

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»



На правах рукописи

Малафеев Алексей Вячеславович

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЁЖНОСТИ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ
С СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ**

2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание учёной степени
доктора технических наук

Научный консультант
доктор технических наук, профессор
Корнилов Геннадий Петрович

Магнитогорск, 2023

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
1. СОСТОЯНИЕ ДЕЛ И ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ	18
1.1. Общая характеристика системы электроснабжения современного крупного промышленного предприятия с собственной генерацией и её взаимосвязи с другими подсистемами электроэнергетики	18
1.2. Подход к управлению режимами промышленной системы электроснабжения с учётом её системных свойств	43
1.3. Методы расчёта, оптимизации и управления режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения	57
1.4. Состояние дел в области решения основных задач при планировании эксплуатационных режимов	60
1.5. Цели и задачи исследования.....	82
2. РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ВЫРАБОТКИ МОЩНОСТИ СОБСТВЕННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ	88
2.1. Актуальность и постановка задачи	89
2.2. Экономико-математические модели агрегатов собственных электростанций промышленных предприятий.....	97
2.3. Оптимизация распределения активных мощностей между генераторами собственных электростанций и точками поставки электроэнергии с розничного рынка	102
2.4. Учёт неопределённости исходной информации.....	113
2.5. Особенности задачи оптимизации по реактивной мощности.....	126
2.6. Характеристика разработанного программного обеспечения	127
2.7. Выводы по главе 2	131
3. ОПЕРАТИВНАЯ ОЦЕНКА ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ НА ПЛАНОВЫЕ СУТКИ	134
3.1. Актуальность и постановка задачи	134
3.2. Применение аппарата теории нечётких множеств для моделирования электрических нагрузок	136
3.3. Оценка корректности предложенного метода.....	138
3.4. Оперативная оценка графиков нагрузки по ожидаемой производительности подразделения на основе представления их нечёткими интервалами.....	142
3.5. Выводы по главе 2	148
4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	149
4.1. Постановка задачи	149
4.2. Алгоритм расчёта установившихся режимов.....	150
4.3. Математические модели элементов электрической сети	162

4.4. Особенности расчёта режимов систем внешнего электроснабжения напряжением 220 кВ и выше крупных промышленных предприятий.....	166
4.5. Задание в расчет узлов примыкания к внешним сетям	170
4.6. Расчёт потерь мощности в электрических сетях.....	173
4.7. Анализ вычислительного процесса по модифицированному методу последовательного эквивалентирования.....	174
4.8. Выводы по главе 4	177
5. СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПОТЕРЯМИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ	178
5.1. Актуальность задачи	179
5.2. Снижение потерь активной мощности при регулировании напряжения в распределительных сетях 3–10 кВ.....	180
5.3. Затраты, связанные с обеспечением электроэнергией сторонних потребителей промышленного предприятия	200
5.4. Выводы по главе 5	224
6. УЧЁТ КРИТЕРИЕВ НАДЁЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ И ПЛАНИРОВАНИИ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	226
6.1. Актуальность и постановка задачи	226
6.2. Метод расчёта показателей надёжности	228
6.3. Особенности расчёта применительно к отказам типа «короткое замыкание»	237
6.4. Анализ надёжности в условиях Магнитогорского энергетического узла	241
6.5. Схема принятия решений при управлении режимами с учётом надёжности	247
6.6. Оценка производственных рисков при управлении режимами системы электроснабжения промышленного предприятия.....	248
6.7. Выбор наиболее целесообразного решения по реконструкции при неопределённости информации о нагрузке потребителя	258
6.8. Определение ущерба технологически связанных потребителей.....	264
6.9. Внедрение результатов диссертационной работы в условиях действующей системы электроснабжения промышленного предприятия	269
6.10. Выводы по главе 6	278
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	280
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	283
Приложение П1. Акты внедрения научно-исследовательских работ и результатов диссертационного исследования на производстве.....	314
Приложение П2. Оценка погрешности расчёта и реализации оптимального распределения мощностей.....	330
Приложение П3. Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс	335

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность проблемы.

В последние десятилетия в системах промышленного электроснабжения заметно возросла доля электроэнергии, вырабатываемой собственными заводскими электростанциями. Особенно характерно эта тенденция проявляется на металлургических предприятиях, имеющих вторичные энергоресурсы. Это позволяет снизить себестоимость готовой продукции предприятия за счёт снижения доли энергоресурсов и повысить надёжность функционирования сложных технологических процессов в аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы.

Действующие на настоящий момент правила деятельности рынков электроэнергии в Российской Федерации стимулируют потребителей к широкому использованию собственных генерирующих источников в процессе управления режимами системы электроснабжения, что обусловлено значительным разбросом цен на электроэнергию на рынке «на сутки вперёд» в течение суток, а также возможностью участия потребителей с регулируемой нагрузкой в работе балансирующего рынка с целью влияния на равновесную цену. Это относит такие предприятия к классу активных потребителей – понятие, широко используемое в рамках концепции активно-адаптивных электрических сетей.

Сооружение новых и расширение имеющихся заводских электростанций во многих случаях приводит к существенному усложнению энергохозяйства предприятия, а, следовательно, к изменению условий работы электрических сетей и подстанций, релейной защиты и автоматики, электрооборудования потребителей во всех видах эксплуатационных режимов. Усложняется и анализ режимов системы электроснабжения (СЭС) диспетчерской службой. От электрических сетей крупного градообразующего предприятия получают питание другие предприятия, городские электрические сети, близлежащие населённые пункты и сельские районы; осуществляется транзит мощности в соседние энергосистемы. Это является причиной присвоения предприятию

статуса территориальной сетевой организации (ТСО) и добавляет в перечень задач планирования деятельности электросетевого хозяйства вопросы, связанные с оказанием услуг по передаче электроэнергии сторонним потребителям и смежным сетевым компаниям.

В таких условиях для оперативного персонала энергохозяйства крупного промышленного потребителя появилась проблема принятия решений, касающихся изменения текущего режима СЭС, а также планирования режимов на краткосрочном и долгосрочном горизонте. Это требует оперативного анализа последствий планируемых режимов в условиях нормальной эксплуатации и вынужденных режимах, которое возможно при соответствующем программном оснащении рабочего места диспетчера. Отметим, что сложившиеся принципы и методы, применяемые при планировании и оперативном управлении режимами энергосистем не всегда применимы для систем электроснабжения предприятий с собственными электростанциями, которые имеют ряд принципиальных отличий и особенностей.

Анализ проблем говорит о необходимости совершенствования методологического подхода к управлению эксплуатационными режимами систем электроснабжения по противоречивым критериям экономичности, надёжности, допустимости режимных параметров с учётом взаимосвязей с внешними подсистемами энергетики и внутренними подсистемами предприятия.

В соответствии с планами «Энергетической стратегии России на период до 2035 года» и Национального проекта «Интеллектуальная энергетическая система России» предусмотрено расширение использования объектов распределённой генерации, включая заводские электростанции, а также применение активных потребителей, входящих в «умные сети» (Smart Grid).

Степень разработанности проблемы.

Большой вклад в развитие теории режимов электроэнергетических систем и систем электроснабжения, а также её практических приложений внесли коллективы НИУ «МЭИ», УрФУ (УПИ), ВНИИЭ, ИСЭМ СО РАН, СПбГПУ,

НИ ТПУ, НГТУ (НЭТИ), ИГЭУ, КГЭУ, ЮУрГУ, ПНИПУ, ИрГТУ, СамГТУ и ряда других организаций; известные советские и российские ученые Баринов В.А., Бартоломей П.И., Болотов В.В., Веников В.А., Воропай Н.И., Гамазин С.И., Гамм А.З., Герасименко А.А., Голуб И.И., Горнштейн В.М., Гук Ю.Б., Заславец Б.И., Игуменцев В.А., Идельчик В.И., Илюшин П.В., Колосок И.Н., Крумм Л.А., Куликов А.Л., Манусов В.З., Маркович И.М., Обоскалов В.П., Паздерин А.В., Папков Б.В., Совалов С.А., Степанов В.П., Строев В.А., Тарасов В.И., Филиппова Т.А., Фишов А.Г., Черепанов В.В., Шарыгин М.В. и многие их коллеги, а также зарубежные исследователи Bacher R., Brandes W., Calderon L.R., Deckmann S., Dimo P., Jain N.K., Pelissier R., Uri N.D., Venkatesh P., Anbalagan P., Tang J.X., Benidris M., Carpaneto E., Das D., Takahashi T., Saied E.M., Rodrigues P.P., Mavalizadeh H., Volkan Y. и их коллеги.

Объект исследования: системы электроснабжения крупных градообразующих промышленных предприятий, имеющие в своём составе генерирующие источники и сложноразветвленные сети напряжением 110-220 кВ.

Предмет исследования: принципы, математические модели и методы расчёта и оптимизации установившихся режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями и сетями сложной конфигурации.

Цель работы: повышение эффективности и надёжности систем электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственной генерацией на основе развития теории и практики управления их эксплуатационными режимами.

Для достижения поставленной цели в работе сформулированы и решены следующие **задачи**.

1. Анализ особенностей систем электроснабжения на основе системного подхода как подсистем энергетики и промышленного предприятия и выявление на их основе математических методов, наиболее эффективных при планировании и оперативном управлении режимами СЭС.

2. Разработка экономико-математических моделей (ЭММ) генерирующего оборудования собственных электростанций промышленных предприятий при наличии нескольких видов энергоресурсов.

3. Создание метода двухуровневой оптимизации распределения мощностей в СЭС промышленных предприятий с собственными электростанциями в условиях неопределённости исходных данных.

4. Разработка математической модели электрических нагрузок производственных цехов с учётом неопределённых свойств.

5. Разработка усовершенствованного метода расчёта установившегося режима СЭС промышленного предприятия с учётом наличия разомкнутых и замкнутых сетей и нескольких узлов примыкания к региональной энергосистеме.

6. Создание методики выбора рациональных положений РПН силовых трансформаторов заводских понизительных подстанций при суточном регулировании напряжения на основе экономических критериев.

7. Разработка метода расчёта надёжности СЭС с собственными электростанциями и оценки ущерба от её снижения с учётом технологических взаимосвязей между промышленными потребителями.

8. Разработка эффективного способа оценки производственных рисков при оперативном изменении схем и режимов СЭС при неполном объёме информации. Разработка методики принятия решений по реконструкции системы электроснабжения в условиях неполной информации о нагрузке потребителей.

9. Обобщение результатов диссертационной работы в форме законченной концепции управления режимами СЭС промышленных предприятий с собственной генерацией на основе критериев экономичности и надёжности.

Методология и методы исследования. Методология исследований заключается в развитии математических моделей, методов расчёта режимных параметров, методик планирования режимов систем электроснабжения на основе технических и экономических показателей. Для решения теоретических

вопросов использовались **методы** теории цепей, дискретной оптимизации, теории нечётких множеств, теории игр, теории надёжности технических систем. Вычислительные эксперименты проводились с помощью программного комплекса, разработанного при непосредственном участии автора.

Научная новизна работы.

1. Разработан способ математического представления экономико-математических моделей (ЭММ) генерирующего оборудования промышленных электростанций в виде кусочно-линейных зависимостей топливных затрат от нагрузки, отличительной особенностью которого является возможность учёта различных топливных смесей и их состава при изменении производительности котлов.

2. Разработан метод оптимизации распределения активных мощностей в системе электроснабжения промышленного предприятия с собственными неблочными электростанциями по критерию минимума затрат на выработку и распределение электроэнергии в условиях неопределённости исходных данных. Созданный метод отличается возможностью учёта разрывности и недифференцируемости свойств ЭММ стационарных агрегатов в условиях, когда сглаживание таких моделей привело бы к существенным ошибкам при выявлении оптимального режима. Неопределённость исходных данных учитывается за счёт математического представления ЭММ стационарных агрегатов и балансовых условий связи с энергосистемой на основе нечётких чисел.

3. Разработан метод математического представления электрических нагрузок, основанный на их задании в виде нечётких интервалов. Метод позволяет выполнять оперативную оценку ожидаемых величин нагрузок и параметров режима системы электроснабжения на основе плановых производственных показателей; отличается от существующих возможностью моделирования нагрузок, графики которых не соответствуют нормальному закону распределения, что характерно практически для всех уровней промышленных систем электроснабжения.

4. Разработан метод расчёта эксплуатационных режимов систем электро-снабжения, основанный на принципах последовательного эквивалентирования. Предложенный метод отличается от существующих большей универсальностью, гибкостью и удобной адаптацией к различным режимам систем электро-снабжения, от нормальных до аварийных.

5. Разработана методика выбора положений РПН силовых трансформаторов заводских понизительных подстанций по критериям минимума потерь мощности в сетях низшего напряжения и минимума износа переключателей, позволяющий учесть неопределённость информации о нагрузках в разомкнутых сетях 3-10 кВ на основе критериев теории игр. Предложенный способ учёта износа устройства РПН основан на характеристиках жизненного цикла актива и позволяет учесть остаточный коммутационный ресурс РПН и экономическую целесообразность его обслуживания и ремонта.

6. Разработан метод оценки вклада собственных и сторонних потребителей (субабонентов) и источников питания СЭС в потокораспределение, потери мощности и их стоимость, использующий результаты расчёта потокораспределения. Метод позволяет при изменении нагрузки сторонних потребителей разрабатывать и реализовывать мероприятия по обеспечению наиболее полной компенсации стоимости потерь в СЭС предприятия с учётом технико-экономических показателей собственных электростанций.

