлению графиками потребления газа посредством регулирования графиков электропотребления</li> </ul>

## Окончание приложения Д

№ пп	Название этапа	Период	Характеристики этапа, действовавшие на развитие генезиса исследований	Достижения ученых в области управления спросом
4	Внедрение технологий выравнивания графиков потребления газа в деятельность промышленных предприятий	1980–1991 годы	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ продолжение сформированных темпов наращивания добычи газа;</li> <li>✓ реализация государственной политики в области надежности и эффективности функционирования системы газоснабжения;</li> <li>✓ реализация государственной политики в области экономии ТЭР;</li> <li>✓ интенсификация финансирования развития газоснабжения в СССР;</li> <li>✓ заложение значительной методической базы в области выравнивания графиков поставок газа на этапе 1970–1980-х гг.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ совершенствование исследований, выполненных на этапе 1970–1980-х гг.;</li> <li>✓ внедрение разработок в области выравнивания графиков поставок газа в отраслевую практику народного хозяйства СССР;</li> <li>✓ усовершенствование моделей прогнозирования потребления газа;</li> <li>✓ усовершенствование методов анализа структуры потребления газа на различных уровнях с учетом территориальных особенностей;</li> <li>✓ Начало внедрения технологий выравнивания спроса на газ в практику работы промышленных предприятий;</li> <li>✓ предлагается введение сезонных дифференцированных тарифов на поставку газа, учитывающих затраты на сезонное хранение;</li> <li>✓ предлагаются методы покрытия пиковых неравномерностей газопотребления сжиженным природным газом</li> </ul>
5	Развитие методов повышения надежности газоснабжения в условиях автоматизации и цифровизации отрасли	1991 год – по н. в.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ спад потребления природного газа на внутреннем рынке;</li> <li>✓ развитие экспортных поставок газа;</li> <li>✓ рост стоимости газа на внешних рынках;</li> <li>✓ зависимость бюджетов различных уровней от нефтегазовых доходов;</li> <li>✓ интеграция процессов обращения газа в рамках единой государственной монополии;</li> <li>✓ развитие технологий автоматизации и цифровизации на всех этапах деятельности газоснабжения</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ исследованию в направлении управления спросом на потребление газа уделяется мало внимания;</li> <li>✓ основной интерес исследований концентрируется на развитии методов повышения надежности газоснабжения в условиях автоматизации и цифровизации отрасли</li> </ul>

## Приложение Е

Анализ предпосылок к заинтересованности и сдерживанию во введении системы управления спросом на электропотребление в России со стороны субъектов электроэнергетики (разработано автором)

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
1	Потребители электроэнергии	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость снижения стоимости приобретаемой электроэнергии;</li> <li>- необходимость снижения стоимости технологического присоединения;</li> <li>- необходимость повышения качества электроэнергии;</li> <li>- необходимость повышения надежности электроснабжения</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сложность управления производственными процессами с целью управления спросом на электропотребление на отечественных промышленных предприятиях</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- прямое влияние собственным поведением на спрос на электропотребление</li> </ul>
2	Генерирующие компании	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость формирования более стабильного режима загрузки РГЕ, что приведет к снижению ошибок при выполнении диспетчерских команд и повышению оплаты за обеспечение мощности;</li> <li>- необходимость снижения топливных запасов;</li> <li>- необходимость обеспечения стабильной загрузки РГЕ, что приведет к снижению эксплуатационных затрат</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- незаинтересованность в сокращении объема полезного отпуска электрической энергии и мощности;</li> <li>- незаинтересованность в сокращении строительства дополнительных энерго мощностей по программам ДПМ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном уровне на введение механизмов управления спросом на электропотребление;</li> <li>- возможность косвенного влияния ценовыми и рыночными инструментами</li> </ul>

## Продолжение приложения Е

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
3	Магистральные электросетевые компании	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость снижения стоимости инвестиционных программ на ввод новых мощностей;</li> <li>- необходимость сокращения затрат на ремонты;</li> <li>- необходимость сокращения количества аварий;</li> <li>- необходимость повышения надежности электроснабжения</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сдерживающие факторы отсутствуют, т. к. тарифы формируются на основе необходимой валовой выручки компании, вне зависимости от объема полезного отпуска</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном уровне на введение механизмов управления спросом на электропотребление;</li> <li>- возможность введения ограничений в часы пиковых нагрузок;</li> <li>- возможность косвенного влияния на спрос тарифными инструментами (одноставочным и двухставочным)</li> </ul>
4	Распределительные электросетевые компании	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость снижения стоимости инвестиционных программ на ввод новых мощностей;</li> <li>- необходимость сокращения затрат на ремонты;</li> <li>- необходимость сокращения количества аварий;</li> <li>- необходимость повышения надежности электроснабжения</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сдерживающие факторы отсутствуют, т. к. тарифы формируются на основе необходимой валовой выручки компании, вне зависимости от объема полезного отпуска</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном уровне на введение механизмов управления спросом на электропотребление;</li> <li>- возможность введения ограничений в часы пиковых нагрузок;</li> <li>- возможность косвенного влияния на спрос тарифными инструментами (одноставочным и двухставочным)</li> </ul>

## Продолжение приложения Е

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
5	Энергосбытовые компании	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость повышения платежной дисциплины потребителей (механизмы управления спросом снизят стоимостную нагрузку на конечных потребителей, что приведет к повышению платежной дисциплины);</li> <li>- необходимость расширения объемов продаж. Снижение спроса приведет к повышению доступности подключения к ЕЭС, что в долгосрочной перспективе приведет к росту количества потребителей</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- незаинтересованность в сокращении объема полезного отпуска электрической энергии и мощности</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном уровне на введение механизмов управления спросом на электропотребление;</li> <li>- возможность введения индивидуальных инструментов управления спросом</li> </ul>
6	Собственники систем малой распределенной генерации	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность участия в управлении спросом посредством участия в покрытии неравномерностей;</li> <li>- возможность увеличения полезного отпуска электроэнергии, отпускаемой потребителям;</li> <li>- возможность повышения рентабельности использования систем малой распределенной генерации</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- незаинтересованность в сокращении объема полезного отпуска электрической энергии и мощности</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на введение механизмов управления спросом на электропотребление через законодательные механизмы</li> </ul>

## Продолжение приложения Е

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
7	Собственники систем возобновляемых источников энергии	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность участия в управлении спросом посредством участия в покрытии неравномерностей;</li> <li>- возможность повышения рентабельности использования систем ВИЭ за счет участия в покрытии спроса в часы с максимальной стоимостью электроэнергии</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- незаинтересованность в сокращении объема полезного отпуска электрической энергии и мощности</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на введение механизмов управления спросом на электропотребление через законодательные ресурсы</li> </ul>
8	Оперативно-диспетчерская инфраструктура	<ul style="list-style-type: none"> <li>- отсутствуют</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость более гибкого и точного управления режимами энергосистемы;</li> <li>- увеличение вероятностей нарушения режимов управления ЕЭС, ОЭС и РЭС в процессе управления спросом</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на введение механизмов управления спросом на электропотребление через законодательные ресурсы</li> </ul>
9	Федеральное руководство	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость сокращения тарифной нагрузки на экономику страны;</li> <li>- необходимость улучшения инвестиционного климата и повышения доступности энергетической инфраструктуры и тарифной среды;</li> <li>- необходимость сокращения бюджетной нагрузки на инвестиционные программы в энергетическом комплексе;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- отсутствуют</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном и исполнительном уровнях на введение механизмов управления спросом на электропотребление</li> </ul>



## Окончание приложения Е

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
9	Федеральное руководство	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость повышения энергетической безопасности;</li> <li>- необходимость повышения экологических показателей</li> </ul>		
10	Руководство субъектов РФ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость сокращения тарифной нагрузки на экономику региона;</li> <li>- необходимость улучшения инвестиционного климата в субъектах РФ;</li> <li>- необходимость в размещении новых производств на территории региона;</li> <li>- необходимость повышения надежности энергоснабжения;</li> <li>- необходимость повышения экологических показателей</li> </ul>	- отсутствуют	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном и исполнительном уровнях на введение механизмов управления спросом на электропотребление;</li> <li>- возможность влияния на крупные промышленные комплексы на территории региона</li> </ul>

## Приложение Ж

Анализ предпосылок к заинтересованности и сдерживанию во введении системы управления спросом на потребление природного газа в России со стороны субъектов и уровней газового комплекса (разработано автором)

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
1	Потребители природного газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость снижения стоимости закупаемого природного газа;</li> <li>- необходимость снижения стоимости технологического присоединения к газовым сетям;</li> <li>- необходимость увеличения договорных объемов (лимитов) потребления газа</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сложность управления производственными процессами с целью управления спросом на потребление газа на отечественных промышленных предприятиях</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- прямое влияние собственным поведением на спрос на потребление газа</li> </ul>
2	Уровень добычи природного газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость формирования более стабильного режима загрузки месторождений;</li> <li>- снижение затрат на эксплуатацию и ремонты в случае выравнивания графиков работы месторождений</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- незаинтересованность в сокращении объема добычи газа</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном и корпоративном уровне;</li> <li>- возможность косвенного влияния объемами добычи газа</li> </ul>
3	Уровень производства (переработки) природного газа	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость формирования более стабильного режима загрузки производственных мощностей;</li> <li>- снижение затрат на эксплуатацию и ремонты в случае выравнивания графиков работы газовых заводов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- незаинтересованность в сокращении объема переработки газа</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном и корпоративном уровне;</li> <li>- возможность косвенного влияния объемами переработки газа</li> </ul>

## Продолжение приложения Ж

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
4	Уровень транспортировки природного газа по магистральным газопроводам	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость снижения стоимости инвестиционных программ на ввод новых мощностей;</li> <li>- необходимость в высвобождении формирования резерва свободных транспортных мощностей;</li> <li>- необходимость сокращения затрат на ремонты;</li> <li>- необходимость сокращения количества аварий;</li> <li>- необходимость повышения надежности газоснабжения</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сдерживающие факторы отсутствуют, т. к. тарифы формируются на основе необходимой валовой выручки компании, вне зависимости от объема полезного отпуска</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном и корпоративном уровне;</li> <li>- возможность косвенного влияния технологическими режимами транспортировки газа</li> </ul>
5	Уровень транспортировки природного газа по распределительным газопроводам	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость снижения стоимости инвестиционных программ на ввод новых мощностей;</li> <li>- необходимость в высвобождении формирования резерва свободных транспортных мощностей;</li> <li>- необходимость сокращения затрат на ремонты;</li> <li>- необходимость сокращения количества аварий;</li> <li>- необходимость повышения надежности газоснабжения</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- сдерживающие факторы отсутствуют, т. к. тарифы формируются на основе необходимой валовой выручки компании, вне зависимости от объема полезного отпуска</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном и корпоративном уровне;</li> <li>- возможность косвенного влияния технологическими режимами транспортировки газа</li> </ul>

## Продолжение приложения Ж

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
6	Уровень подземных хранилищ газа (ПХГ)	- отсутствуют	- снижение спроса на строительство ПХГ; - сокращение инвестиционных программ за счет выравнивания спроса	- возможность влияния на законодательном и корпоративном уровне; - возможность косвенного влияния технологическими режимами хранения газа
7	Уровень оперативно-диспетчерского управления	- повышение качества регулирования режимов в пиковые периоды потребления газа; - повышение качества поставок газа по международным контрактам	- необходимость более гибкого и точного управления режимами энергосистемы; - увеличение вероятностей нарушения режимов управления ЕЭС, ОЭС и РЭС в процессе управления спросом	- возможность влияния на введение механизмов управления спросом на потребление газа через законодательные ресурсы; - возможность влияния через управление режимами
8	Уровень экспорта газа	- повышение стабильности экспортных поставок; - возможность увеличения объемов по экспортным контрактам	- отсутствуют	- возможность влияния на введение механизмов управления спросом на потребление газа через законодательные ресурсы

## Продолжение приложения Ж

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
9	Уровень сбыта газа на региональ- ный рынок	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость повышения платежной дисциплины потребителей (механизмы управления спросом снизят стоимостную нагрузку на конечных потребителей, что приведет к повышению платежной дисциплины);</li> <li>- необходимость расширения объемов продаж. Снижение спроса приведет к повышению доступности подключения к ЕЭС, что в долгосрочной перспективе приведет к росту количества потребителей</li> </ul>	- незаинтересованность в сокращении объема полезного отпуска природного газа	- возможность влияния на введение механизмов управления спросом на потребление газа через законодательные ресурсы
10	Федеральное руководство	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость сокращения тарифной нагрузки на экономику страны;</li> <li>- необходимость улучшения инвестиционного климата и повышения доступности энергетической инфраструктуры и тарифной среды;</li> <li>- необходимость сокращения бюджетной нагрузки на инвестиционные программы в энергетическом комплексе;</li> <li>- необходимость повышения энергетической безопасности;</li> <li>- необходимость повышения экологических показателей</li> </ul>	- снижение доходов бюджета за счет сокращения прибыли компаний поставщиков газа	- возможность влияния на законодательном и исполнительном уровнях на введение механизмов управления спросом на потребление газа