7. Создан метод расчёта надёжности СЭС с собственными источниками электроэнергии при эксплуатации действующих СЭС и их реконструкции, включающий в себя оценку структурной надёжности на основе принципов последовательного эквивалентирования и оценку производственных рисков, связанных с нарушением электроснабжения потребителей и со снижением выдачи мощности собственными электростанциями. Разработана методика принятия решений при планировании реконструкции с учётом неопределённости информации о нагрузке потребителей на основе критерия Ходжа-Лемана. Для оценки ущерба от недовыпуска продукции предложен способ, основанный на использовании схем нечёткого вывода, позволяющий учесть технологические и элект-

трические взаимосвязи между потребителями, наличие запаса и технологического резерва и отличающийся возможностью учёта времени реакции того или иного участка или агрегата на отсутствие промежуточного продукта.

Теоретическая значимость работы. Результаты диссертационной работы являются развитием теории и методов математического моделирования крупных промышленных систем электроснабжения с собственной генерацией. Создана научно-методическая основа для совершенствования методов планирования деятельности энергохозяйства промышленных предприятий, дальнейшего развития теории установившихся и оптимальных режимов, разработки более эффективных методов и алгоритмов решения задач управления режимами систем электроснабжения.

Практическая значимость работы заключается в повышении экономичности и надёжности систем электроснабжения за счёт расширения спектра задач, решаемых при управлении режимами, учёта неопределённости параметров режима и энергетического оборудования, специфических свойств промышленных электростанций и технологических особенностей потребителей, применении математического аппарата принятия решений в условиях риска и неопределённости.

1. Разработанный метод оптимизации выработки активной мощности собственными электростанциями промышленного предприятия и методика выбора экономически целесообразного уровня напряжения на понизительных подстанциях обеспечивают снижение затрат на выработку, приобретение и передачу электроэнергии и, следовательно, снижение доли энергозатрат в себестоимости готовой продукции предприятия.

2. Разработанный способ математического представления экономико-математических моделей генерирующего оборудования заводских электростанций позволяет учесть зависимость состава топливной смеси котлоагрегатов от паропроизводительности при использовании нескольких видов энергоресурсов при решении задачи оптимизации режима СЭС.

3. Разработанный метод математического представления электрических нагрузок СЭС промышленных предприятий при помощи нечётких интервалов даёт возможность на основе плановой производительности цеха (подразделения) выполнить оперативную оценку ожидаемого суточного графика нагрузки.

4. Разработанный метод оценки вклада в потокораспределение и потери мощности СЭС потребителей и источников питания позволяет обеспечить наиболее полную компенсацию стоимости потерь электроэнергии сторонними потребителями СЭС при оказании им услуг по передаче электроэнергии, а также корректно оценивать переменные издержки при планировании эксплуатационных режимов СЭС.

5. Разработанный метод расчёта надёжности СЭС на основе показателей структурной надёжности и количественной оценки производственных рисков позволяет оценить ущерб от нарушения электроснабжения цеховых потребителей и от нарушения выдачи мощности собственными электростанциями на основе экспертных оценок вероятности аварийных отключений и времени восстановления при недостаточном объёме статистической информации.

6. Метод расчёта установившегося режима СЭС на основе принципов последовательного эквивалентирования позволяет обеспечить гарантированное отыскание решения в условиях СЭС крупных предприятий, для которых характерно преобладание разомкнутых сетей над замкнутыми, несколько узлов присоединения к региональной энергосистеме, собственные источники электроэнергии на различных уровнях напряжения.

Реализация результатов работы. Предложенные в диссертации методы, методики и алгоритмы расчёта, оптимизации и принятия решений по управлению режимами используются при разработке комплексов мероприятий по повышению экономичности и надёжности режимов системы электроснабжения и собственных электрических станций ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат» с 2001 г. по настоящее время, что подтверждено актами внедрения. Разработанные алгоритмы расчёта установившихся режимов и их оптимизации использованы при создании программно-

вычислительного комплекса КАТРАН (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2019610251 RU от 09.01.2019).

Основные результаты работы отражены в выводах и рекомендациях следующих проектов, выполненных при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ, Российского фонда фундаментальных исследований и Российского научного фонда:

– единый заказ-наряд ГБ §53-96.08 «Исследование методов оптимизации сложных многоуровневых СЭС металлургических предприятий»;

– ведомственная научная программа «Развитие научного потенциала высшей школы», проект №75315 «Разработка методов оперативного управления режимами электроснабжения и электропотребления крупных металлургических предприятий с целью повышения их энергоэффективности»;

– государственный контракт №02.740.11.0755 от 12.04.2010 г. «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления электрической энергии на металлургическом предприятии с полным технологическим циклом» ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России»;

– грант №14-07-00200-а РФФИ «Разработка алгоритмического и программного обеспечения для управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии»;

– грант Российского научного фонда (соглашение № 23-79-30015).

Внедрение результатов диссертационной работы в условиях действующей системы электроснабжения промышленного предприятия. В ходе внедрения выполнено 11 хоздоговорных НИОКР и 5 госбюджетных НИР (в т.ч. НИР по гранту РФФИ, федеральным и ведомственным программам).

НИОКР для ПАО «ММК» проводились, начиная с 2001 г., и посвящены разработке и внедрению программного комплекса расчёта и оптимизации режимов систем электроснабжения с собственными электростанциями и ме-

роприятий по совершенствованию режимов, повышению надёжности и экономичности СЭС предприятия и его энергохозяйства в целом, разработке предложений по реконструкции СЭС при сооружении новых, а также развитию и реконструкции существующих цехов и производств. Основные работы: «Совершенствование режимов работы систем электроснабжения структурных подразделений ОАО «ММК» в связи с вводом в эксплуатацию собственных источников электроэнергии»; «Разработка программного обеспечения оптимального управления СЭС по минимуму потерь электроэнергии в высоковольтных электрических сетях ОАО «ММК»; «Разработка методов оперативного управления и планирования режимов электроснабжения с целью повышения эффективности, снижения потерь на транспорт и рационального распределения электроэнергии между отдельными потребителями Магнитогорского промышленного узла (МПУ)»; «Анализ и расчёт емкостных токов в распределительных сетях 6, 10, 35 кВ ОАО «ММК»; «Разработка программного обеспечения оперативного управления режимами ТЭЦ ОАО «ММК»; «Управление эксплуатационными режимами СЭС ОАО «ММК» с учётом ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей со специфической нагрузкой на период до 2012 г.»; «Разработка программного обеспечения расчёта показателей надёжности СЭС». Основные научные результаты НИОКР применимы на любых энергоёмких производствах со сложной СЭС, в первую очередь, располагающих собственной генерацией. Госбюджетные НИР направлены на совершенствование математического аппарата планирования и управления режимами крупных промышленных систем электроснабжения.

Теоретические результаты диссертации, созданные на их основе учебно-методические издания, разработанное программное обеспечение используются в ходе реализации учебного процесса в ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова» при преподавании дисциплин «Оптимальные режимы систем электроснабжения», «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике», «Организация экс-

плуатации и ремонта электроэнергетического оборудования» и при руководстве выпускными квалификационными работами. Кроме того, программное обеспечение используется студентами бакалавриата, магистрантами и аспирантами при выполнении научно-исследовательских работ (приложение ПЗ).

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Метод оптимизации потокораспределения в системе электроснабжения с несколькими собственными источниками электроэнергии и узлами примыкания к электроэнергетической системе с учётом негладких свойств экономико-математических моделей генерирующего оборудования и неопределённости задания расходных характеристик агрегатов и условий связи с энергосистемой.

2. Способ математического представления экономико-математических моделей генерирующего оборудования собственных электростанций промышленного предприятия, учитывающий ступенчатое изменение состава и стоимости топлива при изменении производительности агрегатов.

3. Метод математического моделирования электрических нагрузок на основе представления их нечёткими интервалами.

4. Метод расчёта эксплуатационных режимов СЭС промышленных предприятий при наличии в схеме собственных генерирующих источников и нескольких узлов примыкания к электроэнергетической системе.

5. Методика выбора оптимальных положений РПН трансформаторов понизительных подстанций по критерию минимума потерь мощности и максимума остаточного ресурса переключающих устройств с учётом неопределённости информации о нагрузках в сетях 3-10 кВ цехового уровня распределения.

6. Метод оценки вклада сторонних потребителей промышленного предприятия и собственных источников электроэнергии в потокораспределение и в потери электроэнергии с целью более полной компенсации стоимости услуг на передачу электроэнергии.

7. Метод расчёта надёжности систем электроснабжения промышленных

предприятий с собственными источниками электроэнергии и узлами связи с энергосистемой для отказов различного типа с учётом направления потоков мощности на основе показателей структурной надёжности и количественной оценки производственных рисков.

Достоверность результатов работы. Обоснованность и достоверность научных положений, теоретических выводов, результатов и рекомендаций обеспечивается корректным использованием математического аппарата и апробированных математических пакетов обработки данных, подтверждается соответствием результатов теоретического анализа и вычислительных экспериментов, обсуждением положений и результатов работы на научных мероприятиях.

Соответствие паспорту научной специальности. Диссертационная работа соответствует паспорту специальности 2.4.2 – Электротехнические комплексы и системы – по направлениям исследований:

– п.1 «...анализ системных свойств и связей, ... математическое ... и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая ... системы ... электроснабжения» (осуществлённый анализ системных свойств системы электроснабжения крупного градообразующего промышленного предприятия – гл. 1, математические модели электрических нагрузок промышленного предприятия – гл. 2, разработанные экономико-математические модели генерирующего оборудования собственных электростанций промышленных предприятий – гл. 4, методика оценки вклада в потокораспределение и потери мощности СЭС потребителей и источников питания – гл. 5, способ оценки ущерба от нарушения электроснабжения при наличии электрических и технологических связей между потребителями – гл. 6);

– п.2 «Разработка научных основ ... эксплуатации электротехнических комплексов, систем» (критерий выявления оптимального распределения мощностей между собственными электростанциями – гл. 4, критерий выбора экономически целесообразных положений РПН с учётом их ресурса – гл. 5, критерий оценки надёжности СЭС при планировании эксплуатационных

схем и мероприятий по реконструкции – гл. 6),

– п.3 «...оптимизация электротехнических комплексов, систем..., разработка алгоритмов эффективного управления» (разработанная методика оптимизации потокораспределения в СЭС с собственными электростанциями – гл. 4, методика выбора экономически целесообразных уровней напряжения в заводских сетях 3–10 кВ – гл. 5, программное обеспечение – советчик диспетчера – гл. 3–6);

– п.4 «Исследование ... качества функционирования электротехнических комплексов, систем ... в различных режимах» (разработанный алгоритм расчёта установившихся режимов – гл. 3, методика расчёта надёжности СЭС на основе показателей структурной надёжности и количественной оценки производственных рисков – гл. 6).

Апробация работы. Основные результаты работы докладывались и обсуждались на II Международной научно-практической конференции «Энергосбережение в промышленности» (Магнитогорск, 2000 г.), 62-67 научно-технических конференциях по итогам научно-исследовательских работ Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова (Магнитогорск, 2003-2009 гг.), 68-72 Межрегиональных и 73-77 Международных научно-технических конференциях «Актуальные проблемы современной науки, техники и образования» (Магнитогорск, 2010–2019 гг.), XVIII Международной научно-технической конференции «Радиоэлектроника, электротехника и энергетика» (Москва, 2012 г.), X Международной научно-практической конференции «Исследование, разработка и применение высоких технологий в промышленности» (С.-Петербург, 2010 г.), III Всероссийской научно-технической конференции с международным участием «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий» (Уфа, 2011 г.), II Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Самара, 2011 г.), III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Екатеринбург, 2012 г.), IV Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика

глазами молодёжи» (Новочеркасск, 2013 г.), International scientific symposium “Electrical power engineering” (Varna, Bulgaria, 2014), V Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Томск, 2014 г.), Power and Energy Student Summit PESS 2015 (Dortmund, Deutschland, 2015), VI Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи» (Иваново, 2015 г.).

Личный вклад соискателя. Приведённые в диссертации результаты получены лично автором. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежат постановка задач, разработка теоретических положений, математических методов и моделей, их алгоритмическая и программная реализация, анализ и обобщение результатов, разработка рекомендаций по применению предложенных решений.

Публикации. Основные результаты по теме диссертации изложены в 55 печатных изданиях, в том числе: 23 опубликованы в журналах, рекомендованных ВАК; 7 – в изданиях, индексируемых в международных базах данных Scopus и Web of Science. Имеется 4 свидетельства о государственной регистрации программ для ЭВМ, 1 свидетельство – о регистрации базы данных.

Объем и структура работы. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения и трёх приложений. Полный объём работы составляет 340 страниц, включая 183 рисунка и 44 таблицы. Список литературы содержит 301 наименование.

Автор выражает благодарность доценту, канд. техн. наук В.А. Игуменщеву за неоценимую методическую помощь и профессору, канд. техн. наук Б.И. Заславцу за большую помощь, связанную с внедрением полученных результатов.

1. СОСТОЯНИЕ ДЕЛ И ПРОБЛЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КРУПНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С СОБСТВЕННОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

В первой главе дана общая характеристика проблемы управления и планирования эксплуатационных режимов электроэнергетических систем и систем электроснабжения. Проанализированы основные свойства систем электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственными источниками электроэнергии. Сделан вывод о принадлежности таких СЭС к классу больших систем, предложен и рассмотрен подход к управлению их режимами на основе системных свойств. Осуществлен аналитический обзор научных публикаций в области управления, планирования, оптимизации установившихся режимов. Сформулированы и обоснованы задачи диссертационного исследования.

1.1. Общая характеристика системы электроснабжения современного крупного промышленного предприятия с собственной генерацией и её взаимосвязи с другими подсистемами электроэнергетики

В последние годы в связи с коренным изменением внутренней экономической ситуации в Российской Федерации резко изменилась система взаимоотношений между объектами энергетики разных хозяйствующих субъектов. Это привело к существенному изменению структуры энергетического хозяйства крупных промышленных предприятий, на настоящий момент не нашедшему достаточное отражение в законодательной базе и нормативных документах. К традиционным задачам, решаемым при управлении системами электроснабжения, уже к началу девяностых годов добавились задачи, ставившиеся ранее только в масштабах районных и объединённых энергосистем, но лишь в 2003 г. в новой на тот момент редакции Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (введ. Приказом Минэнерго РФ №6 от 13.01.2003) среди обязательного перечня задач оперативно-диспетчерского управления появились «...разработка и ведение требуемого режима работы, производство пусков и ос-

танов и обеспечение экономичности работы электрооборудования, ...применительно к потребителям, имеющим собственные источники электроэнергии и самостоятельные предприятия электрических сетей». Кроме того, усилилась роль задач финансово-экономического характера.

На разных уровнях управления объектами энергетики содержание и состояние решения научно-технических проблем различно. Вопросы административно-хозяйственного и технического управления решаются в первую очередь структурами управления предприятием в целом и тесно связаны с управлением основным технологическим процессом. Вопросы же оперативного управления энергообъектами решаются их персоналом и связаны, в основном, с режимом их работы, меняющимся во времени. Задачи оперативного управления и способы их решения наиболее глубоко проработаны на уровне энергетических систем, на уровне систем электроснабжения промышленных предприятий оперативное планирование режимов зачастую осуществляется без учёта их технико-экономических показателей, лишь в соответствии с нуждами технологического процесса.

На уровне энергетических систем проблемы, связанные с управлением их эксплуатационными режимами, всегда являлись предметом серьёзных исследований. Управлению режимами энергосистем посвящены работы В.М. Марковича [133], С.А. Савалова [27],[28], Л.А. Мелентьева [134],[135],[136], Л.А. Крумма [113],[114]. В конце восьмидесятых годов В.А. Вениковым разработана информационная теория управления энергетическими системами, основные положения которой опубликованы в [45]; правила многоцелевой оптимизации сформулированы в работах Д.А. Арзамасцева [14], Р.И. Борисова [38]. Вопросам управления и планирования режимов ежегодно посвящается большинство докладов СИГРЭ (CIGRÉ) [164]. В последнее время акцент внимания комитетов и рабочих групп Совета сместился на децентрализованную распределённую энергетику в сочетании с концепцией «интернет энергии» (IDEA, Internet of Distributed Energy Architecture), что также предполагает активное участие потребителей в управлении режимами (см., в частности,

материалы 48-й сессии¹ 2020-2021 гг., посвящённой 100-летию юбилею СИГРЭ). Во многих работах указывается на противоречивость основного комплекса целей управления, что ставит проблемы оптимального управления режимами в ряд наиболее трудно решаемых и обуславливает применение сложного математического аппарата.

Как техническая задача, управление режимами характеризуется тем, что оно неосуществимо без участия человека-оператора вследствие большого количества исходной информации при принятии решения, большая часть которой носит неопределённый характер. В связи с этим ряд исследований направлен на выработку единой стратегии принятия решения в различных условиях работы энергосистемы. Так, в работе [183] сделана попытка отыскания стратегии управления с использованием функционального подхода, однако найденная зависимость носит лишь общетеоретический характер. В работе В.П. Вчерашнего [56] в свете применения искусственного интеллекта в электроэнергетических системах особо отмечаются их характерные свойства как объектов, трудно поддающихся формализации.

В отличие от электроэнергетических систем, вопросы моделирования систем электроснабжения рассматриваются в основном применительно к определению оптимальных параметров их элементов на этапе проектирования [68],[106],[168],[157], вопросы же управления режимами и оптимизации их в условиях эксплуатации рассмотрены в существенно меньшей степени. В работах В.А. Игуменцева и Д.А. Арзамасцева [15],[89] рассматриваются подходы к оптимизации загрузки источников реактивной мощности и перераспределению нагрузок между секциями подстанций, ранее в работе В.И. Гольденבלата [66] была поставлена задача оптимальной загрузки линий и трансформаторов. После 2005-2007 гг. начали появляться публикации в этой области. Однако системы электроснабжения крупных промышленных предприятий по своим свойствам приближаются к энергосистемам и требуют при управлении аналогичных подходов с учётом их характерных особенностей, к которым следует отнести, пре-

¹ По материалам официального сайта РНК СИГРЭ http://cigre.ru/activity/session/session_2020/

жде всего, тесную взаимосвязь с технологическим процессом и доведение электроэнергии непосредственно до электроприёмников.

Для эффективного управления режимами необходимо располагать точной информацией о параметрах, характеризующих состояние энергосистем. Недостаточность средств измерения и вызванная этим неполнота информации вынуждает использовать данные, относящиеся к другим моментам времени. Эта задача решается при помощи различных методов оценивания состояния стационарных систем с использованием алгоритмов анализа топологической и нелинейной наблюдаемости и оценки качества данных [28]. Для сложных систем используются методы иерархического оценивания.

Оперативное управление режимами работы энергосистем в настоящее время организуется по пространственно-иерархической схеме. Системы электроснабжения предприятий занимают в этой иерархии последнюю ступень и, следовательно, их режимы во многом зависят от режима, задаваемого диспетчером вышестоящего уровня. В ситуации, когда стоимость энергоресурсов на металлургических предприятиях достигает 25-30% от себестоимости продукции², это может угрожать их экономической безопасности.

Проблема управления режимами из области технической к середине девяностых годов во многом перешла в область политико-экономическую. В то время в энергетике на фоне общего спада производства в отдельных энергосистемах и кризиса неплатежей возник дефицит активной мощности, следствием чего явился рост себестоимости электроэнергии и рост тарифов [109]. На совместном заседании Бюро Научно-технического совета РАО «ЕЭС России» и Научного совета РАН [163] отмечалось, что одними из главных причин возникшего дефицита активной мощности были взаимные неплатежи и невозможность закупки топлива и, как следствие, резкое недоиспользование крупнейших тепловых электростанций. К росту цен на электроэнергию может привести и за-

² О необходимости учёта особенностей электропотребления энергоёмких металлургических предприятий при реструктуризации РАО «ЕЭС России». Информационное письмо Союза экспортёров металлопродукции России №03/2-105 от 21.03.01

крытие нерентабельных электростанций, наблюдавшееся во всех странах, проводивших подобные реформы [51].

Учитывая тот факт, что в период с 1990 по 1999 гг. энергоёмкость промышленности выросла в 1,5 раза, а электроёмкость – в 1,2 раза [107], развитие собственной энергетической базы стало одной из первоочередных задач для предприятий энергоёмких отраслей промышленности, эта тенденция сохраняется и сейчас. Эту проблему было призвано решить создание Федерального (общероссийского) оптового рынка электрической энергии (мощности) (ФОРЭМ)³, усиление которого предполагалось Программой реформирования электроэнергетики⁴ и затем последовательно проводилось постановлениями Правительства РФ (с 2006 г. – НОРЭМ, новый оптовый рынок электроэнергии и мощности; в настоящее время – ОРЭМ). Деятельность ОРЭМ РФ сейчас обеспечивается Ассоциацией НП «Совет рынка», АО «Администратор торговой системы» и АО «Центр финансовых расчетов» во взаимодействии с АО «Системный оператор ЕЭС».

Таким образом, новые проблемы взаимоотношений между промышленными предприятиями и энергоснабжающими организациями в значительной мере изменяют круг задач, решаемых при управлении режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения предприятий.

В результате реформирования электроэнергетики были выделены конкурентные виды деятельности, к которым были отнесены производство электроэнергии и энергосбытовая деятельность, и естественно-монопольные виды деятельности, в которые включены передача электроэнергии, оперативно-диспетчерское управление, технологическое присоединение к электрическим сетям. Тем самым был осуществлен отход от единой вертикально-интегрированной структуры, которую представляла собой на тот момент РАО «ЕЭС России», в пользу либерализованной модели, закрепленной в Федеральном законе №35-ФЗ «Об электроэнергетике», принятом в 2003 г. В целях обес-

³ Постановление Правительства РФ №793 «О федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии (мощности)» от 12.07.96.

⁴ Постановление Правительства РФ №526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» от 11.07.01.

печения надёжного электроснабжения (в первую очередь, населения и приравненных к нему потребителей) создан институт гарантирующих поставщиков (ГП) – коммерческих энергосбытовых организаций, обязанных заключить договор энергоснабжения или купли-продажи электроэнергии с любым обратившимся потребителем. Проблема энергетической безопасности для промышленных предприятий стала за счёт этого менее острой, однако остались риски, связанные с отказами оборудования электросетевых компаний, неправильной работой релейной защиты и противоаварийной автоматики, ошибочными действиями оперативного персонала. Оптовый рынок электроэнергии и мощности, первоначально работавший по модели «единый закупщик» [192], переведён на конкурентную модель. При этом рынок электроэнергии функционирует, в первую очередь, как спотовый рынок, на котором торговля ведётся по биржевому принципу, рынок же мощности представляет собой рынок двусторонних договоров [63].

В связи с участием промышленных потребителей в деятельности как рынка «на сутки вперед» (РСВ), так и (с 2012 г.) в деятельности балансирующего рынка (БР), появилась возможность использования собственных электростанций для выдерживания плановых графиков потребления при расчётах на розничном рынке с ГП (или ЭСК) по пятой или шестой ценовым категориям, а также для участия в торгах на БР с ценовыми заявками⁵. Возможно участие на рынке мощности в качестве потребителя с ценозависимым снижением потребления (ЦСЗП). Надо отметить, что ряд предприятий, на которых на волне перевода т.н. «непрофильных» видов деятельности и активов на аутсорсинг электростанции и электрические сети были проданы или сданы в аренду специализированным компаниям, такой возможности практически лишен. Это имеет место даже в тех случаях, когда собственниками электростанций становились специально созданные дочерние компании, поскольку подобные генерирующие

⁵ Правила оптового рынка электрической энергии и мощности. – Утв. Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 г. №1172. – В ред. от 11.05.2015 г.

объекты находятся в прямом диспетчерском управлении соответствующих РДУ, планирующих режимы для них по общесистемным критериям.

На выбор способов управления существующей системой электроснабжения наибольшее влияние оказывают задачи обеспечения её наибольшей экономической эффективности при соблюдении требуемых условий связи с энергосистемой. Как правило, используется два способа управления – выбор рационального состава элементов и выбор параметров режима. При выборе рационального состава эти две задачи часто приходится решать совместно.

Упрощённая структурная схема промышленного энергетического узла показана на рис. 1.1. Утолщёнными линиями выделена часть схемы, входящая в границы балансовой принадлежности градообразующего промышленного предприятия.

К характерным чертам такой схемы можно отнести следующее.

1. Источниками питания со стороны энергосистемы чаще всего являются системные подстанции 500/220 кВ и электростанции, осуществляющие выдачу мощности в основную сеть энергосистемы также на напряжениях 220 кВ и 500 кВ (для условий ОЭС Урала).

2. Основная доля нагрузки принадлежит крупным промышленным предприятиям, зачастую это одно-два градообразующих предприятия чёрной или цветной металлургии, машиностроения, нефтехимии и т.д. (Магнитогорский энергорайон – ПАО «ММК», Челябинский энергорайон – ПАО «ЧМК» и ПАО «ЧЭМК», Череповецкий энергорайон – ПАО «Северсталь», Новокузнецкий энергорайон – ПАО «ЗСМК» и ПАО «КМК» и т.д.).

3. Питающие линии 220 кВ принадлежат в большинстве случаев ПАО «ФСК ЕЭС» (или другой магистральной компании, такой, как АО «БЭСК», АО «Сетевая компания» и др.), в ряде случаев – какой-либо распределительной сетевой компании, как входящей, так и не входящей в группу компаний ПАО «Россети» (на схеме – РСК).

4. Верхний уровень системы электроснабжения сформирован кольцевыми либо сложноразветвленными сетями напряжением 110-220 кВ, которые полностью или частично находятся на балансе предприятия. Через эти сети, кроме питания собственной нагрузки, осуществляется транзит мощности в региональные сетевые компании. Возможно и обеспечение системного транзита вплоть до обеспечения связи между региональными энергосистемами (РЭЭС). Так, через Магнитогорский энергетический узел (МЭУ, или Магнитогорский энергорайон – МЭР) обеспечивается связь между Башкирской, Челябинской и Оренбургской энергосистемами, а также в целом между ОЭС Урала и ЕЭС Республики Казахстан.

5. Значительная часть нагрузки обеспечивается за счет местной генерации. Основная доля принадлежит электростанциям предприятия, которые могут работать как на покупных, так и на местных энергоресурсах, как правило, ВЭР предприятия (характерный пример – чёрная металлургия). Кроме того, в узле могут функционировать установки распределённой генерации относительно небольшой мощности, принадлежащие как потребителям, так и генерирующим компаниям.