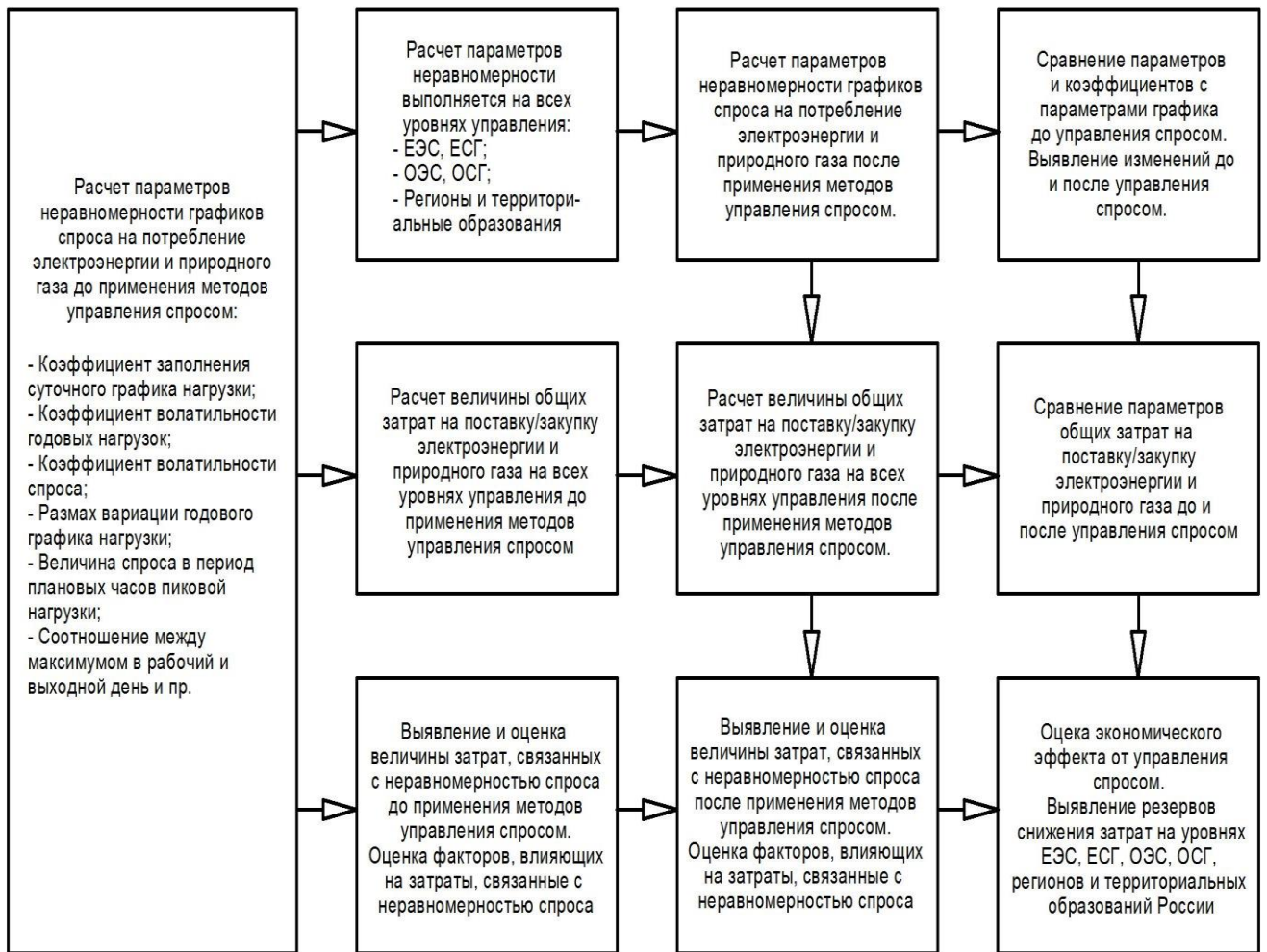
## Окончание приложения Ж

№ п/п	Наименование субъекта	Движущие факторы внедрения системы управления спросом	Сдерживающие факторы внедрения системы управления спросом	Возможность влияния на управление спросом
11	Руководство субъектов РФ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- необходимость сокращения тарифной нагрузки на экономику региона;</li> <li>- необходимость улучшения инвестиционного климата в субъектах РФ;</li> <li>- необходимость в размещении новых производств на территории региона;</li> <li>- необходимость повышения надежности энергоснабжения;</li> <li>- необходимость повышения экологических показателей</li> </ul>	- отсутствуют	<ul style="list-style-type: none"> <li>- возможность влияния на законодательном и исполнительном уровнях на введение механизмов управления спросом на электропотребление;</li> <li>- возможность влияния на крупные промышленные комплексы на территории региона</li> </ul>

## Приложение 3

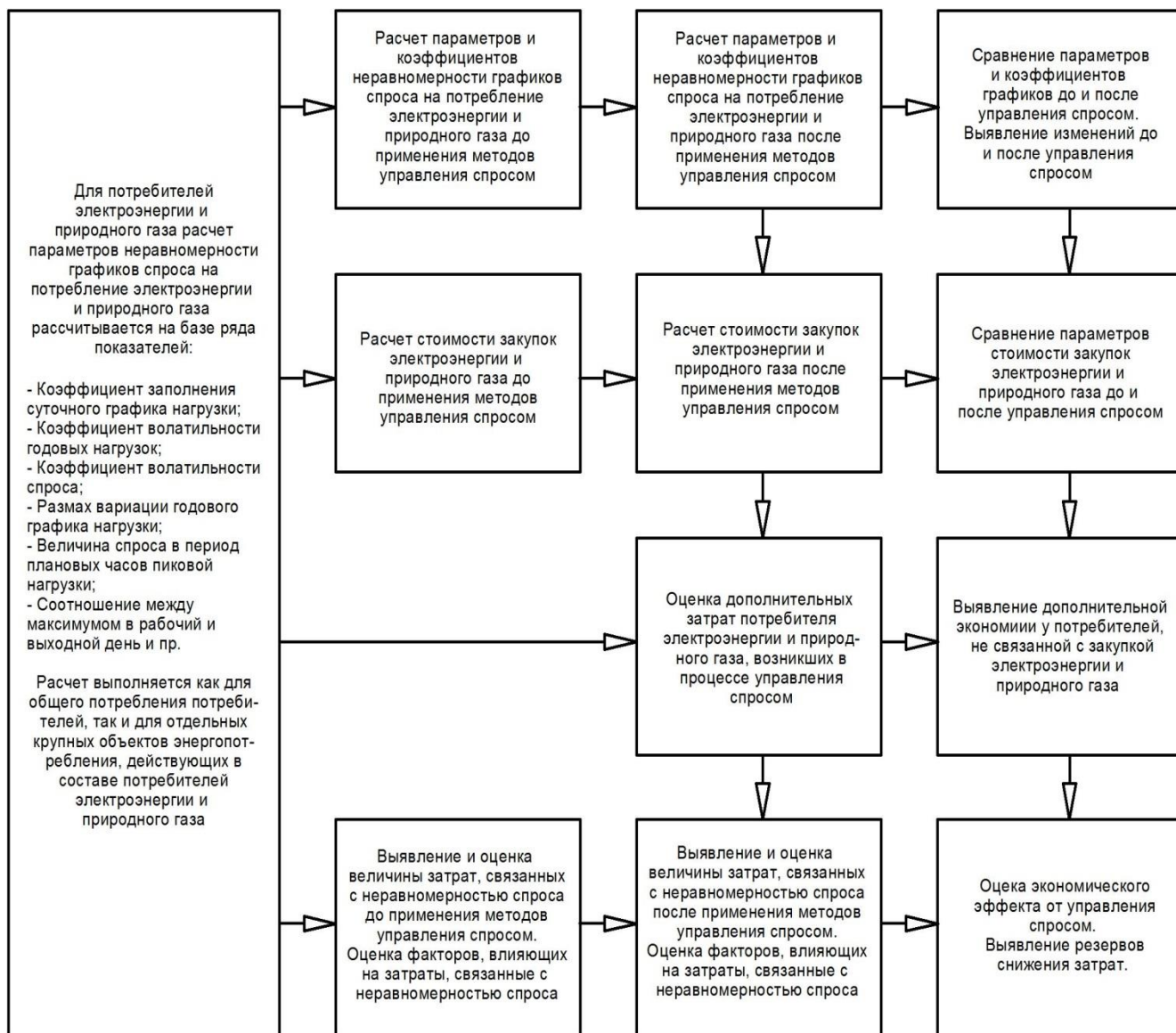
Методическое обеспечение оценки экономической эффективности применения инструментов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в рамках ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов России

(разработано автором)



## Приложение И

Методическое обеспечение оценки экономической эффективности применения инструментов управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне промышленных предприятий (разработано автором)

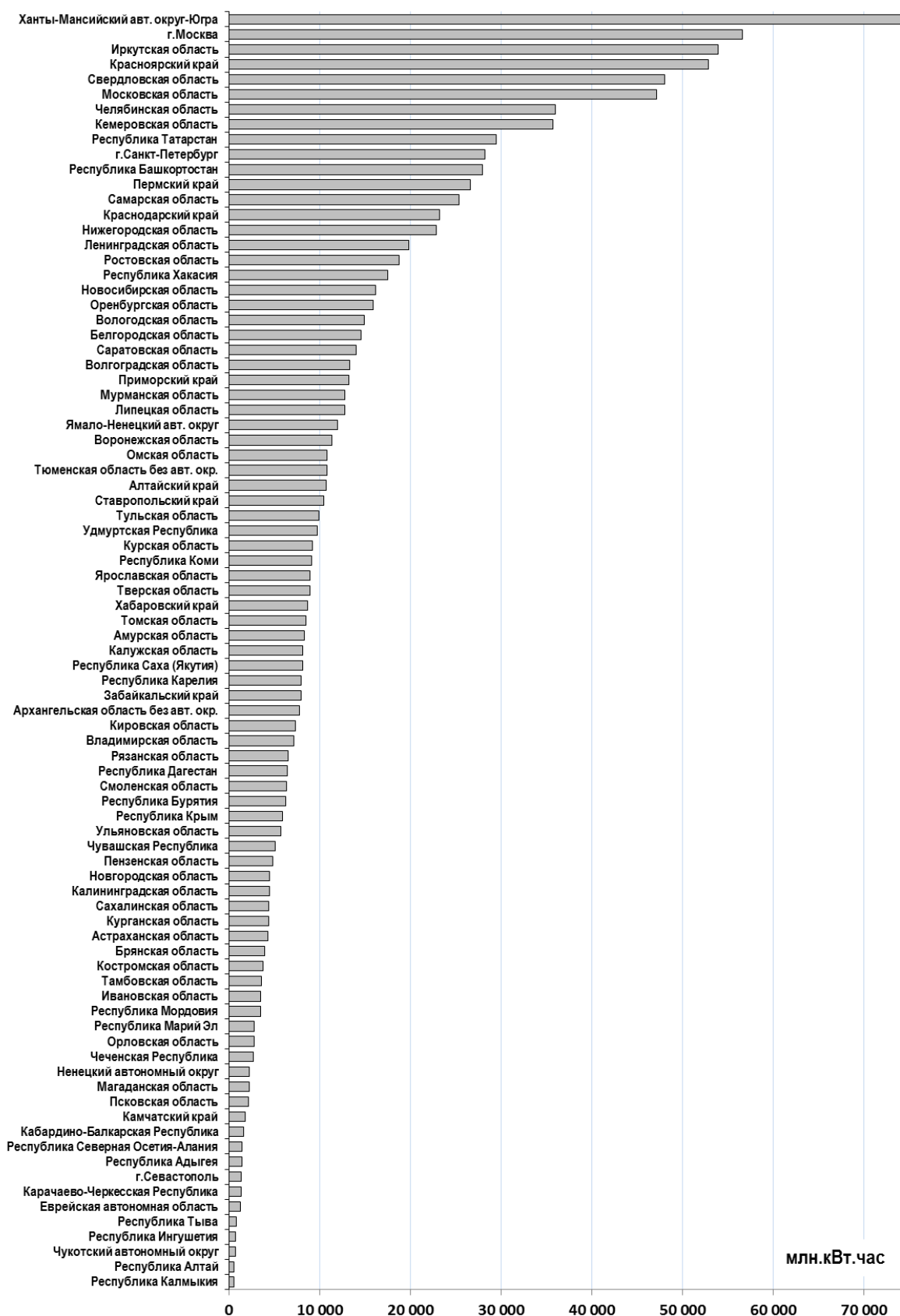




## Приложение К

Объем потребления электроэнергии регионами России за 2018 г.