6. Электростанции предприятия, как правило, выдают мощность и в сети 110-220 кВ, и в сети генераторного напряжения. Соотношение между величинами выдачи зависит от степени близости электростанции к потребителям электрической и тепловой энергии; для технологических электростанций – схемными и технологическими особенностями цеха, энергообеспечение которого они осуществляют (например, паровоздуховные и электровоздуховные электростанции металлургических заводов, зачастую составляющие одно целое с доменным цехом); для ТЭЦ, ориентированных на теплоснабжение и электроснабжение городских районов – удалённость городских потребителей.

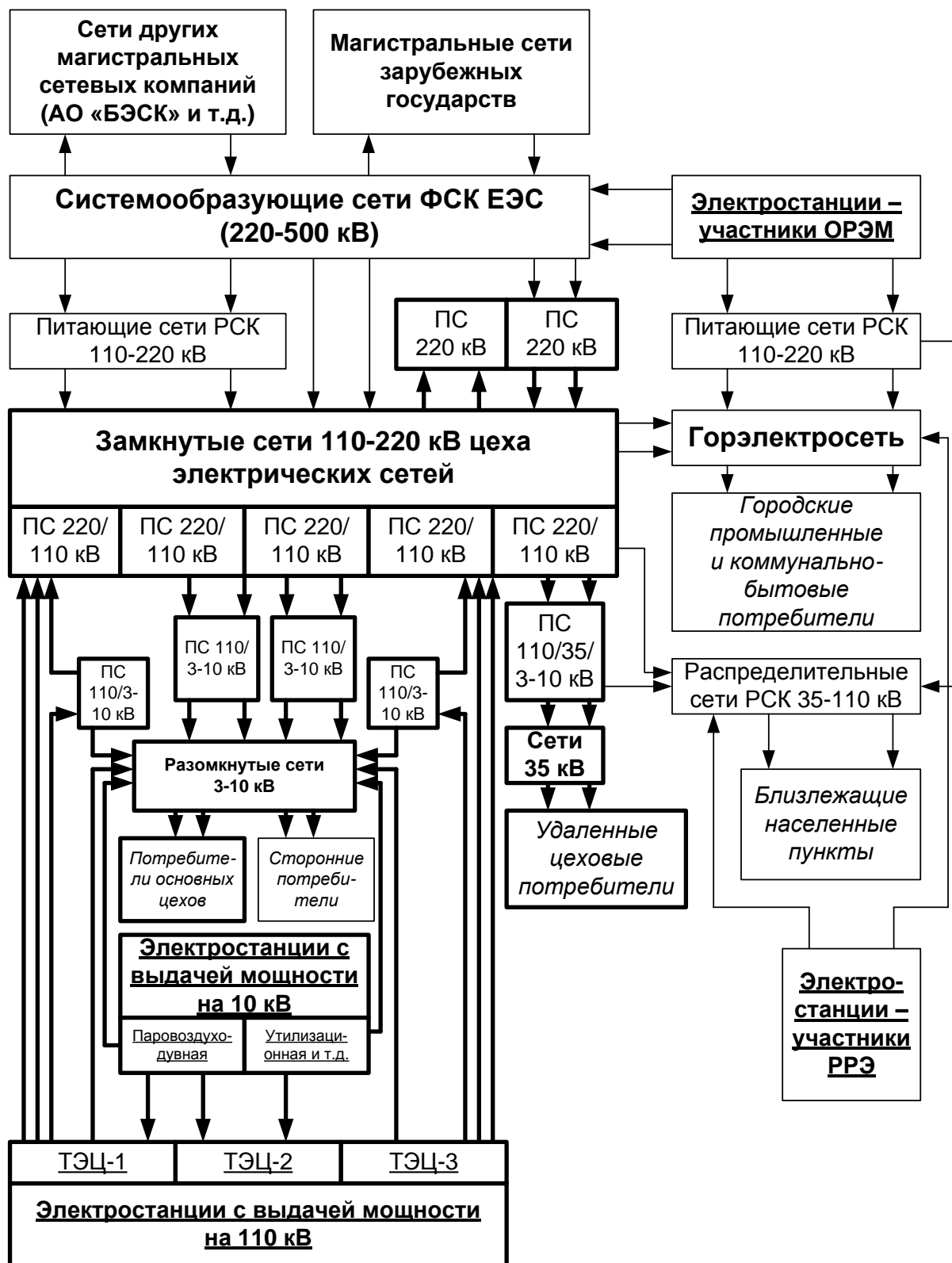


Рис. 1.1. Упрощённая схема промышленного энергетического узла

7. От сетей практически всех классов напряжения питаются сторонние потребители – как посредством сетей, принадлежащих региональным сетевым компаниям или муниципальным электрическим сетям, так и собственных

линий (субабоненты). В связи с этим ряд промышленных предприятий с такими СЭС имеет статус территориальных сетевых организаций (ТСО), входящих в соответствующий реестр. Таким образом, сети 110-220 кВ предприятия осуществляют питание собственно нагрузки предприятия, городских потребителей, а также ближайших городов, посёлков и сельских районов, т.е. практически целиком энергоузла или энергорайона РЭЭС.

Сказанное в п.7 обуславливает то, что многие объекты энергоузла находятся в технологическом управлении либо ведении диспетчерских служб энергохозяйства предприятия; в ряде случаев диспетчерское управление объектами, подведомственными в оперативном отношении РДУ, реализуется опосредованно через указанные службы.

Следовательно, структура оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического⁶ управления (разделение терминов появилось в Федеральном законе «Об электроэнергетике» №35-ФЗ) объектами крупного промышленного энергоузла может иметь достаточно сложный вид. На рис 1.2 показана такая структура в границах МЭУ (более подробно показаны подразделения ПАО «ММК»). На рисунке сплошными одиночными линиями показано оперативное взаимодействие по вопросам ведения режима, сплошными двойными линиями – оперативное взаимодействие при производстве оперативных переключений, пунктирными линиями – взаимодействие при обмене информацией.

Такая структура (в условиях указанного объекта) обладает рядом особенностей:

1) в оперативные функции центральной диспетчерской службы управления главного энергетика (ЦДС УГЭ) входит управление выработкой и распределением как электроэнергии, так и других энергоносителей на предприятии (природный и вторичные газы, пар, кислород и др. продукты разделения воздуха, сжатый воздух, вода); взаимодействие с Челябинским РДУ

⁶ Постановление Правительства РФ «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ» № 937 от 13 августа 2018 г.

по вопросам ведения режима и вывода оборудования в ремонт, диспетчером энергосбытовой компании – МЭК, управление собственной генерацией и режимами сетей 110-220 кВ верхнего уровня (включая замкнутые);

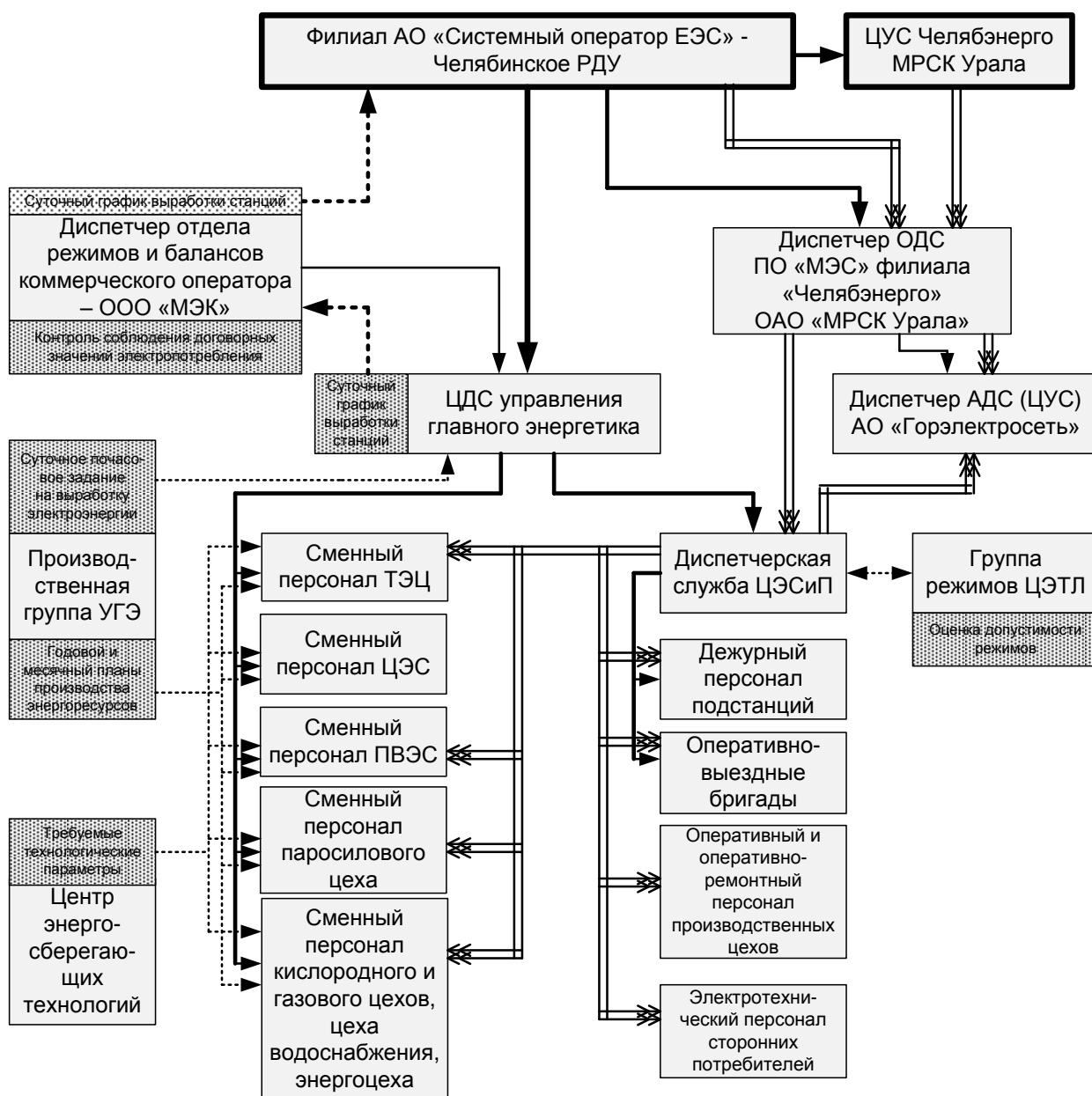


Рис. 1.2. Структура оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления энергохозяйством промышленного предприятия и внешние взаимосвязи на примере ПАО «ММК»

2) в обязанности диспетчерской службы (ДС) цеха электрических сетей и подстанций (ЦЭСиП; подразделение, имеющееся на большинстве крупных предприятий) входит управление режимами сетей 35-220 кВ (кроме питающих), руководство оперативными переключениями на всех объектах, находящихся в её оперативном управлении (сети напряжением 35-220 кВ, включая замкнутые;

отдельные участки сетей 6–10 кВ, РУ 35-110 кВ электростанций при переключениях на линиях);

3) сменный оперативный персонал электростанций (применительно к ПАО «ММК» в условиях опосредованного диспетчерского управления) самостоятельно определяет почасовое распределение нагрузки между агрегатами в соответствии с почасовой суммарной выработкой станции, которая формируется производственной группой УГЭ на основе годовых и месячных планов производства электрической и тепловой энергии и ежесуточно сообщается ЦДС УГЭ начальнику смены станции); суточный график выработки ЦДС также сообщает диспетчеру МЭК, который передаёт эту информацию в Челябинское РДУ. В условиях же прямого диспетчерского управления РДУ задаёт почасовую нагрузку станций или отдельных их агрегатов (пример – ТЭЦ ЧМК). Переключениями на линиях, отходящих от РУ генераторного напряжения к другим потребителям, руководит оперативный персонал станции;

4) переключениями на питающих линиях 220 кВ руководит диспетчерский персонал ЧРДУ, 110 кВ – ОДС ПО «МЭС»;

5) переключениями на линиях 35-110 кВ, принадлежащих ПО «МЭС», руководит диспетчер ОДС ПО «МЭС»;

6) при получении распоряжения от ЧРДУ на вывод в ремонт оборудования его принимает ЦДС, но исполняет ДС ЦЭСиП, в которую ЦДС передаёт принятое распоряжение;

7) персонал цехов, сторонних потребителей и городских электрических сетей участвует в оперативных переключениях на питающих линиях соответствующего класса напряжения, находящихся в оперативном управлении ДС ЦЭСиП;

8) группа режимов по запросу диспетчера ЦЭСиП оценивает допустимость предполагаемого к реализации режима;

9) центр энергосберегающих технологий (ЦЭСТ) определяет требуемые энергетические показатели оборудования производственных цехов и цехов

УГЭ, анализирует фактические показатели и предоставляет результаты анализа в УГЭ.

В соответствии с принятой терминологией ЦДС УГЭ и ДС ЦЭСиП осуществляют оперативно-технологическое управление энергообъектами, находящимися в собственности ПАО «ММК». Ряд этих объектов находится в диспетчерском ведении Челябинского РДУ (электростанции, узловые подстанции, замкнутые сети 110-220 кВ) и ОДУ Урала (только ТЭЦ ММК). В технологическом ведении названных выше служб находятся объекты АО «Горэлектросеть», ПО «МЭС», ООО «Башкирэнерго» и др. смежных сетевых компаний.