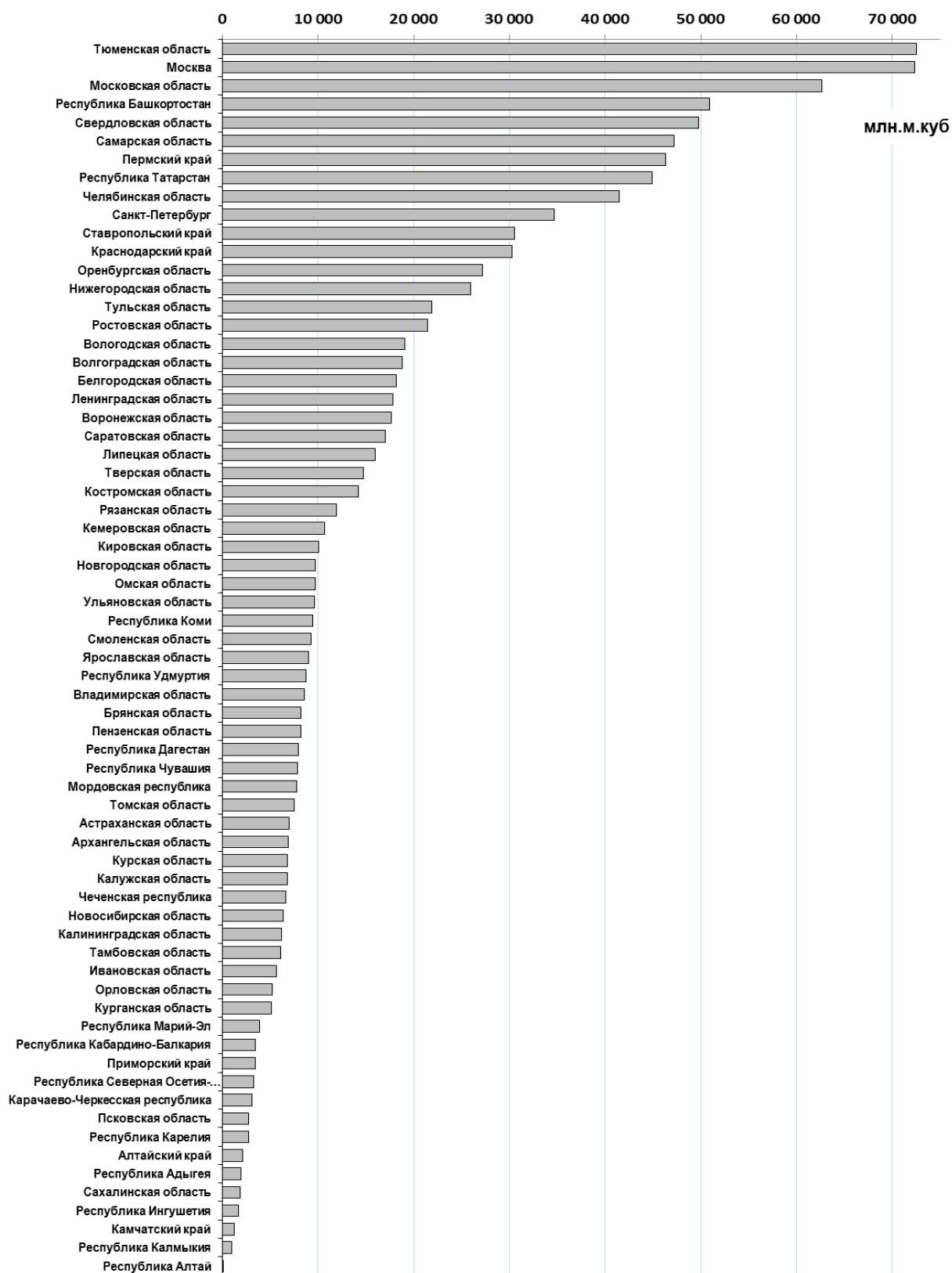
(систематизировано автором) [280]



## Приложение Л

Объем потребления природного газа регионами России за 2018 г.

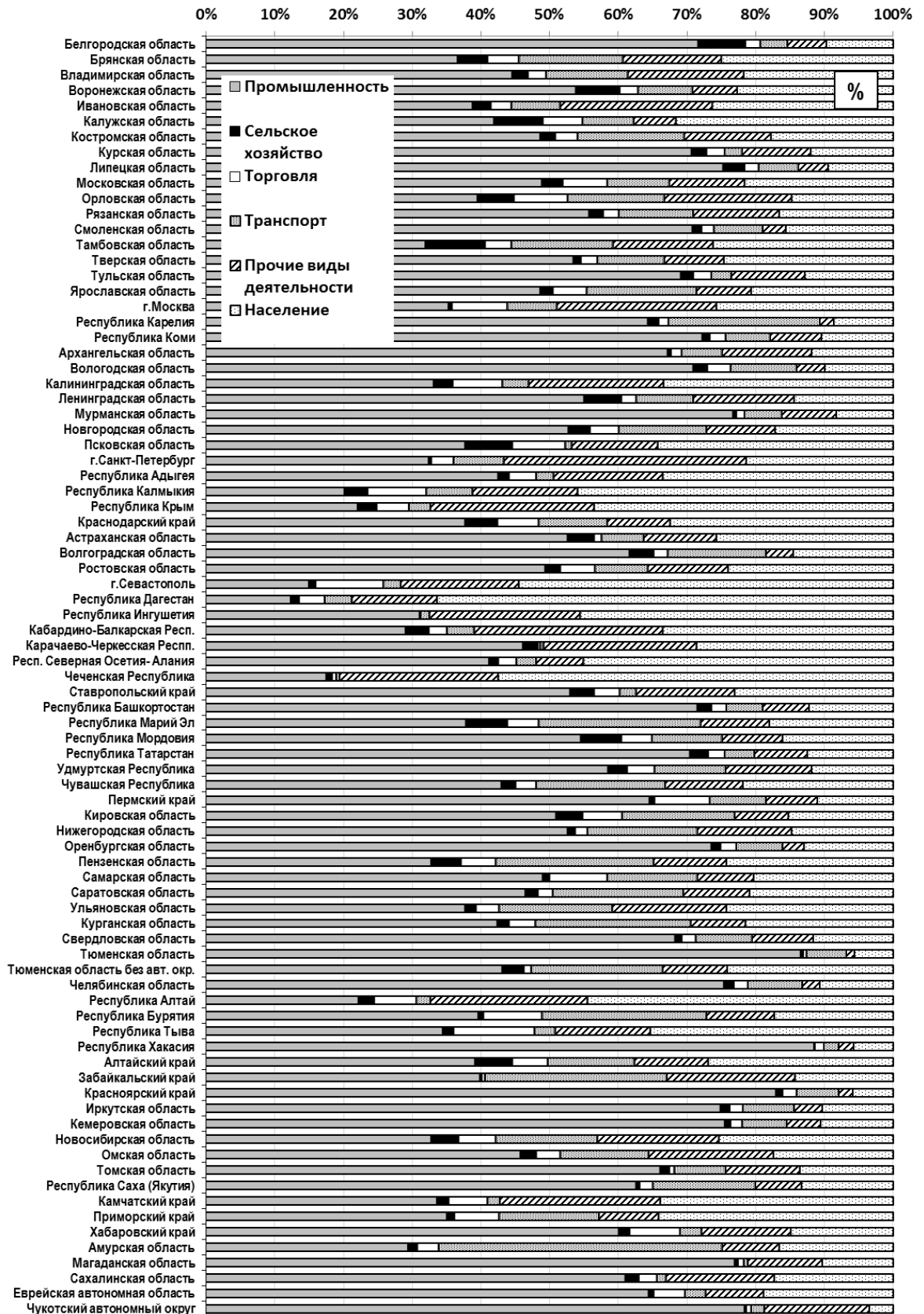
(систематизировано автором) [164, 173]



## Приложение М

Структура спроса на электропотребление в регионах России за 2018 г.

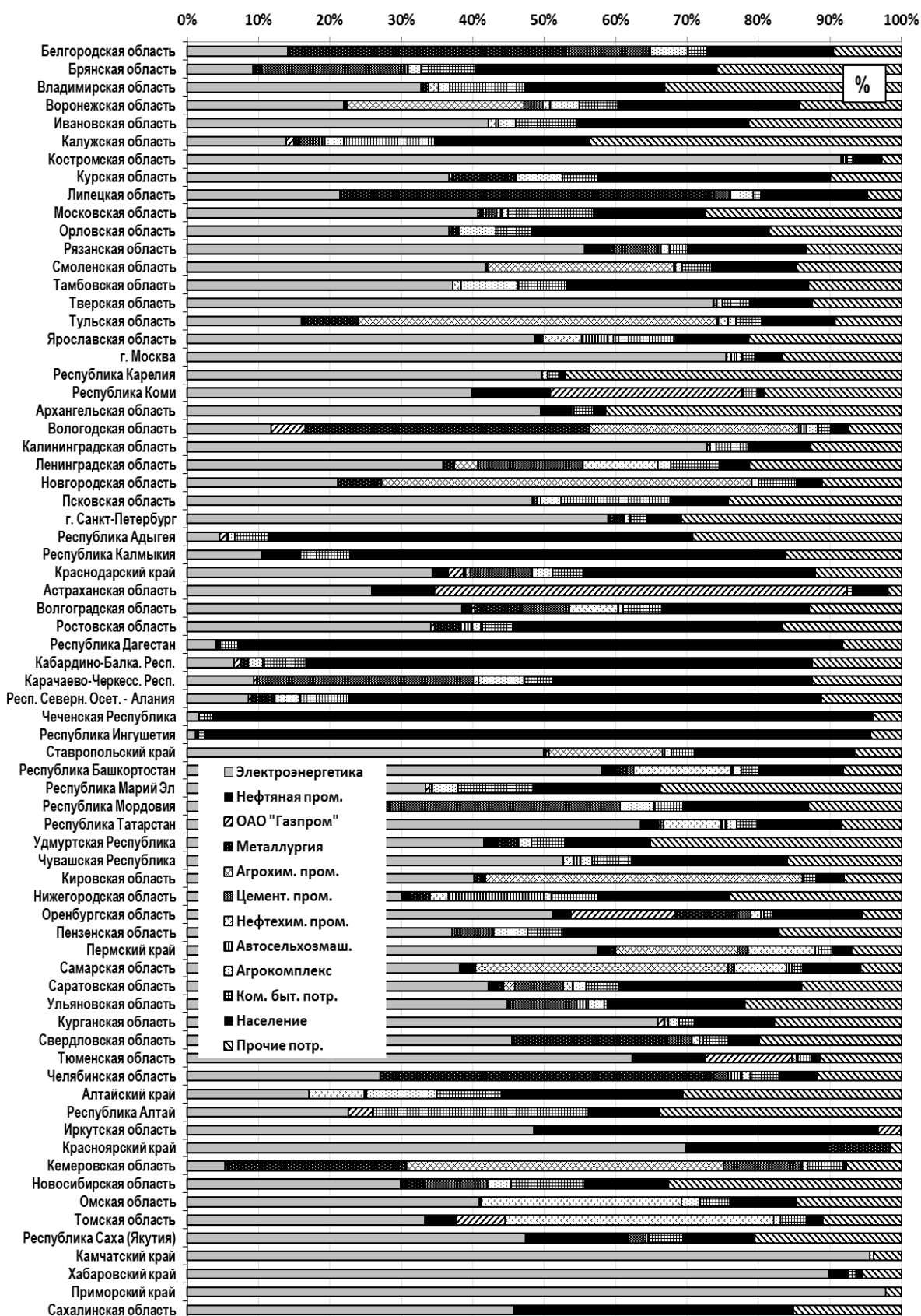
(систематизировано автором) [280]



## Приложение Н

Структура спроса на потребление природного газа в регионах России за 2017 г.

(систематизировано автором) [164, 173]



## Приложение О

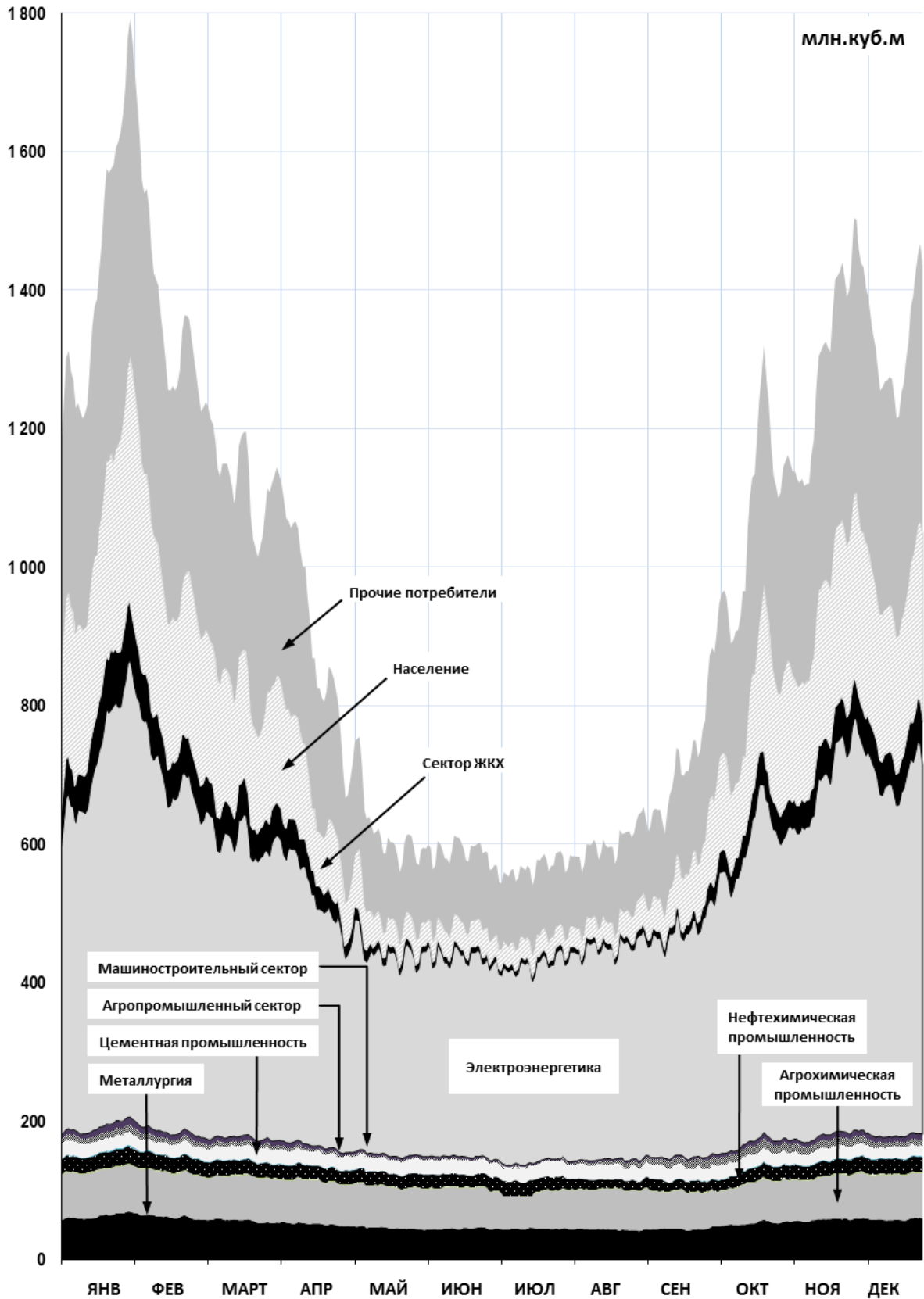
Факторы, влияющие на волатильность спроса на потребление электроэнергии на уровне регионов (разработано автором) [234]





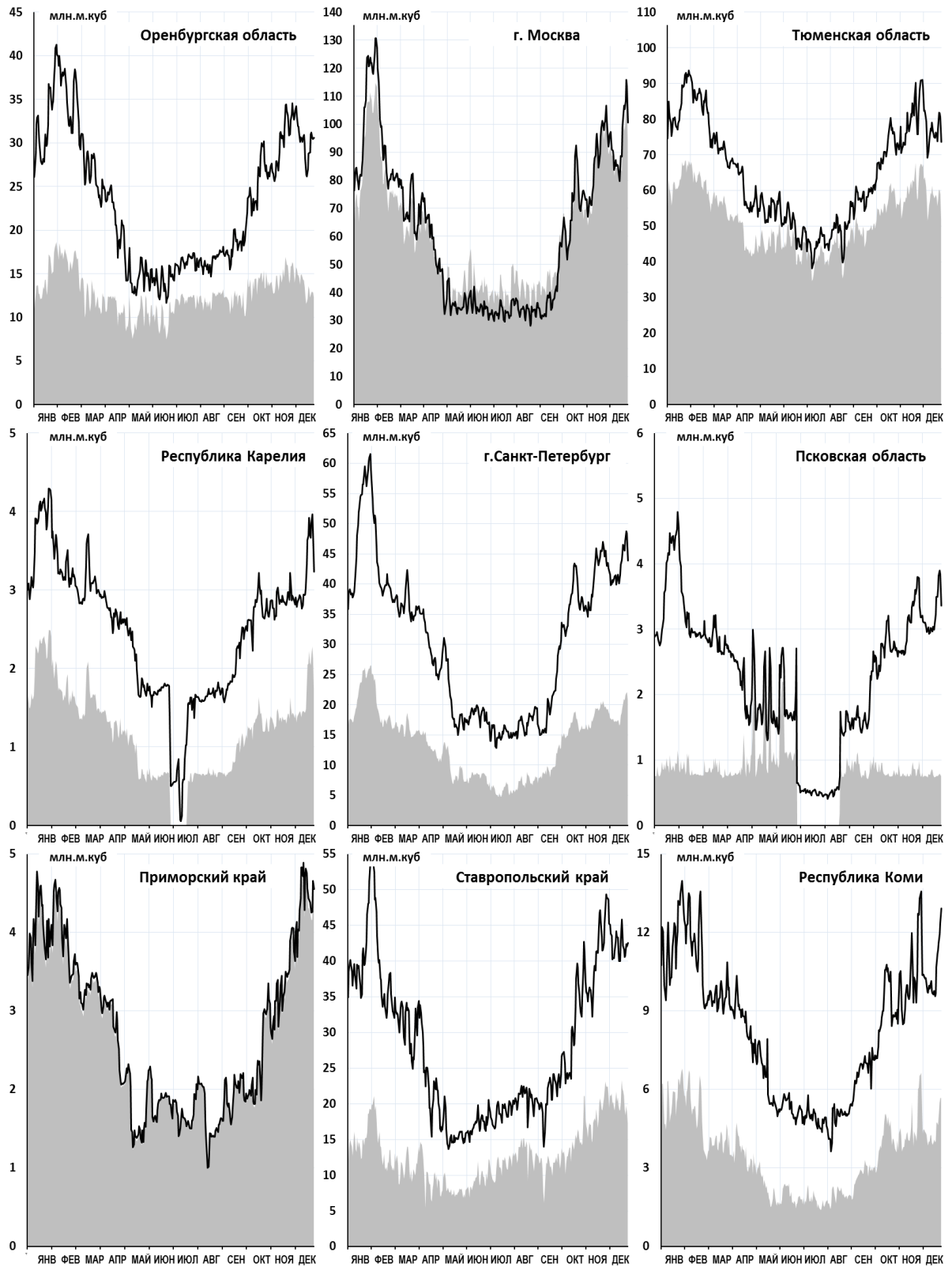
## Приложение П

Годовой посуточный спрос на потребление природного газа в России за 2017 г.  
(систематизировано автором) [164, 173]



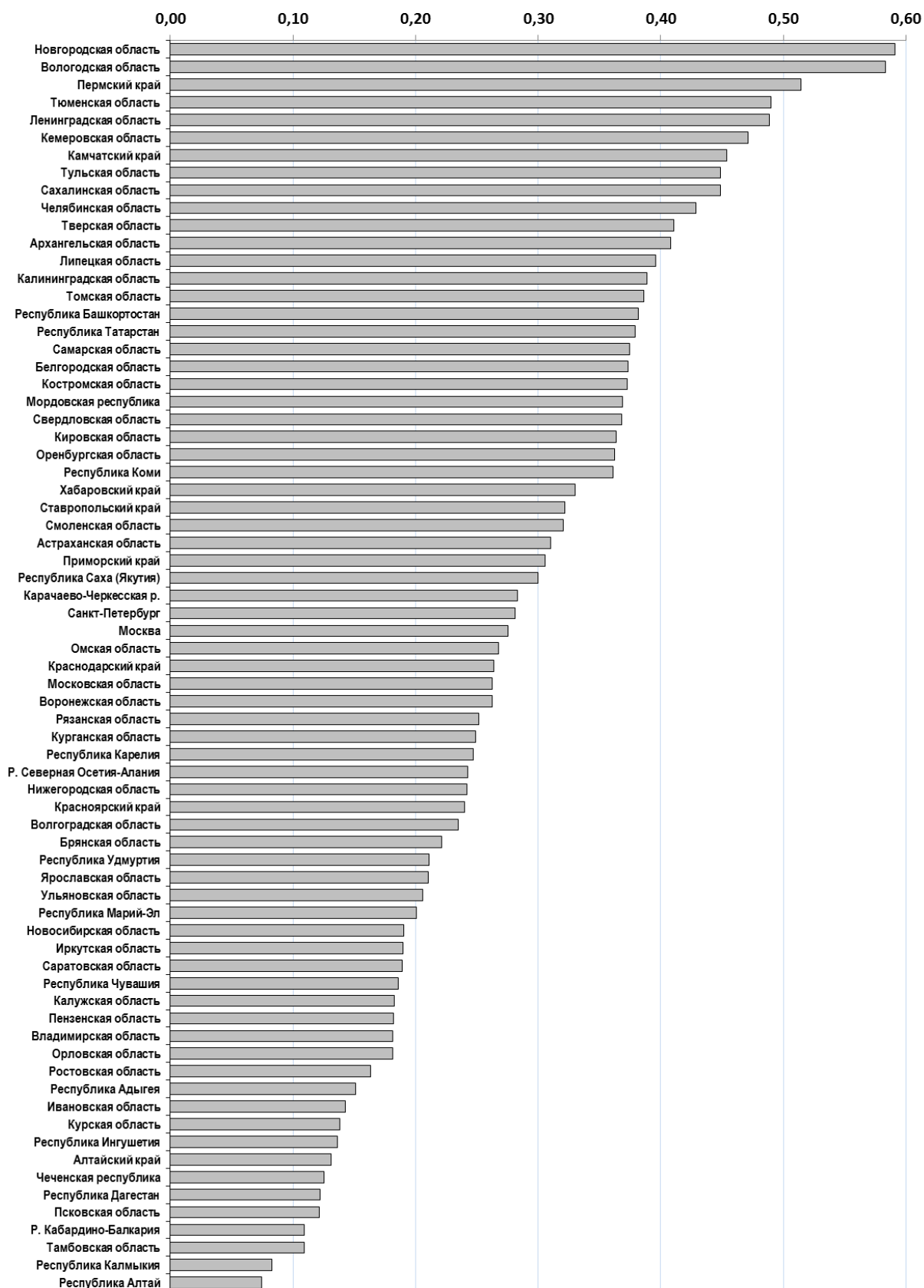
## Приложение Р

Графики посуточных показателей общего спроса на потребление природного газа и спроса на газ электрическими станциями (систематизировано автором) [164, 173]



## Приложение С

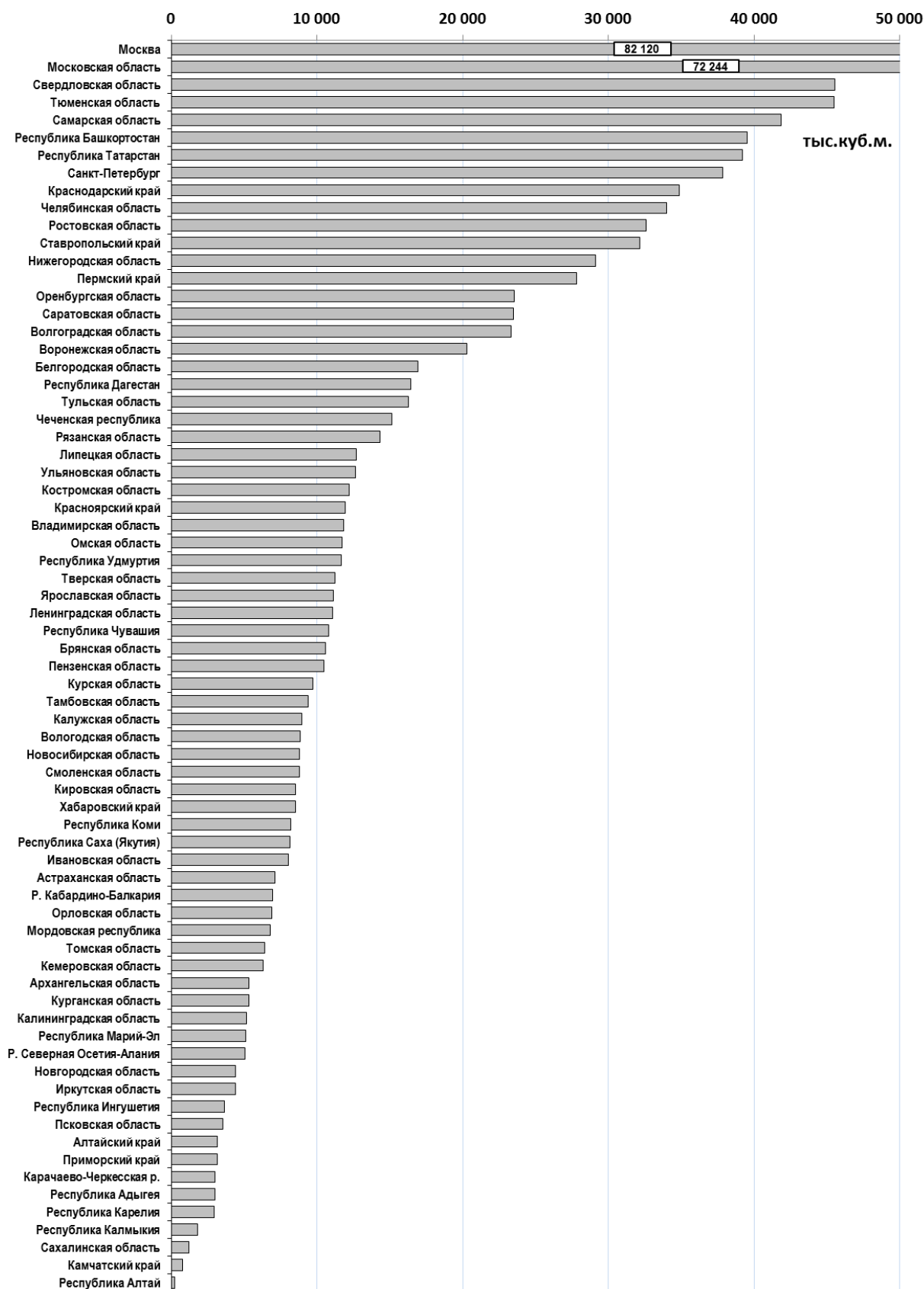
Показатели коэффициентов волатильности годовых нагрузок потребления природного газа для регионов России за 2017 г. (разработано автором) [164, 173]