Анализ структуры генерирующих мощностей Челябинской области, проведён на основании «Схемы и программы развития электроэнергетики Челябинской области на 2019–2023 годы» (утверждены распоряжением Губернатора Челябинской области от 28.04.2018 г. №503-р); основные характеристики генерирующих мощностей приведены в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Установленная мощность электростанций, расположенных на территории Челябинской области

Принадлежность	Вид генерации	Собственник	Электростанция	$P_{уст}$, МВт
Генерирующие компании	Системная генерация	<i>ОГК-2</i>	Троицкая ГРЭС	1400
—«—	—«—	<i>ИнтерРАО – Электрогенерация</i>	Южно-Уральская ГРЭС	747
—«—	—«—	—«—	Южно-Уральская ГРЭС-2	844,5
—«—	—«—	<i>ПАО "Фортум"</i>	Аргаяшская ТЭЦ	195
—«—	—«—	—«—	ЧТЭЦ-1	133,8
—«—	—«—	—«—	ЧТЭЦ-2	320
—«—	—«—	—«—	ЧТЭЦ-3	593
—«—	—«—	—«—	Челябинская ГРЭС (ЧТЭЦ-4)	742
—«—	Малая генерация	<i>АО "ГТ-Энерго"</i>	Магнитогорская ГТ-ТЭЦ	18

Продолжение табл. 1.1

—«—	—«—	ООО "Перспектива"	Каслинская МКЭУ	20
—«—	—«—	—«—	Карабашская МКЭУ	20
—«—	—«—	—«—	Миасская МКЭУ	2
—«—	—«—	—«—	Копейская МКЭУ	2
<u>Электро-</u> <u>станции</u> <u>ППР</u>	Все	ПАО "ММК"	Магнитогорская ТЭЦ	330
—«—	—«—	—«—	Магнитогорская ЦЭС	191
—«—	—«—	—«—	ПВЭС-1	10
—«—	—«—	—«—	ПВЭС-2	91
—«—	—«—	—«—	ТУ ПСЦ	18,92
—«—	—«—	ООО "Мечел-Энерго"	ТЭЦ ЧМК	229
—«—	—«—	—«—	ТЭЦ ПАО "Уральская кузница"	3,5
—«—	—«—	АО "ММЗ", г. Миасс	Тургоякская ТЭЦ	24,5
—«—	—«—	АО "СЧПЗ", г. Сатка	ТЭЦ СМЗ	3
—«—	—«—	АО "ЭнСер", г. Миасс	ТЭЦ УралАЗ	36
—«—	—«—	ОАО "Комбинат "Магнезит", г. Сатка	ТЭЦ Магнезит	36
—«—	—«—	ООО "ЗЭМЗ- Энерго", г. Златоуст	ЦЭС ЗМЗ	6
—«—	—«—	АО "Златмаш", г. Златоуст	ТЭЦ АО "Златмаш"	13
—«—	—«—	ПАО "АМЗ", г. Аша	ТЭЦ АМЗ	14,5
—«—	—«—	АО "Южуралзолото", г. Пласт	ГПУ Южуралзолото	16
—«—	—«—	АО "Вишневогорский ГОК"	ТЭЦ	3,09
—«—	—«—	ФГУП РФЯЦ - ВНИИТФ им. акад. Е.И. Забабахина	ГПЭС Энергоцентр (г. Снежинск)	12
			ВСЕГО	6074,81
			Системная генерация	4975,3
			Малая генерация Г.К.	62
			Электростанции ППР	1037,51
		в т.ч.	ЭСППР более 25 МВт	841
		в т.ч.	ЭСППР 25 МВт и менее	196,51
		В границах Челя- бинской обл.	ПАО «ОГК-2»	1400

	В границах Челябинской обл.	ПАО «ИнтерРАО – Электрогенерация»	1591,5
	В границах Челябинской обл.	ПАО «Фортум»	1983,8
		ВСЕГО по ММК	640,92
		ВСЕГО по Мечел-Энерго	232,5
		ЭСППР без ММК	396,59

Анализ, проведенный на основе табл. 1.1, показывает, что производство электроэнергии собственными электростанциями промышленных потребителей составляет существенную долю суммарной установленной мощности – 17,8% (рис. 1.3). Эта величина сравнима с вкладом Троицкой ГРЭС – крупнейшей электростанции области (23,05%).

Процентное соотношение основных групп генерирующих источников показано на рис. 1.3. Цифры даны по установленной мощности.

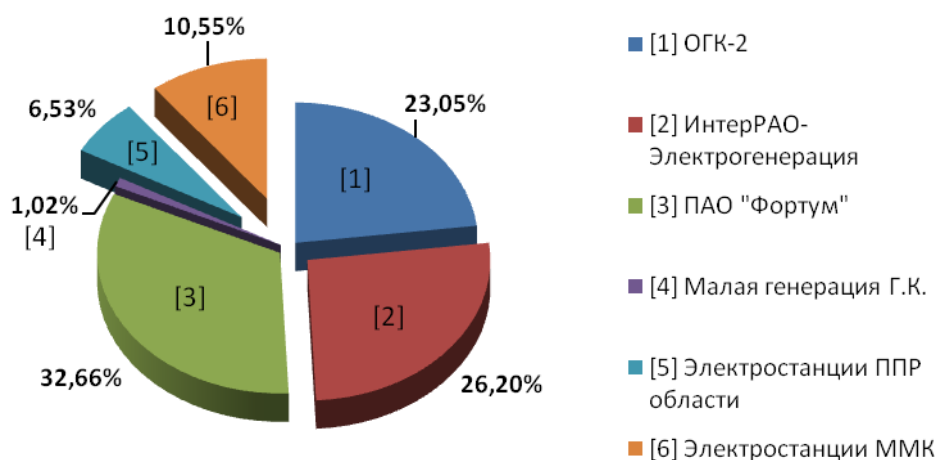


Рис. 1.3. Структура генерирующих мощностей Челябинской области по состоянию на 2018 г.

Объекты малой генерации также в основном принадлежат промышленным предприятиям (196,51 МВт), на долю генерирующих компаний приходится 62 МВт (это 17,08% и 1,02% от суммарной установленной мощности соответственно). Примерно десятая часть установленной мощности электростанций Челябинской области приходится на ММК.

Доля покрытия зимнего максимума территории (4800 МВт по 2017 г.) всеми электростанциями Челябинской энергосистемы составляет 73% или 3500 МВт, для летнего максимума (4100 МВт) – 66% или 2700 МВт. Участие электростанций промышленных предприятий для этих же режимных дней – около 800 МВт как в зимний, так и в летний период, что составляет соответственно 23% и 29,6%. Таким образом, доля в покрытии территориальной нагрузки электростанций ППР выше, чем доля их в суммарной установленной мощности, поскольку на них не размещается ни один из видов системного резерва и их выработка определяется критериями экономичности функционирования энергохозяйства предприятий и надёжности энергообеспечения собственных потребителей. По этой же причине электростанции ППР располагаются в базовой части как зимнего, так и летнего графиков нагрузки. Графики покрытия для дней зимнего и летнего контрольного замеров приведены на рис. 1.4, 1.5 (по данным, приведенным в СиПРЭ Челябинской области на 2019-2023 гг.); доля электростанций ППР в общей выработке в динамике – на рис. 1.6–1.8.

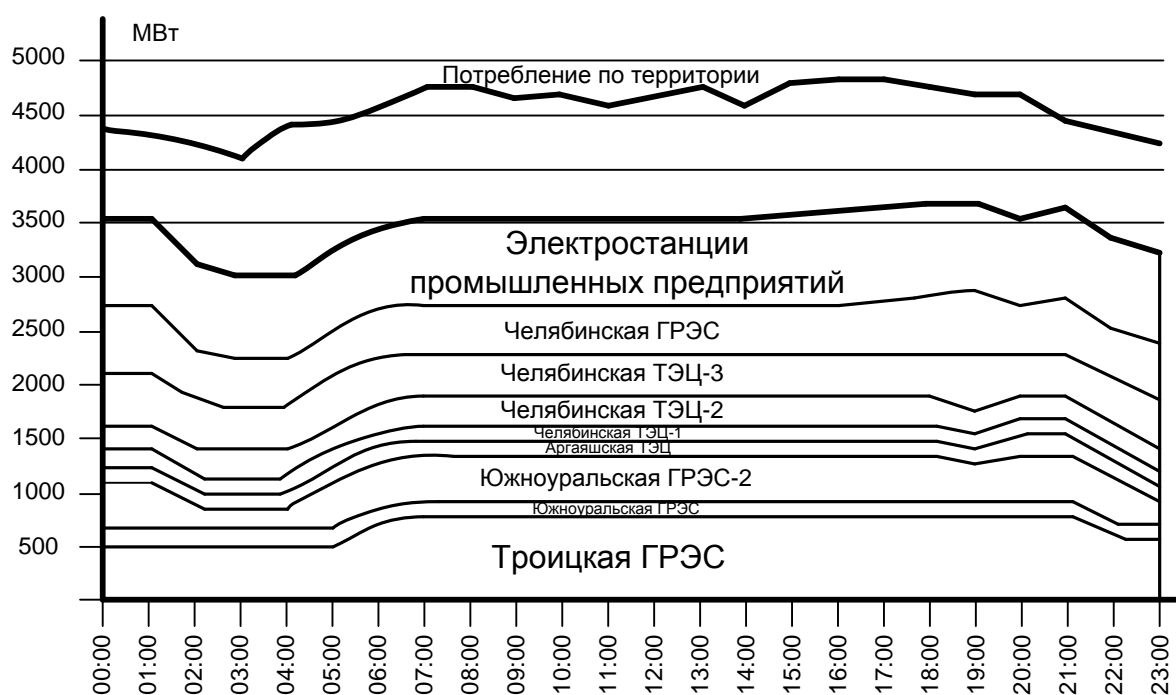


Рис. 1.4. График покрытия нагрузки электростанциями Челябинской энергосистемы в день зимнего контрольного замера 2017 г.

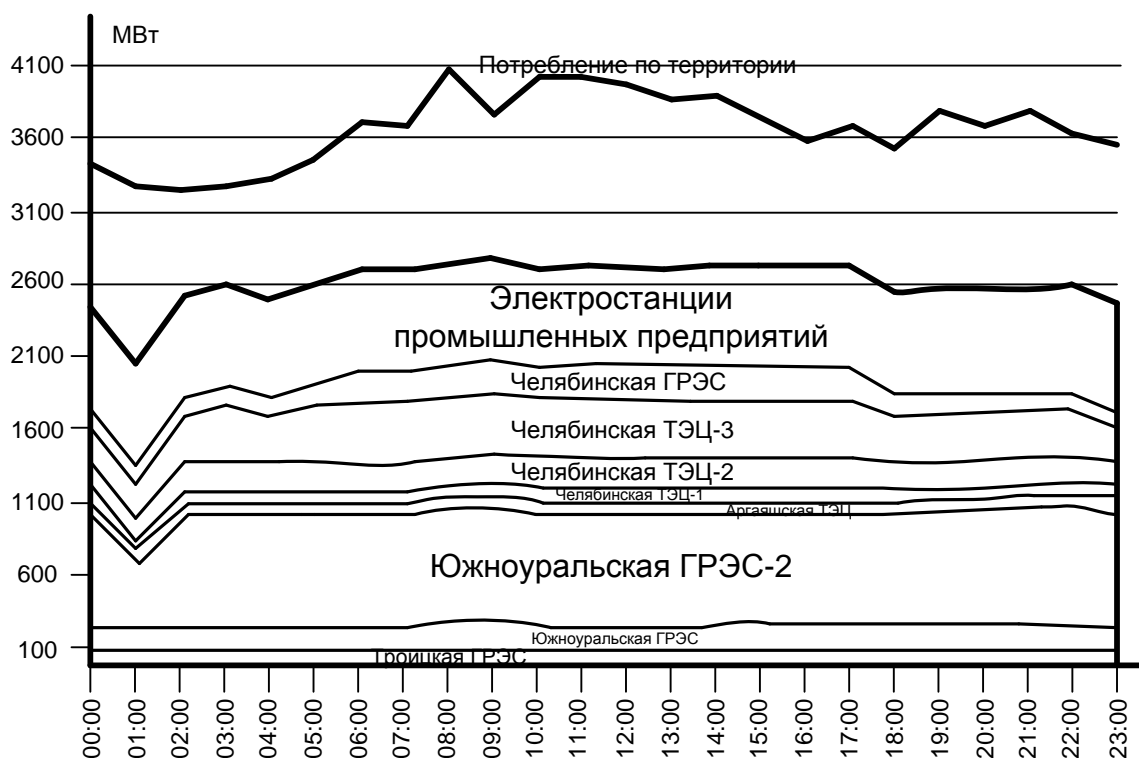


Рис. 1.5. График покрытия нагрузки электростанциями Челябинской энергосистемы в день летнего контрольного замера 2017 г.

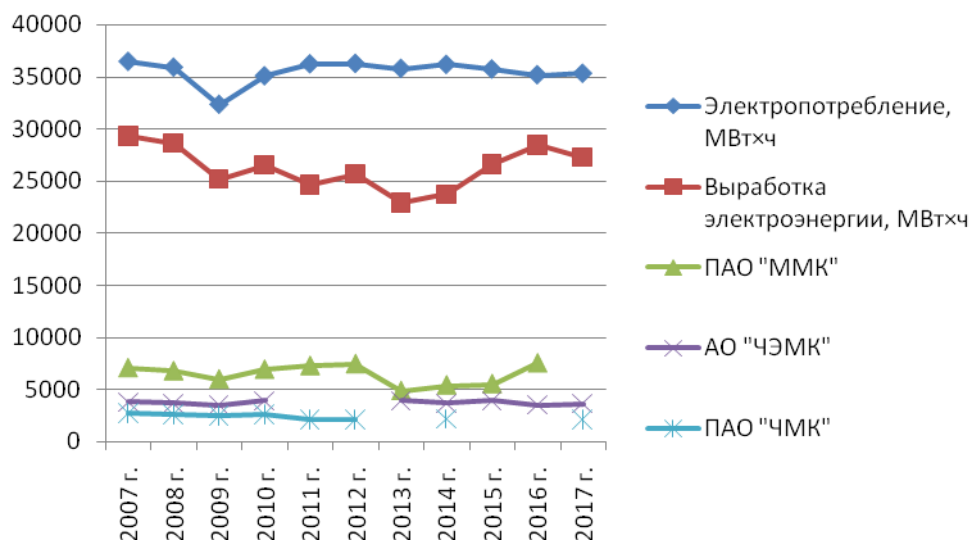


Рис. 1.6. Динамика изменения баланса электроэнергии по Челябинской области за период с 2007 г. по 2017 г.

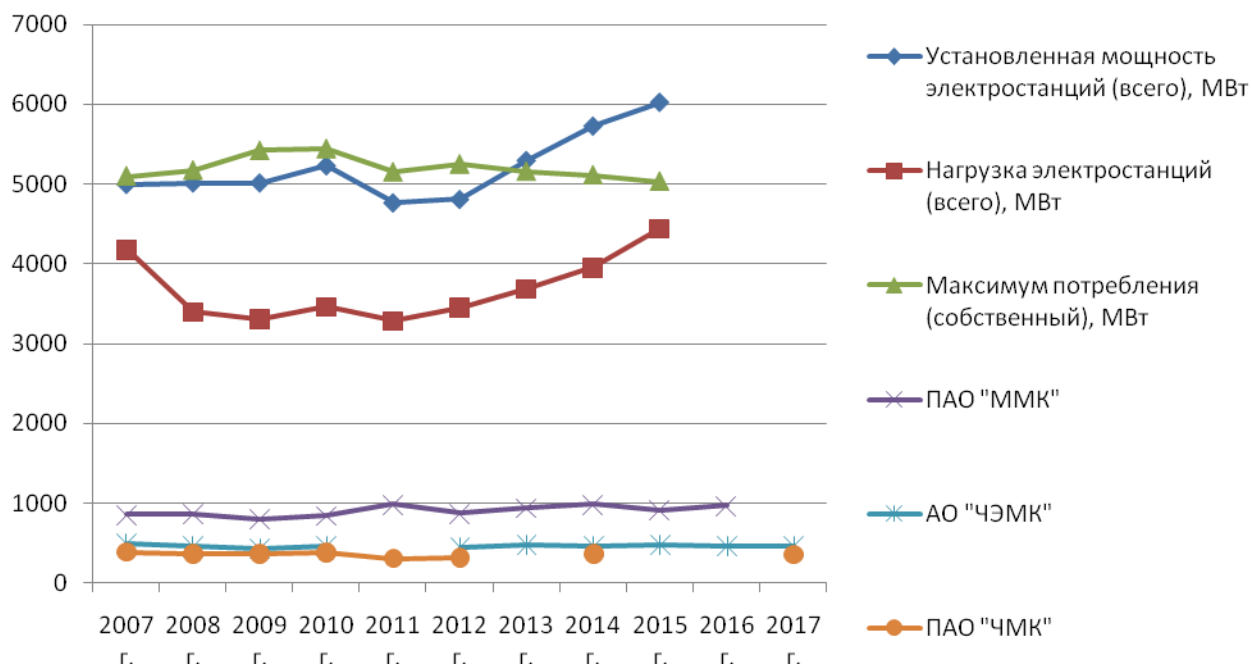


Рис. 1.7. Динамика изменения баланса мощности по Челябинской области за период с 2009 г. по 2017 г.

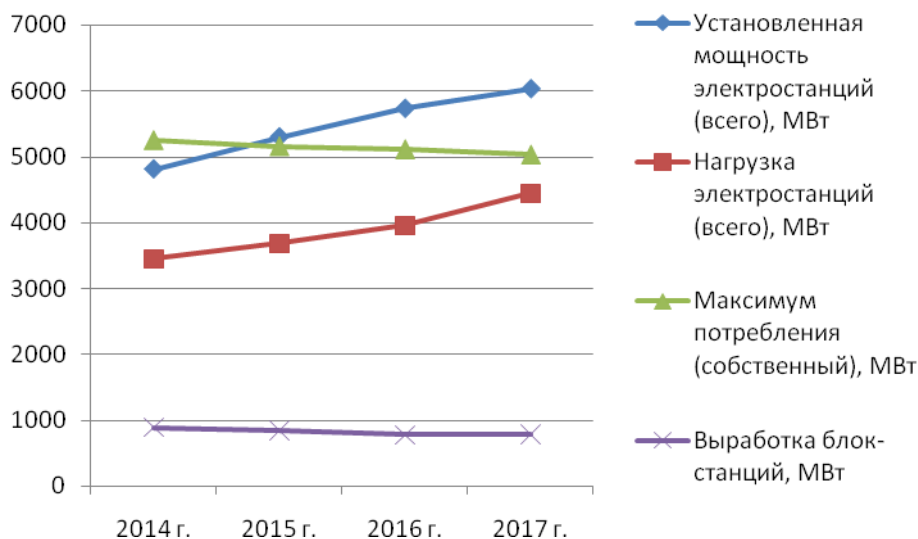


Рис. 1.8. Динамика изменения участия электростанций промышленных предприятий в покрытии годового максимума нагрузки Челябинской энергосистемы

Доля электроэнергии в энергобалансе металлургических предприятий достаточно велика, так, для ММК это около 10% от общего энергопотребления [147],[148]. С развитием электроёмких производств (электросталеплавильное производство, производство холоднокатаного листа) эта величина будет расти.

При этом доля в общем энергопотреблении электростанций достигает 17% (при оценке энергопотребления в гигаджоулях на тонну сырой стали). Пример структуры энергопотребления (по Л.А. Копцеву [148]) показан на рис. 1.9.

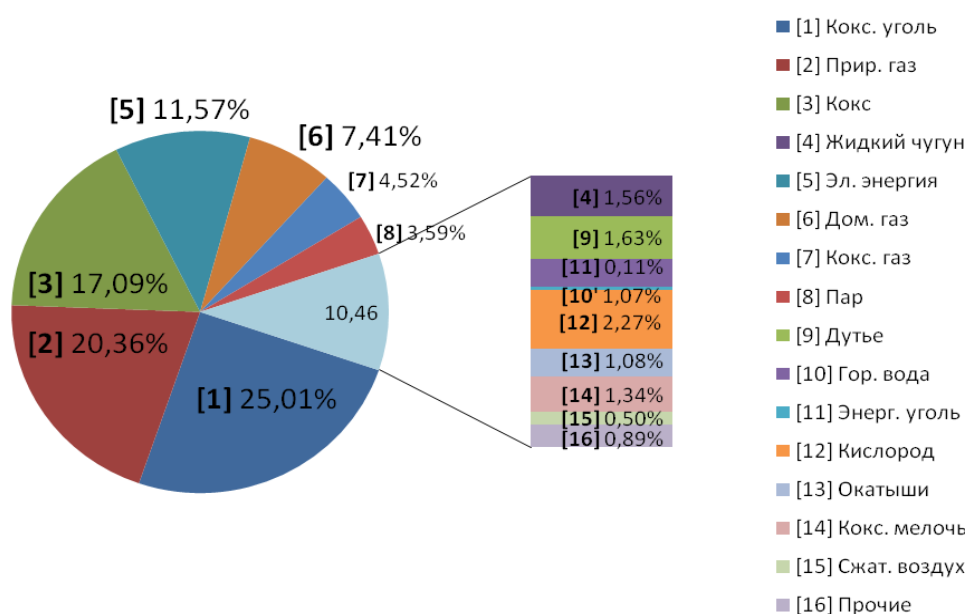


Рис. 1.9. Структура энергопотребления ММК по состоянию на 2018 г.

Электросетевой комплекс крупных промышленных предприятий по масштабам также сопоставим с рядом сетевых компаний. Во многих случаях такие предприятия приобретают статус территориальных сетевых организаций (ТСО). Основная информация по наиболее крупным сетевым компаниям, действующим на территории Челябинской области (общее количество – 57), приведена в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Сводная информация о наиболее крупных сетевых организациях на территории Челябинской области

№ п/п	Наименование сетевой организации	Территория присутствия	Сводные данные по сетям
1	Филиал ПАО «МРСК Урала» – «Челябэнерго»	Челябинская обл.	5 производственных отделений; 310 ПС 35-220 кВ, из них: 1 ПС 220 кВ, 185 ПС 110 кВ, 124 ПС 35 кВ (суммарная мощность более 4025 МВА); общая длина ЛЭП – 41537 км; ЛЭП 110 кВ – 5355 км, ЛЭП 35 кВ – 2710 км, ЛЭП 6-10 кВ – 18384 км, ЛЭП 0,4 кВ – 15951 км.

Продолжение табл. 1.2

2	Филиал ПАО «ФСК ЕЭС» – Южно-Уральское ПМЭС	Челябинская обл.	ЛЭП 110-500 кВ – 2894 км; 18 ПС тр-рной мощностью 10043,1 МВА (8 ПС 500 кВ, 7 ПС 220 кВ, 3 ПС 110 кВ).
3	ООО «АЭС Инвест»	Челябинская обл. (23 муниципальных образования, в т.ч. 12 городских округов)	Общая длина ЛЭП 5842,5 км; ЛЭП 35 кВ – 17,3 км, ЛЭП 6-10 кВ – 386,77 км, ЛЭП 0,4 кВ – 550,75 км. 1650 ПС тр-рной мощностью 795,08 МВА.
4	АО «Горэлектросеть» города Магнитогорска	г. Магнитогорск	Общая длина ЛЭП – 2212,37 км; ЛЭП 110 кВ – 39,23 км, ЛЭП 35 кВ – 73,8 км, ЛЭП 6-10 кВ – 922,21 км, ЛЭП 0,4 кВ – 1177,13 км; Тр-рная мощность ПС – 1021,99 МВА.
5	АО «АЗ «Урал»	Промышленная площадка АО «АЗ «Урал», близлежащие районы и поселки г. Миасса, промзона	Общая длина ЛЭП – 277,49 км; ЛЭП 35 кВ – 7,6 км, ЛЭП 6-10 кВ – 263,89 км, ЛЭП 0,4 кВ – 6 км; Тр-рная мощность ПС – 384,919 МВА.
6	ПАО «ММК»	Промышленные площадки ПАО «ММК», Агаповский р-н, г. Магнитогорск	Общая длина ЛЭП – 1548,2 км; ЛЭП 110 кВ – 327,066 км, ЛЭП 35 кВ – 193,7 км, ЛЭП 10 кВ – 1027,433 км; Тр-рная мощность ПС – 5539,8 МВА.
7	АО «Оборонэнерго» (филиал «Уральский»)	Челябинская обл., г. Карабаш	Общая длина ЛЭП – 581,74 км; Тр-рная мощность ПС – 66,25 МВА.
8	ПАО «РЖД» (Южно-Уральская дирекция по энергообеспечению – структурное подразделение Трансэнерго – филиала ПАО «РЖД»)	Челябинская обл.	Общая длина ЛЭП – 4510,72 км; ЛЭП 110 кВ – 18 км, ЛЭП 35 кВ – 38 км, ЛЭП 6-10 кВ – 1960,38 км, ЛЭП 0,4 кВ – 2494,34 км. Тр-рная мощность ПС – 2191,28 МВА.
9	ООО «Трансэнерго»	г. Снежинск	Общая длина ЛЭП – 423,46 км.
10	ООО «Сети и Системы»	г. Сатка, г. Бакал	Общая длина ЛЭП – 1289,24 км; ЛЭП 6-10 кВ – 464,45 км, ЛЭП 0,4 кВ – 824,79 км. Тр-рная мощность ПС – 67,94 МВА.
11	ООО «ТЭСиС»	г. Челябинск, Металлургический район	Общая длина ЛЭП – 709,1 км; ЛЭП 35 кВ – 12,3 км, ЛЭП 6-10 кВ – 164,95 км, ЛЭП 0,4 кВ – 531,85 км. Тр-рная мощность ПС – 212,24 МВА.
12	ООО «Эффект ТК»	Частично г. Челябинск; Верхнеуфалейский городской округ	Общая длина ЛЭП – 264,11 км; ЛЭП 6-10 кВ – 62,07 км, ЛЭП 0,4 кВ – 202,04 км. Тр-рная мощность ПС – 22,42 МВА.