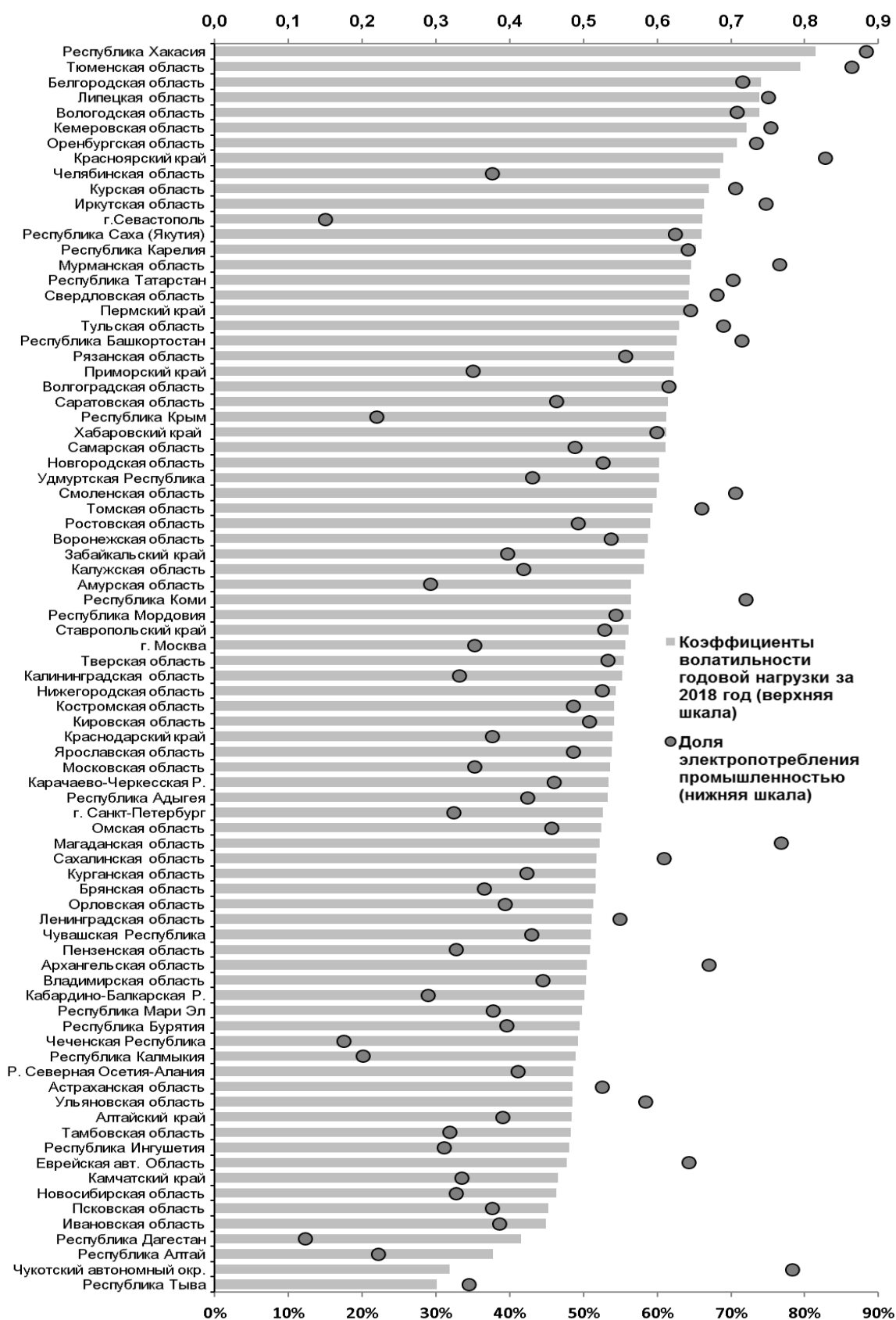
## Приложение Т

Показатели размаха вариации годового графика изменения спроса на потребление природного газа регионов за 2017 г. (разработано автором) [164, 173]



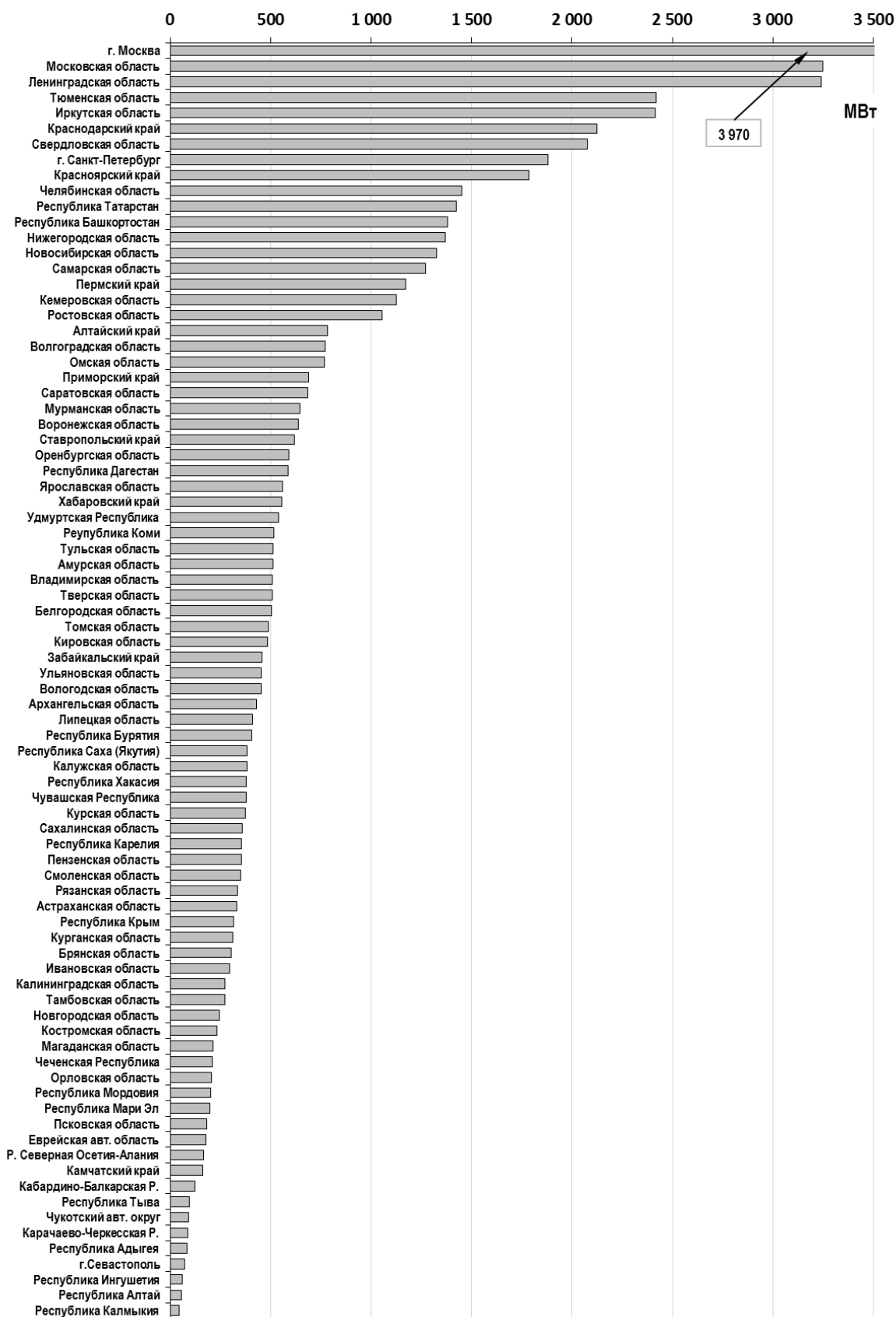
## Приложение У

Коэффициенты волатильности годовой нагрузки для регионов России и доля электропотребления промышленностью за 2018 г. (разработано автором) [169]



## Приложение Ф

Показатели размаха вариации годового графика изменения спроса на электропотребление регионов за 2018 г. (разработано автором) [169]



## Приложение X

Влияние различных факторов на коэффициент продолжительности годовых графиков нагрузки регионов (разработано автором) [238]

	Средне- месячная темпера- тура января 2018 г.	Средне- месячная темпера- тура июля 2018 г.	Размах температур между январем и июлем 2018 г.	Доля электропо- требления промыш- ленностью в регионе (%)	Доля электропо- требления населе- нием в регионе (%)	Общий объем потребле- ния электроэ- нергии регионом
Коэффициент рангов Спирмена						
Коэффициенты волатильности годовой нагрузки регионов	0,317	0,292	-0,247	-0,831	0,761	-0,718

Влияние различных факторов на коэффициент заполнения почасового суточного графика электрической нагрузки регионов (разработано автором) [238]

	Средне- месячная темпера- тура января 2018 г.	Средне- месячная темпера- тура июля 2018 г.	Размах температур между январем и июлем 2018 г.	Доля электропо- требления про- мышлен- ностью в регионе (%)	Доля электропо- требления населе- нием в регионе (%)	Общий объем потреб- ления электроэ- нергии регионом
Коэффициент ранговой корреляции Спирмена						
Коэффициенты заполнения почасовых суточных графиков нагрузки регионов января 2018 года	-0,361	-0,322	0,281	0,788	-0,680	0,624
Коэффициенты заполнения почасовых суточных графиков нагрузки регионов июля 2018 года	-0,355	-0,291	0,338	0,841	-0,742	0,708

## Приложение Ц

Интегральные показатели максимума энергосистемы и коэффициента цены электрической мощности в регионах России (разработано автором [92])

№ пп	Группы	Регионы России	$I_{цикл}^{регион i}$	$I_{max}^{регион i}$	$I_{прогн\_час}^{регион}$	$K_{мес}^M$ регион $i$	
1	Группа 1	Подгруппа 1.1	Ставропольский край	0,976	0,653	0,638	1,302
2			Ростовская область	1,832	1,107	2,028	1,156
3			Ленинградская область	1,446	1,645	2,380	1,131
4			Республика Калмыкия	1,039	1,024	1,064	1,081
5			Краснодарский край	0,986	0,966	0,953	1,078
6			Рязанская область	1,123	1,343	1,509	1,077
7			Ярославская область	1,202	1,216	1,462	1,061
8			Тюменская область	1,727	1,453	2,510	1,050
9			Воронежская область	1,798	1,214	2,183	1,049
10			Республика Алтай	1,289	0,962	1,239	1,046
11			Владимирская область	1,179	1,051	1,239	1,040
12			Московская область	0,535	1,056	0,565	1,037
13			Ульяновская область	1,962	1,142	2,241	1,032
14			Кемеровская область	0,806	0,648	0,522	1,030
15		Подгруппа 1.2	Республика Хакасия	2,288	0,996	2,279	0,987
16			Приморский край	1,660	0,628	1,043	0,925
17			Калининградская область	0,374	1,156	0,432	0,856
18			Республика Северная Осетия	0,142	0,214	0,030	0,791
19			Республика Дагестан	0,253	0,217	0,055	0,715
20			Республика Ингушетия	0,530	0,295	0,156	0,691
21			Карачаево-Черкесская Республика	0,565	0,792	0,448	0,643
22			Чеченская Республика	0,450	0,239	0,108	0,604
23			Республика Коми	1,147	1,312	1,505	0,601
24			Кабардино-Балкарская Республика	0,509	0,272	0,139	0,577
25	Группа 2	Подгруппа 2.1	Республика Бурятия	1,864	1,605	2,992	1,388
26			Томская область	2,854	1,791	5,110	1,113
27			Липецкая область	2,612	1,760	4,598	1,106
28			Чувашская Республика	2,455	2,373	5,827	1,097
29			Ивановская область	2,110	2,031	4,284	1,090
30			Орловская область	1,829	2,619	4,791	1,082
31			Республика Башкортостан	2,324	1,564	3,634	1,077
32			Тамбовская область	2,442	1,711	4,179	1,063
33			Республика Карелия	1,676	2,286	3,830	1,059
34			Оренбургская область	3,401	1,604	5,456	1,058
35			Пермский край	2,343	1,851	4,337	1,055

## Окончание приложения Ц

№ пп	Группы	Регионы России	$I_{цикл}^{регион i}$	$I_{тах}^{регион i}$	$I_{прогн\_час}^{регион}$	$K_{мес}^{M регион i}$			
36	Группа 2	Подгруппа 2.1	Астраханская область	2,643	0,955	2,525	1,052		
37			Белгородская область	2,245	1,901	4,268	1,045		
38			Мурманская область	2,101	1,876	3,942	1,045		
39			Костромская область	1,993	2,219	4,422	1,042		
40			Нижегородская область	1,990	2,009	3,998	1,041		
41			Удмуртская Республика	2,158	1,547	3,338	1,038		
42			Кировская область	2,347	1,247	2,928	1,037		
43			Республика Татарстан	1,960	2,579	5,055	1,037		
44			Республика Мари Эл	2,274	1,894	4,306	1,036		
45			Волгоградская область	1,892	1,532	2,898	1,030		
46			Саратовская область	3,494	1,567	5,476	1,030		
47			П-г. 2.2	Красноярский край	2,475	1,971	4,878	0,999	
48					Амурская область	2,733	1,697	4,638	0,907
49			Группа 3	Подгруппа 3.1	Курганская область	3,008	3,227	9,708	1,413
50	Вологодская область	2,871			2,862	8,217	1,207		
51	Забайкальский край	2,767			2,236	6,186	1,176		
52	Новосибирская область	4,277			2,188	9,359	1,104		
53	Свердловская область	2,628			2,329	6,120	1,075		
54	Тульская область	2,469			2,677	6,609	1,070		
55	Челябинская область	3,514			2,705	9,505	1,068		
56	Алтайский край	4,635			2,239	10,375	1,063		
57	Смоленская область	2,952			2,716	8,016	1,061		
58	Новгородская область	4,278			2,763	11,821	1,059		
59	Псковская область	4,918			3,208	15,775	1,056		
60	Калужская область	3,580			3,330	11,922	1,053		
61	Тверская область	3,263			2,736	8,927	1,045		
62	Брянская область	3,863			2,864	11,065	1,040		
63	Курская область	4,086			2,419	9,884	1,039		
64	Пензенская область	3,182			2,544	8,095	1,033		
65	Самарская область	4,434			2,980	13,213	1,032		
66	Республика Мордовия	3,237			2,609	8,446	1,032		
67	Подгруппа 3.2	Иркутская область			3,998	2,585	10,334	0,987	
68					Омская область	2,879	2,789	8,029	0,978
69					Еврейская авт. область	4,104	4,264	17,500	0,898
70					Архангельская область	3,602	1,983	7,141	0,858
71					Хабаровский край	4,262	2,641	11,258	0,846
72					Респ. Саха (Якутия)	3,434	1,772	6,085	0,600
73					Республика Тыва	3,979	2,072	8,244	0,528

## Приложение Ч

Инструменты управления спросом, действующие в рамках современных тарифов  
оптового и розничного рынков электроэнергии (разработано автором) [78]

№ п/п	Инструмент	Описание инструмента	Достоинства и недостатки
1	Система одноставочных тарифов, дифференцированных по зонам суток	<p>Тарифы, дифференцированные по зонам суток, были введены в России с момента ввода в эксплуатацию интервальных приборов учета электроэнергии (2002–2003 гг.).</p> <p>Тарифы разделяются на двухзонные (зоны: пиковая и ночная) и трехзонные (зоны: пиковая, полупиковая и ночная). Каждая зона представляет собой интервал времени, соответствующего форме суточного графика нагрузки. Интервалы зон утверждаются на год вперед и варьируются в соответствии с сезонностью изменения суточной нагрузки.</p> <p>Для каждой зоны формируется отдельный одноставочный тариф. Тариф зоны «пик» существенно выше тарифов зоны «полупик» и «ночь» (в некоторых регионах разница может составлять от 20 до 50%).</p> <p>Данная категория тарифов создана для типов потребителей электроэнергии, способных переносить электропотребление на ночной период</p>	<p>Достоинства:</p> <p>а) дает реальную экономию потребителям электрической энергии при переносе нагрузок на ночное время.</p> <p>Недостатки:</p> <p>а) применяется только на розничном рынке электроэнергии;</p> <p>б) применяется только потребителями с присоединенной мощностью до 670 кВА, доля которых невелика;</p> <p>в) применяется не только для рабочих, но и для выходных дней;</p> <p>г) тарифы предназначены только для потребителей, имеющих исключительно ночной характер работы. Из-за завышения тарифов для периодов «пик» даже небольшое потребление днем может привести к отрицательной экономии</p>

## Продолжение приложения Ч

№ п/п	Инструмент	Описание инструмента	Достоинства и недостатки
2	Почасовая дифференциация цен на электрическую энергию, обращаемую на «Рынке на сутки вперед»	Цены рынка на сутки вперед рассчитываются для каждого часа суток. В результате дифференциации спроса на электропотребление в почасовом разрезе рыночные цены на электрическую энергию в пиковые часы выше цен в часы минимума. Разница доходит до 50%. При переносе электрических нагрузок с пиковых часов конечный потребитель получает экономию затрат на электропотребление	Достоинства: а) дает реальную экономию потребителям электрической энергии при переносе нагрузок с пиковых часов; б) пиковые периоды суток цикличны и поддаются прогнозированию. Недостатки: а) небольшая доля цен «Рынка на сутки вперед» в общей структуре затрат на электроэнергию
3	Различие цен на электрическую энергию между рабочими и выходными днями на «Рынке на сутки вперед»	Цены рынка на сутки вперед в выходные и праздничные дни из-за снижения спроса на электропотребление ниже цен в рабочие дни	Преимущества: а) дает реальную экономию потребителям электрической энергии при переносе нагрузок на выходные дни. Недостатки:
4	Расчет величины обязательств по покупке электрической мощности на оптовом и розничном рынках на основе фактического часа суточного максимума региональной энергосистемы	Величина обязательств по покупке электрической мощности рассчитывается на основе значения электропотребления в пиковые часы работы энергосистемы. Переноса часть нагрузки с периода пиковых часов суток, потребитель электроэнергии экономит на затратах по оплате электрической мощности	Преимущества: а) дает реальную экономию оплаты электрической мощности. Недостатки: а) сложность прогнозирования часов суточного максимума региональной энергосистемы; б) выравнивает спрос на электропотребление лишь в небольшом диапазоне часов суток
5	Расчет величины обязательств по покупке мощности на оптовом и розничном рынках только на основе расчета показателей рабочих дней	Расчет величины обязательств по покупке электрической мощности производится только на основе показателей электропотребления в рабочие дни	Преимущества: а) дает реальную экономию оплаты электрической мощности при переносе нагрузок на выходные дни. Недостатки: а) сложность переноса производственных процессов на выходные дни; б) возрастание затрат предприятий на оплату труда при работе в выходные дни



## Продолжение приложения Ч

№ п/п	Инструмент	Описание инструмента	Достоинства и недостатки
6	Выбор одноставочных либо двухставочных тарифов на оплату услуги по передаче электрической энергии	Потребителям электрической энергии при оплате услуг по передаче электрической энергии дается возможность выбора типа тарифа: одноставочный либо двухставочный. Двухставочный тариф является выгодным для применения потребителями, способными снижать потребление в часы пиковых нагрузок энергосистемы	<p>Преимущества:</p> <p>а) дает реальную экономию потребителям на оплате услуг по передаче при переносе нагрузок на часы минимума и на выходные дни.</p> <p>Недостатки:</p> <p>а) сложность переноса производственных процессов на часы минимума;</p> <p>б) существенная дифференциация тарифов между регионами РФ обуславливает неэффективность данного инструмента в некоторых регионах России</p>
7	Расчет величины обязательств за услуги по передаче электроэнергии на основе плановых часов пиковой нагрузки	Расчет величины обязательств за услуги по передаче электрической энергии производится на основе значений электропотребления в периоды плановых часов пиковой нагрузки, которые формируются в дневные периоды суток	<p>Преимущества:</p> <p>а) дает реальную экономию потребителям на оплате услуг по передаче при переносе нагрузок на часы минимума.</p> <p>Недостатки:</p> <p>а) сложность переноса производственных процессов на часы минимума;</p> <p>б) существенная дифференциация тарифов между регионами РФ обуславливает неэффективность данного инструмента в некоторых регионах России</p>
8	Расчет величины обязательств за услуги по передаче электроэнергии только на основе расчета показателей рабочих дней	Расчет величины обязательств за услуги по передаче электрической энергии производится на основе значений электропотребления только в рабочие дни	<p>Преимущества:</p> <p>а) дает реальную экономию потребителям на оплате услуг по передаче при переносе нагрузок на выходные дни.</p> <p>Недостатки:</p> <p>а) сложность переноса производственных процессов на выходные дни;</p> <p>б) существенная дифференциация тарифов между регионами РФ обуславливает неэффективность данного инструмента в некоторых регионах России</p>

## Продолжение приложения Ч

№ п/п	Инструмент	Описание инструмента	Достоинства и недостатки
9	Отсутствие системы штрафных санкций за недоиспользование максимальной мощности при расчете обязательств по оплате за услуги по передаче электроэнергии	Практика различных стран мира показывает наличие штрафных санкций за недоиспользование электросетевых мощностей, заявленных потребителем в момент подключения к электрическим сетям. Штрафные санкции за недоиспользование максимальной мощности призваны использовать пропускные способности электрических сетей максимально эффективно. В России штрафные санкции за недоиспользование максимальной мощности не применяются	Преимущества: а) дает возможность без финансовых последствий снижать электропотребление в любых диапазонах
10	Отсутствие системы контроля превышения потребляемой и заявленной мощности, особенно в ночные часы	Практика работы энергосбытовых компаний показывает отсутствие системы контроля электропотребления промышленных потребителей в части превышения заявленной и максимальной мощностей. Указанное обстоятельство позволяет промышленным потребителям беспрепятственно завышать электропотребление в процессе управления собственным спросом	Преимущества: а) дает возможность без финансовых последствий завышать электропотребление в наиболее экономически выгодные периоды.  Недостатки: а) негативно влияет на устойчивость работы электроэнергетической системы
11	Естественное снижение цен на электрическую энергию, обращаемую на «Рынке на сутки вперед», вследствие снижения спроса в пиковые часы	Снижение спроса на электропотребление в пиковые часы работы электроэнергетических систем естественным образом влияет на снижение цен «Рынка на сутки вперед», что также выражается в положительном эффекте для всех потребителей электроэнергетической системы, потребляющих электрическую энергию в часы «максимум»	Преимущества: а) дает возможность потребителям дополнительно снижать затраты на электропотребление.  Недостатки: а) слабое влияние поведения отдельного потребителя на цены «Рынка на сутки вперед»

## Окончание приложения Ч

№ п/п	Инструмент	Описание инструмента	Достоинства и недостатки
11	Естественное снижение цен на электрическую энергию, обращаемую на «Рынке на сутки вперед», вследствие снижения спроса в пиковые часы	Снижение спроса на электропотребление в пиковые часы работы электроэнергетических систем естественным образом влияет на снижение цен «Рынка на сутки вперед», что также выражается в положительном эффекте для всех потребителей электроэнергетической системы, потребляющих электрическую энергию в часы «максимум»	<p>Преимущества:</p> <p>а) дает возможность потребителям дополнительно снижать затраты на электропотребление.</p> <p>Недостатки:</p> <p>а) слабое влияние поведения отдельного потребителя на цены «Рынка на сутки вперед»</p>
12	Слабое влияние на рост цен «Рынка на сутки вперед» вследствие повышения электрических нагрузок в ночные часы суток	Повышение электрической нагрузки в ночные часы работы электроэнергетических систем в процессе управления спросом имеет низкое влияние на возможность завышения цен «Рынка на сутки вперед». Это происходит вследствие переизбытка предложения генерирующих мощностей в ночные часы суток, особенно в период отопительного сезона. Таким образом, перенос электрических нагрузок на ночные часы суток не приводит к завышению затрат, связанных с ростом цен	<p>Преимущества:</p> <p>а) дает возможность потребителям переносить электрические нагрузки на ночные часы суток без экономических последствий</p>

## Приложение Ш

Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий управления комплексным спросом для объектов исследуемого металлургического предприятия (разработано автором)

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
1. Закуп электроэнергии					
1.1	Месячное потребление электроэнергии	МВт*ч	24 344	24 344	0
1.2	Величина оплачиваемой электрической мощности	МВт в мес.	33,5	28,5	-5,0
1.3	Величина обязательств по оплате составляющей ставки за содержание электрических сетей в составе тарифа на передачу	МВт в мес.	34,7	29,7	-5,0
1.4	Стоимость закупа компонента электрической энергии	тыс.руб.	32 597	31 749	-848
1.5	Стоимость закупа компонента электрической мощности	тыс.руб.	25 022	21 286	-3 736
1.6	Стоимость оплаты компонента услуги по передаче	тыс.руб.	49 999	43 269	-6 729
1.7	Стоимость затрат на оплату закупа электроэнергии на балансирующем рынке до и после корректировок планового графика спроса с учетом прогнозов соотношений Црsv и Цбр	тыс.руб.	2 475	1 369	-1 106
1.8	Общая стоимость закупа электроэнергии	тыс.руб.	110 092	97 673	-12 419
1.9	Средний тариф закупа электроэнергии	руб./кВт ч	4,52	4,01	-0,51
1.10	Средний тариф закупа электроэнергии	%	100,0	88,7	-11,3

## Продолжение приложения Ш

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
1.11	Операционные затраты на обеспечение ценозависимого управления потреблением электроэнергии				
1.12	Выплата заработной платы сотрудникам электролизного участка за работу в ночные смены	тыс.руб.	0	300	300
1.13	Годовой эффект от ценозависимого управления потреблением электроэнергии				
1.14	Общие годовые затраты на закуп электроэнергии	тыс.руб.	1 321 109	1 175 678	-145 430
1.15	Общие годовые затраты на закуп электроэнергии	%	100,0	89,0	-11,0
2. Закуп природного газа					
2.1	Месячный объем потребления газа	тыс.куб. м	1 309	1 090	-219
2.2	Договорной месячный объем потребления газа	тыс.куб. м	1 000	1 000	0
2.3	Договорной суточный объем потребления газа	тыс.куб. м	32	32	0
2.4	Нештрафуемое значение увеличения суточного потребления газа	тыс.куб. м	3,2	3,2	0
2.5	Увеличение потребления газа сверх договорных лимитов	тыс.куб. м	209	0	-209
2.6	Тариф на закуп газа в рамках договорных лимитов	руб./куб. м	5,75	5,75	0,00
2.7	Тариф на закуп газа сверх договорных лимитов	руб./куб. м	8,62	8,62	0,00
2.8	Стоимость закупа газа в рамках договорных лимитов	тыс.руб.	6 320	6 320	0
2.9	Стоимость закупа газа сверх договорных лимитов	тыс.руб.	1 801	0	-1 801
2.10	Общая стоимость закупа газа	тыс.руб.	8 120	6 320	-1 801
2.11	Средний тариф закупа газа	руб./тыс. куб.м	6,20	5,80	-0,41
2.12	Средний тариф закупа газа	%	100,0	93,4	-6,6

## Продолжение приложения Ш

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
2.13	Годовой эффект от ценозависимого управления потреблением газа				
2.14	Общие годовые затраты на закуп газа (за период отопительного сезона)	тыс.руб.	48 722	37 917	-10 805
2.15	Общие годовые затраты на закуп газа (за период отопительного сезона)	%	100,0	77,8	-22,2
3. Общий годовой эффект от ценозависимого управления потреблением электроэнергии и природного газа					
3.1	Общие годовые затраты на закуп энергоресурсов	тыс.руб.	1 369 831	1 213 595	-156 236
3.2	Общие годовые затраты на закуп энергоресурсов	%	100,0	88,6	-11,4