Продолжение табл. 1.2

13	АО «Электросеть»	г. Челябинск, г. Златоуст, г. Чебаркуль	Общая длина ЛЭП – 90,17 км; ЛЭП 110 кВ – 39,99 км, ЛЭП 35 кВ – 8,37 км, ЛЭП 6-10 кВ – 11,24 км, ЛЭП 0,4 кВ – 30,57 км. Тр-рная мощность ПС – 2787,48 МВА.
14	АО «ЧЭМК»	г. Челябинск	Общая длина ЛЭП – 12,46 км. Тр-рная мощность ПС – 1110 МВА.
15	ФГУП «ПО «Маяк»	г. Озёрск	Общая длина ЛЭП – 514,5 км; ЛЭП 110 кВ – 92,5 км, ЛЭП 35 кВ – 65,3 км, ЛЭП 6-10 кВ – 268,3 км, ЛЭП 0,4 кВ – 88,4 км. Тр-рная мощность ПС – 509,96 МВА.
16	ММКПХ	г. Озёрск	Общая длина ЛЭП – 923,9 км. Тр-рная мощность ПС – 171,403 МВА.
17	ООО «ТДК»	г. Златоуст и близлежащие населенные пункты	Общая длина ЛЭП – 461,22 км; ЛЭП 6-10 кВ – 22 км, ЛЭП 0,4 кВ – 439,22 км. Тр-рная мощность ПС – 57,6 МВА.

Наибольшей протяжённостью линий напряжением 110 кВ характеризуются филиал «Челябэнерго» МРСК Урала (5355 км), ПАО «ММК» (327 км); линий 35 кВ – также «Челябэнерго» (2710 км), ПАО «ММК» (193,7 км), АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска (73,8 км), ФГУП «ПО «Маяк» (65,3 км). Филиал «Челябэнерго» МРСК Урала включает в себя, кроме прочего, ПО «Челябинские городские электрические сети», охватывающее большую часть территории г. Челябинска.

По трансформаторной мощности лидируют (вслед за МРСК Урала и ФСК ЕЭС) ПАО «ММК» (5540 МВА), АО «Электросеть» (2787 МВА), ПАО «РЖД» (2191 МВА), АО «ЧЭМК» (1110 МВА) и АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска (1022 МВА). При этом к АО «Электросеть» (г. Челябинск) относится значительная часть электросетевого хозяйства Челябинского металлургического комбината.

Основные характеристики сетевых организаций показаны на рис. 1.9. Столбец «Длина ЛЭП 6-10 кВ» для филиала «Челябэнерго» показан не полностью.

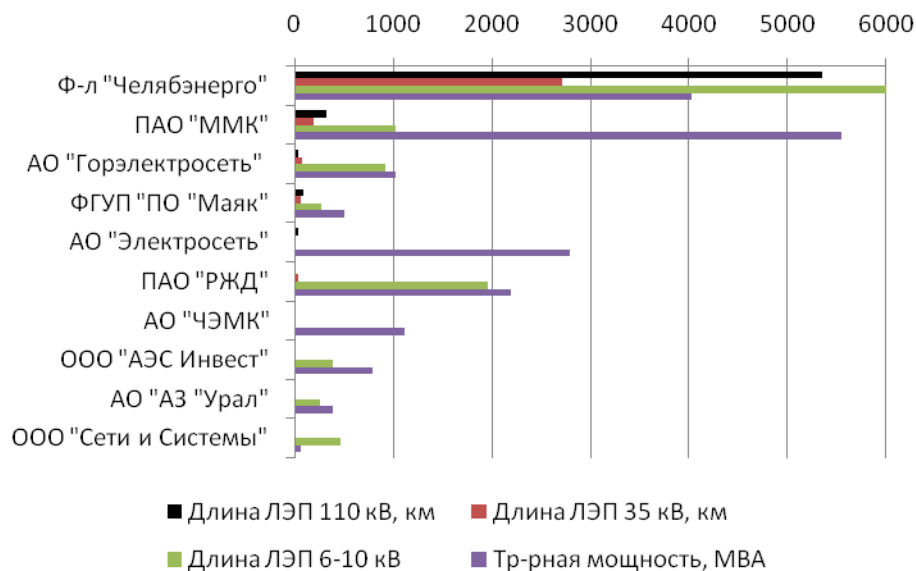


Рис. 1.10. Основные характеристики сетевых организаций Челябинской области

Сложность, загруженность и протяжённость электрических сетей крупных промышленных предприятий обуславливают необходимость организации собственного оперативно-диспетчерского управления этими объектами.

Взаимодействие с энергосбытовыми компаниями крупного промышленного потребителя определяется тем, является ли он субъектом ОРЭМ РФ. Выход на оптовый рынок накладывает на потребителей ряд обязательств⁷:

- 1) членство в НП «Совет рынка»;
- 2) соблюдение платёжной дисциплины ОРЭМ;
- 3) создание АИИСКУЭ по требованиям АО «АТС» с учетом всех подключенных субабонентов и имеющегося статуса ТСО;
- 4) высокие требования к системам связи и обмена информацией с АО «СО ЕЭС»;
- 5) обязательное заключение договора с АО «СО ЕЭС»⁸ на оказание услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в части обеспечения системной

⁷ Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 №1172 (ред. от 24.11.2021) «Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

⁸ Постановление Правительства РФ от 14.02.2009 №114 (ред. от 04.09.2015) «О порядке отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» (вместе с

надёжности, обеспечения вывода ЕЭС России из аварийных ситуаций, формирования технологического резерва мощностей и др., поэтому довольно часто имеет место структура, показанная на рис. 1.11 (на примере ПАО «ММК»).

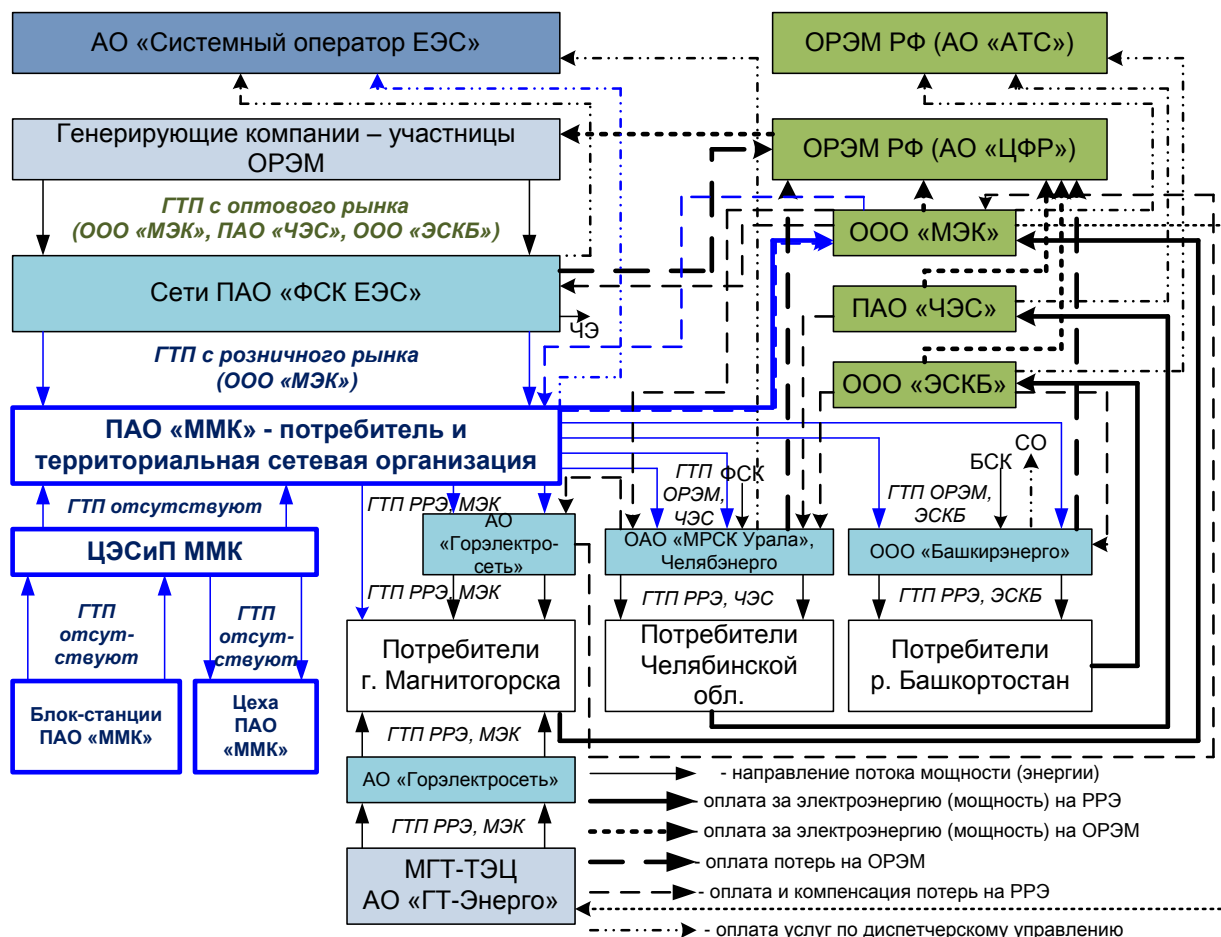


Рис. 1.11. Взаимодействие крупного градообразующего промышленного предприятия с энергосбытовыми компаниями, смежными сетевыми компаниями и сторонними потребителями

В данном случае промышленное предприятие имеет границы балансового раздела с сетевыми компаниями ПАО «ФСК», ОАО «МРСК Урала», ООО «Башкирэнерго», АО «Горэлектросеть» и непосредственно с потребителями (например, метизно-калибровочный завод, цементный завод и т.д.). Поставки электроэнергии осуществляются на розничном рынке гарантирующим поставщиком ООО «МЭК», у которого приобретают электроэнергию

«Правилами отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»).

промышленные (включая ПАО «ММК») и непромышленные (включая население) потребители г. Магнитогорска; кроме того, осуществляется покупка потерь ТСО – также ПАО «ММК», АО «Горэлектросеть» и др.

Компенсация потерь электроэнергии производится косвенным путем со стороны ООО «МЭК» за счёт оплаты потребителями услуг по передаче электроэнергии. Например, АО «Горэлектросеть» приобретает у ООО «МЭК» электроэнергию для компенсации потерь, ООО «МЭК», в свою очередь, оплачивает ОАО «МРСК Урала» услуги по передаче электроэнергии своим потребителям, в т.ч. через сети смежных сетевых организаций (в Магнитогорском энергорайоне это АО «Горэлектросеть», ПАО «ММК», ПАО «ММК-МЕТИЗ» и ряд мелких компаний); ОАО «МРСК Урала» же оплачивает услуги по передаче электроэнергии потребителям ООО «МЭК», присоединённым к сетям АО «Горэлектросеть». Такая структура финансовых потоков справедлива для потребителей, заключивших с ООО «МЭК» договор энергоснабжения, в случае же наличия договора купли-продажи электроэнергии потребитель самостоятельно оплачивает сетевым организациям услуги по передаче электроэнергии. Так, ПАО «ММК» имеет договор на приобретение услуг по передаче электроэнергии с ПАО «ФСК ЕЭС». К сетям ММК присоединены потребители МЭК непосредственно и через смежные сетевые организации, вследствие чего МЭК компенсирует ММК (как ТСО) затраты, связанные с передачей электроэнергии своим потребителям.

Поскольку наиболее крупный потребитель – ММК – владеет собственными электростанциями, позволяющими регулировать потребление как собственно предприятия, так и всего энергоузла, это облегчает разработку прогнозных графиков нагрузки со стороны МЭК при участии в торгах на РСВ и создаёт возможности по снижению узловой цены. Кроме того, появляется возможность участия с ценовыми заявками в торгах на балансирующем рынке.

Таким образом, можно выделить следующие характерные особенности крупных энергоёмких промышленных предприятий с собственной генерирующей базой как объектов электроэнергетики:

1) значительная доля нагрузки предприятия в суммарной нагрузке энергорайона (энергоузла). Так, при суммарном максимуме нагрузки МЭУ, равном 1400 МВт, вклад собственно ММК составляет около 900 МВт.

2) высокая концентрация нагрузки на территории предприятия;

3) большой объём вторичных энергоносителей, используемых для производства электрической и тепловой энергии;

4) значительная доля покрытия нагрузки по активной мощности за счёт собственных электростанций;

5) при этом участие собственных электростанций в покрытии нагрузки по реактивной мощности невелико, т.к. генераторы работают с чрезвычайно большим коэффициентом мощности (близким к 1); это приводит к снижению запаса устойчивости;

6) система электроснабжения предприятия обеспечивает электроэнергией большинство потребителей узла, в первую очередь это касается сетей 110-220 кВ; эти сети чаще всего присоединены непосредственно к сетям ФСК ЕЭС, передача электроэнергии сторонним потребителям, как правило, осуществляется через сети смежных сетевых организаций;

7) преобладание относительно коротких линий электропередачи и незначительная доля сетей замкнутой конфигурации;

8) сложная структура оперативного управления энергохозяйством, предусматривающая управление выработкой и распределением всех видов энергоносителей на предприятии, включая электроэнергию. Диспетчерская служба управления главного энергетика находится в оперативном подчинении непосредственно Системного оператора ЕЭС (регионального диспетчерского управления) и взаимодействует со службами режимов энергосбытовой компании, смежных сетевых компаний, а также потребителей. Диспетчерская служба цеха электрических сетей и подстанций играет роль центра управления сетями и наделена широкими полномочиями в части операционных функций, взаимодействуя при этом с ДС УГЭ, а по ряду вопросов – со смежными сетевыми компаниями и потребителями;

9) первоочередное влияние технологического процесса предприятия на структуру и режимы электрических сетей (графики электрических нагрузок, требования по надёжности электроснабжения) и станций (графики тепловых нагрузок и графики выработки вторичных энергоносителей);

10) предприятие может быть наделено правом (по соответствующему соглашению с Системным оператором ЕЭС) самостоятельно формировать программы производства и суточные графики нагрузки собственных электростанций;

11) качественная схожесть энергоузла или энергорайона с региональной энергосистемой по структуре баланса электроэнергии и мощности, конфигурации электрических сетей высших классов напряжения, структуре оперативно-диспетчерского управления, количеству действующих сетевых и энергосбытовых организаций, а в ряде случаев – и по суммарной нагрузке.