## Приложение Щ

Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий управления комплексным спросом для исследуемого машиностроительного предприятия  
(разработано автором)

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
1. Закуп электроэнергии					
1.1	Месячное потребление электроэнергии	МВт*ч	4 987	4 987	0
1.2	Величина оплачиваемой электрической мощности	МВт в мес.	13,0	9,8	-3,2
1.3	Величина обязательств по оплате составляющей ставки за содержание электрических сетей в составе тарифа на передачу	МВт в мес.	13,02	9,82	-3,2
1.4	Стоимость закупа компонента электрической энергии	тыс.руб.	7 890	7 118	-771
1.5	Стоимость закупа компонента электрической мощности	тыс.руб.	10 324	7 787	-2 537
1.6	Стоимость оплаты компонента услуги по передаче	тыс.руб.	17 765	13 610	-4 155
1.7	Стоимость затрат на оплату закупа электроэнергии на балансирующем рынке после увеличения точности прогноза	тыс.руб.	1 079	634	-445
1.8	Общая стоимость закупа электроэнергии	тыс.руб.	37 058	29 150	-7 909
1.9	Средний тариф закупа электроэнергии	руб./кВтч	7,43	5,85	-1,59
1.10	Средний тариф закупа электроэнергии	%	100,0	78,7	-21,3

## Продолжение приложения Щ

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
1.11	Операционные затраты на обеспечение ценозависимого управления потреблением электроэнергии				
1.12	Выплата заработной платы сотрудникам участка печей закали за работу в вечернее время и выходные дни	тыс.руб.	0	800	800
1.13	Годовой эффект от ценозависимого управления потреблением электроэнергии				
1.14	Общие годовые затраты на закуп электроэнергии	тыс.руб.	444 697	359 395	-85 302
1.15	Общие годовые затраты на закуп электроэнергии	%	100,0	80,8	-19,2
2. Закуп природного газа					
2.1	Месячный объем потребления газа	тыс.куб.м	409	409	0
2.2	Договорной месячный объем потребления газа	тыс.куб.м	350	350	0
2.3	Договорной суточный объем потребления газа	тыс.куб.м	12	12	0
2.4	Нештрафуемое значение увеличения суточного потребления газа	тыс.куб.м	1,2	1,2	0
2.5	Увеличение потребления газа сверх договорных лимитов	тыс.куб.м	100	0	-100
2.6	Тариф на закуп газа в рамках договорных лимитов	руб./куб.м	5,91	5,91	0,00
2.7	Тариф на закуп газа сверх договорных лимитов	руб./куб.м	8,87	8,87	0,00
2.8	Стоимость закупа газа в рамках договорных лимитов	тыс.руб.	1 827	1 827	0
2.9	Стоимость закупа газа сверх договорных лимитов	тыс.руб.	887	0	-887
2.10	Общая стоимость закупа газа	тыс.руб.	2 714	1 827	-887
2.11	Средний тариф закупа газа	руб./тыс.куб.м	6,63	4,47	-2,17
2.12	Средний тариф закупа газа	%	100,0	67,3	-32,7



## Окончание приложения Щ

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
2.13	Операционные затраты на обеспечение ценозависимого управления потреблением газа				
2.14	Выплата заработной платы сотрудникам литейного цеха за работу в вечернее время	тыс.руб.	0	600	600
2.15	Годовой эффект от ценозависимого управления потреблением газа				
2.16	Общие годовые затраты на закуп газа	тыс.руб.	32 566	21 928	-10 638
2.17	Общие годовые затраты на закуп газа	%	100,0	67,3	-32,7
3. Общий годовой эффект от ценозависимого управления потреблением электроэнергии и природного газа					
3.1	Общие годовые затраты на закуп энергоресурсов	тыс.руб.	477 264	381 323	-95 940
3.2	Общие годовые затраты на закуп энергоресурсов	%	100,0	79,9	-20,1

## Приложение Э

Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий управления комплексным спросом для исследуемого предприятия цементной промышленности (разработано автором)

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
1. Закуп электроэнергии					
1.1	Месячное потребление электроэнергии	МВт*ч	5 208	5 239	31
1.2	Величина оплачиваемой электрической мощности	МВт в мес.	14,0	8,5	-5,5
1.3	Величина обязательств по оплате составляющей ставки за содержание электрических сетей в составе тарифа на передачу	МВт в мес.	14	8,5	-5,5
1.4	Стоимость закупа компонента электрической энергии	тыс.руб.	5 902	5 686	-217
1.5	Стоимость закупа компонента электрической мощности	тыс.руб.	10 911	6 625	-4 287
1.6	Стоимость оплаты компонента услуги по передаче	тыс.руб.	22 848	13 987	-8 861
1.7	Стоимость затрат на оплату закупа электроэнергии на балансирующем рынке после увеличения точности прогноза	тыс.руб.	1 293	772	-521
1.8	Общая стоимость закупа электроэнергии	тыс.руб.	39 662	26 297	-13 365
1.9	Средний тариф закупа электроэнергии	руб./кВтч	7,62	5,02	-2,60
1.10	Средний тариф закупа электроэнергии	%	100,0	65,9	-34,1

## Продолжение приложения Э

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
1.11	Операционные затраты на обеспечение ценозависимого управления потреблением электроэнергии				
1.12	Выплата заработной платы сотрудникам мельниц производства цемента за работу в ночные смены и в выходные дни	тыс.руб.	0	2 500	2 500
1.13	Годовой эффект от ценозависимого управления потреблением электроэнергии				
1.14	Общие годовые затраты на закуп электроэнергии	тыс.руб.	475 944	345 565	-130 379
1.15	Общие годовые затраты на закуп электроэнергии	%	100,0	72,6	-27,4
2. Закуп природного газа					
2.1	Месячный объем фактического потребления газа	тыс.куб.м	1 485	1 485	0
2.2	Месячный договорной объем потребления газа	тыс.куб.м	900	900	0
2.3	Месячный объем потребления газа по ценам в рамках лимитов	тыс.куб.м	990	990	0
2.4	Месячный объем потребления газа по сверхлимитным ценам	тыс.куб.м	495	0	-495
2.5	Месячный объем потребления газа на товарно-сырьевой бирже	тыс.куб.м	0	495	495
2.6	Договорной суточный объем потребления газа	тыс.куб.м	30	30	0
2.7	Нештрафуемое значение увеличения суточного потребления газа	тыс.куб.м	3,0	3,0	0
2.8	Фактическое среднесуточное потребление газа	тыс.куб.м	67,5	47,9	-20
2.9	Фактическое среднесуточное потребление газа по договору с региональным поставщиком	тыс.куб.м	67,5	32,9	-35
2.10	Фактический суточный закуп газа на товарно-сырьевой бирже	тыс.куб.м	0,0	15,0	15

## Окончание приложения Э

№ пп	Параметр	Ед. изм.	Параметры базового варианта работы	Параметры варианта работы после корректировки	Полученный эффект
2.11	Увеличение суточного потребления газа сверх договорных лимитов	тыс.куб.м	35	0	-35
2.12	Тариф на закуп газа в рамках договорных лимитов	руб./куб.м	6,22	6,22	0,00
2.13	Тариф на закуп газа сверх договорных лимитов	руб./куб.м	9,33	9,33	0,00
2.14	Тариф на закуп газа на товарно-сырьевой бирже	руб./куб.м	6,02	6,02	0,00
2.15	Месячная стоимость закупа газа в рамках договорных лимитов	тыс.руб.	6 158	6 158	0
2.16	Месячная стоимость закупа газа сверх договорных лимитов	тыс.руб.	4 622	0	-4 622
2.17	Месячная стоимость закупа газа на товарно-сырьевой бирже	тыс.руб.	0	2 983	2 983
2.18	Месячная стоимость закупа газа общая	тыс.руб.	10 780	9 140	-1 640
2.19	Средний тариф закупа газа	руб./тыс.куб.м	7,26	6,15	-1,10
2.20	Средний тариф закупа газа	%	100,0	84,8	-15,2
2.21	Операционные затраты на обеспечение ценозависимого управления потреблением электроэнергии				
2.22	Выплата месячной заработной платы сотрудникам цеха обжига сырья за работу в вечерние смены и в выходные дни	тыс.руб.	0	500	500
2.23	Годовой эффект от ценозависимого управления потреблением газа				
2.24	Общие годовые затраты на закуп газа	тыс.руб.	129 363	115 684	-13 679
2.25	Общие годовые затраты на закуп газа	%	100,0	89,4	-10,6
3. Общий годовой эффект от ценозависимого управления потреблением электроэнергии и природного газа					
3.1	Общие годовые затраты на закуп энергоресурсов	тыс.руб.	605 307	461 249	-144 058
3.2	Общие годовые затраты на закуп энергоресурсов	%	100,0	76,2	-23,8

## Приложение Ю

Факторы, усложняющие внедрение модели управления спросом в операционную деятельность промышленных предприятий (разработано автором) [9]

№ п/п	Факторы	Описание
1	Необходимость управления графиками работы электропотребляющего и газопотребляющего оборудования как отдельных производственных объектов, так и объектов, действующих в комплексе	Управление графиками работы электропотребляющего и газопотребляющего оборудования в заданных величинах и диапазонах часто вызывает трудности на объектах промышленных предприятий
2	Необходимость управления графиками работы неэнергопотребляющего оборудования, действующего в единой технологической цепочке	При изменении графиков работы энергопотребляющего оборудования с целью управления спросом на электропотребление необходимо перестраивать графики работы неэнергопотребляющего оборудования, действующего в единой технологической цепочке предприятия, что усложняет задачу управления спросом
3	Гибкое изменение графиков работы персонала	В случае изменения графиков работы оборудования необходимо изменять графики работы персонала, что связано с дополнительными затратами на оплату труда, например, оплату труда в выходные дни
4	Изменение логистической цепочки поставок сырья и материальных ресурсов	В случае управления графиками процессов производства необходимо вводить управление изменениями не только на уровне технологических цепочек, но и на уровне снабжения и отгрузки продукции
5	Совершенствование системы планирования на предприятии	В случае введения системы управления спросом на энергопотребление необходимо совершенствовать существующие системы планирования на предприятии, учитывая возможность оперативных изменений в графиках работы оборудования
6	Учет влияния изменения спроса на энергопотребление на параметры потребления других энергоресурсов	Изменение графиков работы производственного оборудования предприятия с целью выравнивания графиков спроса на потребление электроэнергии может привести к возрастанию стоимости закупок других энергоресурсов, например, закупок сверхлимитных объемов природного газа

## Окончание приложения Ю

№ п/п	Факторы	Описание
7	Повышение требований к системе контроля технологических режимов производства с целью достижения заданного качества продукции в условиях непрерывных изменений	Изменения графиков работы производственного оборудования могут повлиять на снижение качества технологических режимов, что в свою очередь приведет к возрастанию производственного брака
8	Глубокая автоматизация и цифровизация, направленная на повышение качества контроля и управления процессами производства и управления спросом	Для достижения высоких показателей управления спросом, в особенности в масштабах отдельных промышленных предприятий, требуется высокий уровень оснащения средствами учета, контроля и управления энергопотреблением
9	Оперативное моделирование как экономических, так и технологических параметров процессов производства, способных проводить расчет экономических последствий от вводимых изменений	Для достижения высокого качества управления спросом требуется высокая скорость в принятии управленческих решений, которые базируются на получении своевременной, полной и достоверной информации
10	Необходимость вовлечения всех структурных подразделений предприятия в решение задачи управления спросом	Учитывая комплексность выполняемых изменений в масштабах предприятий в процессе управления спросом на потребление электроэнергии, в повседневных задачах управления спросом должны принимать участие все службы предприятия, от служб снабжения и сбыта до технологов и руководителей производств
11	Синхронизация сигналов рынка электроэнергии и поставок природного газа и изменений режимов работы оборудования предприятия	Учитывая то, что базовой основой технологии управления спросом является среда энергетических рынков, персоналу предприятия необходимо обладать компетенциями в области анализа и прогнозирования энергорыночных параметров
12	Повышение технологических, экономических, производственных рисков деятельности предприятия	Постоянные изменения, которые вводятся в повседневные графики работы производственных предприятий, неизбежно приводят к повышению рисков увеличения себестоимости производства, рисков возникновения брака и рисков сбоев процессов производства

## Приложение Я

Перечень таблиц, приведенных в работе (составлено автором)

Номер таблицы	Наименование таблицы	Параграф	Страница
1.1	Показатели общемировых рейтингов ТЭК и экономики России за периоды 1990 и 2015 гг.	1.1	29
1.2	Основные группы мероприятий, направленных на повышение энергетической эффективности, используемые в мировой практике	1.1	39
1.3	Характеристики волатильности спроса на потребление электроэнергии некоторыми странами мира за 2017 г.	1.2	54
1.4	Характеристики магистральной электросетевой инфраструктуры некоторых стран мира за 2017 г.	1.2	56
1.5	Эффекты от управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях	1.2	63
2.1	Зависимость капиталовложений в добычу и транспорт газа от неравномерности газопотребления	2.3	141
2.2	Топливный баланс котельных в 1965–1970 гг.	2.3	143
2.3	Классификация программ Demand Response	2.4	167
2.4	Характеристики программ управления спросом, действующих по странам мира	2.4	169
3.1	Состав факторов, ограничивающих развитие управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России	3.1	184
3.2	Требования к управлению комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России	3.1	192

## Продолжение приложения Я

Номер таблицы	Наименование таблицы	Параграф	Страница
3.3	Функции каждого уровня механизма управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа	3.2	213
3.4	Учет разработанных принципов в процессе разработки механизма и методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России	3.2	219
3.5	Структура системы методов управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России	3.3	224
3.6	Применение различных периодов выполнения прогноза в процессе управления комплексным спросом	3.3	227
3.7	Применение различных интервалов динамического ряда параметров спроса в процессе управления комплексным спросом	3.3	229
4.1	Состав факторов, влияющих на волатильность спроса на электроэнергию и природной газ на уровне регионов	4.1	258
4.2	Ранжирование регионов группы с наибольшей перспективностью внедрения управления комплексным спросом	4.1	270
4.3	Пример цен поставки электрической мощности на розничном рынке электроэнергии для некоторых регионов России	4.2	274
4.4	Эффект от применения механизмов ценозависимого управления затратами по компоненту электрической мощности	4.2	292
4.5	Матрица принятия решений при реализации стратегии поведения при учете ценовых соотношений	4.3	311



## Окончание приложения Я

Номер таблицы	Наименование таблицы	Параграф	Страница
4.6	Характеристики параметров вариантов тарифов на поставку электроэнергии с розничного и оптового рынков	4.3	312
4.7	Матрица принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп электроэнергии	4.3	314
4.8	Матрица принятия решений по выбору наиболее эффективного варианта тарифа на закуп природного газа	4.3	318
5.1	Расчет экономического эффекта от реализации модели базе интегрирования с системой малой распределенной генерации	5.2	360
5.2	Экономические параметры применения СНЭ в качестве инструмента ценозависимого управления спросом на промышленном предприятии	5.2	371
5.3	Этапы внедрения модели управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа промышленными предприятиями и их характеристики	5.3	377
5.4	Диапазоны возможного снижения спроса на потребление электроэнергии и природного газа различными типами промышленных предприятий	5.3	387

## Приложение АА

## Перечень рисунков, приведенных в работе (составлено автором)

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 1.1 – Изменение мирового спроса на потребление первичных энергетических ресурсов и электроэнергии за период с 1973 до 2016 гг.	1.1	20
Рисунок 1.2 – Рейтинг производства первичных энергетических ресурсов по наиболее энергоемким странам мира в 2016 г. в млн т н. э.	1.1	21
Рисунок 1.3 – Структура мирового спроса на потребление первичных топливно-энергетических ресурсов за 1973 и 2016 гг.	1.1	23
Рисунок 1.4 – Динамика изменения параметров годового потребления электроэнергии и ВВП по ППС мировыми континентами за период 1990–2016 гг.	1.1	24
Рисунок 1.5 – Величина спроса на потребление электроэнергии за 2016 г. и динамика изменения спроса некоторых стран мира за период 1990–2016 гг.	1.1	25
Рисунок 1.6 – Соотношение параметров изменения ВВП (по ППС в ценах 2010 г.) и изменения объемов электропотребления в некоторых странах мира за период 1990–2016 гг.	1.1	27
Рисунок 1.7 – Динамика изменения спроса на потребление топливно-энергетических ресурсов и электроэнергии за период 1990–2016 гг.	1.1	28
Рисунок 1.8 – Динамика изменения энергетических характеристик экономики России за период 1990–2016 гг.	1.1	30
Рисунок 1.9 – Электропотребление на душу населения в странах мира за 2016 г. (за 1 принято значение России)	1.1	32

## Продолжение приложения АА

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 1.10 – Электроёмкость ВВП по ППС стран мира за 2016 г. (за 1 принято значение России)	1.1	34
Рисунок 1.11 – Карта электроёмкости ВВП стран мира (по ППС в ценах 2010 г.). Площадь круга пропорциональна величине душевого потребления электроэнергии в стране	1.1	36
Рисунок 1.12 – Почасовой спрос на электропотребление России за 2017 г.	1.2	43
Рисунок 1.13 – Почасовой график покрытия нагрузки электростанциями, входящими в европейскую ценовую зону оптового рынка России за 01–10.02.2018 г.	1.2	45
Рисунок 1.14 – Помесячный спрос на потребление электроэнергии в странах мира за январь–декабрь 2017 г.	1.2	48
Рисунок 1.15 – Посуточный спрос на потребление электроэнергии в странах мира за календарную неделю 23–29.01.2017 г. и 19–25.06.2017 г.	1.2	49
Рисунок 1.16 – Почасовой спрос на потребление электроэнергии в странах мира за сутки рабочего и выходного дня	1.2	51
Рисунок 1.17 – Годовая продолжительность потребления электроэнергии в странах мира за 2017 г.	1.2	53
Рисунок 1.18 – Структура потребления первичных энергоресурсов в России а) Общая структура потребления первичных энергоресурсов, б) структура потребления природного газа	1.2	57
Рисунок 1.19 – Структура протяжённости электрических сетей в России по классам напряжения	1.2	58

## Продолжение приложения АА

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 1.20 – Доля производства электроэнергии на горючих топливах в странах мира и доля природного газа в используемых горючих топливах	1.2	59
Рисунок 1.21 – Посуточное потребление природного газа электрогенерацией в России за 2016 г.	1.2	61
Рисунок 1.22 – Структура стоимости электроэнергии, закупаемой промышленными предприятиями России	1.3	72
Рисунок 1.23 – Пример почасовых цен на электрическую энергию на оптовом рынке на территории Ленинградской области за период 16–22.07.2018 г.	1.3	74
Рисунок 1.24 – Плановые часы пиковой нагрузки для первой ценовой зоны оптового рынка на 2018 г.	1.3	76
Рисунок 1.25 – Пример формирования величины обязательств по покупке электрической мощности промышленным предприятием	1.3	77
Рисунок 1.26 – Номера часов совмещенного суточного максимума энергосистемы Ленинградской области за рабочие дни 2016 г.	1.3	78
Рисунок 1.27 – Пример формирования величины обязательств по оплате составляющей содержания электрических сетей	1.3	79
Рисунок 1.28 – Почасовые графики электропотребления различных типов промышленных предприятий и крупных потребителей электроэнергии за типовые сутки	1.3	81
Рисунок 1.29 – Примеры посуточных графиков потребления газа для различных типов промышленных предприятий и крупных потребителей природного газа за календарный месяц	1.3	83

## Продолжение приложения АА

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 1.30 – Пример суточных лимитов и посуточного потребления природного газа промышленным предприятием	1.3	86
Рисунок 2.1 – Показатели выработки электроэнергии экономикой СССР и России и этапы развития исследований в области управления спросом	2.2	135
Рисунок 2.2 – Сезонные колебания потребления природного газа на электростанциях СССР в 1970 г.	2.3	144
Рисунок 2.3 – Сезонные колебания транспорта природного газа по магистральным газопроводам СССР в 1965 и 1969 гг.	2.3	145
Рисунок 2.4 – Показатели производства природного газа в СССР и России и этапы развития исследований в области управления спросом	2.3	151
Рисунок 2.5 – Иллюстрации типов конфигураций управления спросом на потребление электроэнергии	2.4	155
Рисунок 2.6 – Классификация направлений demand-side management и инструменты Demand-side response	2.4	158
Рисунок 3.1 – Структурная схема признаков объединения электроэнергетики и газовой промышленности в рамках единого промышленного комплекса	3.1	189
Рисунок 3.2 – Основные движущие и сдерживающие факторы введения системы управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России	3.1	191
Рисунок 3.3 – Концепция управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России	3.1	198
Рисунок 3.4 – Механизм управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа в России на уровне субъектов управления	3.2	208

## Продолжение приложения АА

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 3.5 – Реализация механизма управления комплексным спросом по уровням	3.2	218
Рисунок 3.6 – Цикл управления комплексным спросом на электроэнергию и природный газ	3.3	226
Рисунок 3.7 – Базовая структура метода прогнозирования спроса на потребление электроэнергии и природного газа на различных уровнях	3.3	230
Рисунок 3.8 – Базовая структура метода оценки характеристик волатильности спроса на потребление электроэнергии и природного газа	3.3	232
Рисунок 3.9 – Базовая структура метода прогнозирования ценовых и стоимостных параметров покупаемой электроэнергии и природного газа	3.3	233
Рисунок 3.10 – Структура метода учета параметров ценовых соотношений балансирующего рынка	3.3	235
Рисунок 3.11 – Базовая структура метода выявления целевых типов потребителей для управления спросом в рамках ОЭС, ОСГ и регионов	3.3	237
Рисунок 3.12 – Структура метода управления комплексным спросом на потребление электроэнергии и природного газа на уровне ЕЭС, ЕСГ, ОЭС, ОСГ и регионов	3.3	238
Рисунок 3.13 – Структура метода управления графиками технологических процессов промышленными предприятиями в целях управления комплексным спросом	3.3	240
Рисунок 4.1 – Почасовые суточные графики электропотребления некоторых регионов России за 17.04.2019 г.	4.1	253

## Продолжение приложения АА

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 4.2 – Графики посуточного спроса на потребление электроэнергии некоторых регионов России за 2018 г.	4.1	255
Рисунок 4.3 – Графики посуточного спроса на потребление газа в некоторых регионах России за 2018 г.	4.1	257
Рисунок 4.4 – Карта волатильности регионального спроса на потребление электроэнергии в регионах России	4.1	265
Рисунок 4.5 – Карта волатильности регионального спроса на потребление природного газа в регионах России	4.1	266
Рисунок 4.6 – Матрица регионов России по перспективности внедрения управления комплексным спросом	4.1	268
Рисунок 4.7 – Пример помесечных цен поставки электрической мощности для регионов России в разрезе календарного года	4.2	275
Рисунок 4.8 – Пример суточных графиков нагрузки электроэнергетических систем регионов России за 18 сентября 2018 г.	4.2	278
Рисунок 4.9 – Пример номеров часов максимума Пензенской области и Приморского края за 12 месяцев 2018 г.	4.2	279
Рисунок 4.10 – Доли распределения часов максимума региональных энергосистем регионов России в 2018 г.	4.2	281
Рисунок 4.11 – Модель ценозависимого управления электропотреблением по критерию стоимости электрической мощности	4.2	282

## Продолжение приложения АА

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 4.12 – Значения интегральных показателей цикличности региональной энергосистемы для регионов России за 2018 г.	4.2	285
Рисунок 4.13 – Карта прогнозируемости номера часа суточного максимума энергосистемы в регионах России	4.2	290
Рисунок 4.14 – Интервалы тарифных зон суток для ОЭС Центра и ОЭС Сибири, утвержденных на 2019 г.	4.3	297
Рисунок 4.15 – Тарифы на электроэнергию для трехзонных и двухзонных вариантов для потребителей ЮФО за январь 2019 г.	4.3	298
Рисунок 4.16 – Структура тарифа на электроэнергию для промышленных предприятий по уровням питаемого напряжения	4.3	303
Рисунок 4.17 – Интегральные коэффициенты тарифа на передачу электроэнергии для регионов России за 2016 г.	4.3	306
Рисунок 4.18 – Формирование цены балансирующего рынка при превышении фактического потребления энергосистемой над планом	4.3	309
Рисунок 4.19 – Пример почасовых соотношений цен балансирующего рынка и рынка на сутки вперед в различные сутки	4.3	310
Рисунок 4.20 – Алгоритм выбора оптимального тарифа на оплату электроэнергии промышленным предприятием	4.3	315
Рисунок 4.21 – Алгоритм выбора оптимального тарифа на оплату природного газа промышленным предприятием	4.3	319



## Продолжение приложения АА

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 5.1 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа металлургического предприятия в базовом режиме работы	5.1	329
Рисунок 5.2 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа металлургического предприятия с учетом корректировок по показателям ценозависимого управления спросом	5.1	332
Рисунок 5.3 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа исследуемым машиностроительным предприятием в базовом режиме работы	5.1	336
Рисунок 5.4 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа машиностроительного предприятия с учетом корректировок по показателям ценозависимого управления спросом	5.1	339
Рисунок 5.5 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа предприятия цементной промышленности в базовом режиме работы	5.1	343
Рисунок 5.6 – Графики спроса на потребление электроэнергии и природного газа предприятием цементной промышленности с учетом корректировок по показателям ценозависимого управления спросом	5.1	345
Рисунок 5.7 – Конфигурация графика выработки электроэнергии системой малой распределенной генерации и графика потребления природного газа на работу генераторов	5.2	352
Рисунок 5.8 – Пример вариантов графиков почасового спроса на выборку газа	5.2	354

## Окончание приложения АА

Наименование рисунка	Параграф	Страница
Рисунок 5.9 – Модель ценозависимого управления спросом на потребление электроэнергии и природного газа на базе интегрирования с системой малой распределенной генерации	5.2	355
Рисунок 5.10 – Пример применения ценозависимого управления спросом на электропотребление посредством интеграции с системой малой распределенной генерации	5.2	358
Рисунок 5.11 – Структура работы СНЭ с различными источниками выработки электроэнергии	5.2	364
Рисунок 5.12 – Модель ценозависимого управления спросом на потребление электроэнергии на базе интегрирования с системой накопителей электроэнергии	5.2	368
Рисунок 5.13 – Диаграммы почасовых графиков спроса на электропотребление промышленного предприятия, а также используемого СНЭ	5.2	369
Рисунок 5.14 – Модель управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов на промышленных предприятиях	5.3	383
Рисунок 5.15 – Схема реализации этапов внедрения управления комплексным спросом на потребление энергоресурсов на промышленных предприятиях	5.3	385