1.2. Подход к управлению режимами промышленной системы электроснабжения с учётом её системных свойств

Перечисленные выше характерные свойства СЭС говорят, что им в той или иной мере присущи свойства больших производственно-экономических систем [16],[52]:

1. Структурная и динамическая сложность. Во многом определяется существенным влиянием на режим СЭС отдельных электроприёмников, а не крупных узлов нагрузки [254]. Режим работы электроприёмников, в свою очередь, зависит от их технологической принадлежности, следовательно, как на цеховом, так и на заводском уровне СЭС нельзя рассматривать её структуру и режим в отрыве от технологического процесса и оборудования. Динамическая сложность определяется большим количеством вращающихся машин с различным характером противодействующего момента, участвующих в переходных процессах; в ряде случаев единичные мощности высоковольтных двигателей соизмеримы с мощностями некоторых генераторов собственных электростанций. При рассмотрении установившихся режимов более важной

представляется **эволюционная сложность** СЭС, которая будет связана с изменением объёмов производства каждого из структурных подразделений предприятия по каждому из видов продукции, освоением новых рынков, ужесточением требований по экологичности, изменением цен как на сырьё, товары и услуги, так и на готовую продукцию (в т.ч. энергоносители) и т.д. Следует отметить также преобладание сильных связей на уровне СЭС «электростанции – сети 110-220 кВ» вследствие высокой концентрации большинства объектов на территории предприятия.

2. Организованность и управляемость (как системы, характеризующейся свойствами адаптивности и эргатичности). Проявляется в наличии нескольких взаимосвязанных определенным образом, но различных по назначению подсистем – генерация, передача, распределение, защита и автоматика, учет и измерения, телемеханика и связь, оперативно-диспетчерское управление, планирование производства, ремонт и обслуживание, – а также в способности получать информацию от внешних систем – технологической, экономической, транспортной подсистем предприятия, а также региональной электроэнергетической системы, и использовать её для организации своей деятельности; СЭС, как и большинство искусственных человеко-машинных систем при решающей роли человека (эргатических), является самоорганизующейся; процесс самоорганизации в данном случае является результатом целенаправленной деятельности человека.

3. Двойственность природы (в смысле, используемом Д.А. Арзамасцевым). Проявляется как сочетание причинных свойств [134], определяющих функционирование СЭС (география потребителей, технология и объём производства продукции, требования по надёжности электроснабжения и качеству электроэнергии, режим энергосистемы, регламенты и условия действующих договоров на РРЭ и ОРЭМ, законодательство и иные нормативные акты в области энергосбережения и экологической политики, цены на энергоносители, планы по реконструкции и развитию производства, появление новых и усовершенствованных типов электротехнического и

энергетического оборудования, появление новых технологий утилизации ВЭР основного производства и т.д.), с частично неопределёнными свойствами, связанными с разнообразием технологических процессов и отклонениями их параметров, разновременностью их протекания, плановыми и внеплановыми ремонтными работами, неисполнением договорных обязательств (сбоями поставок и др.), неопределённостью объёма заказов на различные виды продукции и т.д.; возможными отклонениями параметров режима энергосистемы; неопределённостью объёма и характеристик вторичных энергоресурсов.

4. Иерархичность и взаимосвязь с другими системами. Проявляется также в тесной взаимосвязи с другими подсистемами промышленного предприятия – технологической, транспортной, финансовой, управления персоналом, в первую очередь, если предприятие является собственником всех объектов СЭС, включая электростанции; при выводе части объектов в дочерние общества такая взаимосвязь может проявляться слабее. Место СЭС в иерархии ЕЭС определяется её влиянием на режим региональной энергосистемы и энергообъединения, а также транзитом мощности в смежные сетевые организации и сторонним потребителям (крупные ТЭЦ или замкнутые сети 110-220 кВ, принадлежащие предприятию и находящиеся в технологическом управлении его ДС УГЭ, могут находиться в диспетчерском ведении РДУ и ОДУ – ПАО «ММК»; ТЭЦ предприятия, принадлежащая дочерней структуре, может находиться в диспетчерском управлении РДУ – ПАО «ЧМК»; предприятие может быть субъектом ОРЭМ – ПАО «Северсталь» и т.д.).

5. Многообразие свойств и состояний. При управлении режимами СЭС полная информация об их параметрах доступна, как правило, для сетей 35–220 кВ, трансформаторов 35-220/3-10 кВ, крупных энергоёмких объектов 6-10 кВ (главные привода прокатных станов, турбокомпрессоры кислородных станций и т.д.) и главных схем электростанций. Сети 10 кВ и ниже частично или полностью ненаблюдаемы, имеются лишь графики нагрузки, в ряде случаев регистрируемые вручную, а также результаты зимних и летних контрольных

замеров. При этом объём контрольных замеров определяется ЭСО, РДУ и др. структурами и не связан с потребностями ДС УГЭ или ЦЭСиП предприятия. Тем не менее коррелированность нагрузок технологически взаимосвязанных производств или агрегатов можно использовать при оценке недостающих данных, кроме того, использование информации об ожидаемых объёме производства и состоянии технологических агрегатов может упростить коррекцию режима при оперативном управлении им.

6. Многовариантность функционирования. Возможности управления режимом СЭС во многом ограничиваются особенностями технологического процесса собственных и сторонних потребителей (последнее – как правило, в случае выделения вспомогательных цехов в дочерние структуры), требованиями к надёжности и бесперебойности электроснабжения, существующими на предприятии технологическими цепочками, договорами на услуги по передаче электроэнергии со сторонними потребителями и смежными сетевыми организациями.

7. Многокритериальность. Функционирование СЭС крупного градообразующего предприятия во многом определяется двумя критериями – надёжным обеспечением электроэнергией собственных потребителей в зависимости от их технологических особенностей и надёжным обеспечением транзита электроэнергии в смежные сетевые организации и сторонним потребителям (при заданных требованиях к качеству электроэнергии). При этом должна обеспечиваться экономичная работа энергохозяйства предприятия в целом. Затраты, связанные с выработкой и отдачей в цеха или сторонним потребителям тепловой энергии, химически очищенной воды, конденсата, горячего дутья и т.д., представляют собой дополнительные критерии управления, которые при решении ряда задач могут вырождаться в ограничения. Критерии экономичности и качества являются противоречивыми по отношению к критерию надёжности.

Устойчивый динамизм развития, характерный для электроэнергетических систем, в меньшей степени присущ СЭС крупных предприятий, развитие

которых определяется модернизацией, реконструкцией и расширением производства, а в ряде случаев, закрытием устаревших цехов, что, в свою очередь, зависит от спроса на продукцию определённых видов, рыночной конъюнктуры, внешнеэкономической, а порой и внешнеполитической ситуации.

Перечисленные свойства во многом определяют круг задач управления и подходы к их решению, в частности, виды информации и математический аппарат.

Структурная сложность, иерархичность и связь с другими системами своего класса в сочетании с относительно небольшим по сравнению с ЭЭС числом уровней иерархии, а также преобладанием разомкнутых сетей над замкнутыми, делают целесообразным распространение принципов эквивалентирования как на моделирование узлов примыкания к внешним системам (сторонние потребители, узлы примыкания к РЭЭС или транзита в смежные сетевые организации) с дальнейшим использованием эквивалентов в расчетах, так и на создание имитационных моделей собственно СЭС. При этом в связи с недостаточной наблюдаемостью, в первую очередь на цеховом уровне распределения, необходимо использование подходов теории оценивания состояния, что обусловлено многообразием режимов.

Свойство двойственности определяет необходимость использования математического аппарата, позволяющего учитывать свойство неопределённости (в первую очередь, электрических нагрузок на различных уровнях СЭС) в различных задачах – расчёта параметров нормальных и аварийных режимов и их планирования, оптимизации распределения мощностей и уровней напряжения, анализа надёжности, определения стоимости услуг по передаче электроэнергии для сторонних потребителей и ССО и т.д. Наиболее универсальным является подход, основанный на теории нечётких множеств, в частности, на использовании нечётких чисел и правил нечёткого вывода. Его использование позволяет моделировать электрические нагрузки, в условиях СЭС, как правило, не подчиняющиеся нормальному закону

распределения, характеристики ущербов при оценке надёжности и производственных рисков, характеристики генерирующего оборудования и энергоносителей, балансовые условия на границе раздела со смежными объектами энергетики и др.

Организованность, управляемость, многокритериальность определяют подходы, используемые при оптимизации режимов. Использование на собственных электростанциях разнородного генерирующего оборудования, нескольких видов топлива обуславливают применение методов, не предъявляющих требований к виду целевой функции и уравнений связи. Относительно небольшое (по сравнению с ЭЭС) количество генерирующих единиц делают достаточно удобным использование метода динамического программирования, с трудом применимого в условиях ЭЭС вследствие высоких требований к вычислительным ресурсам.

Эргатичность СЭС, являющейся по отношению к ЭЭС её подсистемой, вызывает необходимость разработки системы поддержки принятия решений на всех уровнях управления СЭС (ДС УГЭ, ДС ЦЭСиП, сменный персонал электростанций, службы планирования УГЭ, ЦЭСТ, экономического управления), учитывающей тот факт, что СЭС является одной из производственных подсистем промышленного предприятия.

Системные свойства в целом СЭС приводят к необходимости широкого использования экспертных оценок [125], а также методов и средств имитационного моделирования. Связь с другими подсистемами обуславливает применение итеративных подходов.

Можно выделить следующие внутренние подсистемы:

1) подсистема производства электроэнергии и тепловой энергии, а также сопутствующих энергоносителей – собственные электростанции предприятия;
– связана с подсистемами водоснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, железнодорожного транспорта; связана с технологической подсистемой предприятия (отпуск пара на технологические нужды цехов, подача горячего дутья в доменные печи и т.д.);

– связана с Системным оператором ЕЭС, т.к. электростанции находятся в оперативном ведении РДУ (ОДУ), в ряде случаев – в оперативном управлении; оперативное взаимодействие может быть как прямым, так и опосредованным (через ДС УГЭ); на рис. 1.11, 1.12 показан случай опосредованного диспетчерского управления;

2) подсистема приёма, передачи и распределения электроэнергии – электрические сети (линии электропередачи, подстанции);

– связана с региональной электроэнергетической системой, представленной ФСК и территориальными сетевыми организациями, с технологической подсистемой предприятия;

3) подсистема защиты, автоматики, сигнализации, дистанционного управления оборудованием электрических станций и сетей;

– связана с системой противоаварийной автоматики и релейной защиты РЭС, как посредством параметров режима первичных цепей, так и при помощи каналов связи;

4) подсистема оперативно-диспетчерского управления;

– связана с подсистемами более высокого уровня иерархии (РДУ, ОДУ), с подсистемами диспетчерского управления водоснабжением, теплоснабжением, газоснабжением, железнодорожным транспортом (поставки угля), подсистемами телефонной связи и радиосвязи, обслуживания вычислительной техники, разработки и сопровождения программного обеспечения;

5) подсистема сбора, передачи, обработки, представления информации о параметрах режима и состоянии оборудования;

– связана с подсистемой телемеханики РЭС, подсистемами телефонной связи и радиосвязи, обслуживания вычислительной техники, разработки и сопровождения программного обеспечения;

б) подсистема финансовых расчетов с участниками электроэнергетических рынков;

– связана с Минэнерго (утверждение нормативов технологических потерь электроэнергии – НТПЭ), Федеральной службой по тарифам (утверждение

тарифов на услуги по передаче электроэнергии), сетевыми компаниями (оплата услуг по передаче электроэнергии), Системным оператором ЕЭС (оплата услуг по оперативно-диспетчерскому управлению), энергосбытовой компанией (оплата электроэнергии и мощности на собственные нужды; оплата электроэнергии для компенсации потерь – для предприятий с правами ТСО); кроме того, связана с подсистемой финансовых расчетов на предприятии (финансово-экономическое управление, главная бухгалтерия);

7) подсистема анализа и планирования производственных показателей энергохозяйства;

– связана с аналогичными подсистемами других производственных процессов предприятия (производственное управление); с подсистемой обеспечения энергоресурсами (производственная группа УГЭ);

8) подсистема планирования и проведения ремонтов и профилактических испытаний оборудования;

– связана с подсистемой обеспечения оборудованием и материалами, с внешними подрядными организациями, с внешними подсистемами планирования и проведения ремонтов оборудования РЭЭС (Системный оператор ЕЭС, сетевые компании).

Схема внутренних и внешних связей показана на рис. 1.12.

На рис. 1.12 наиболее сильные с точки зрения управления эксплуатационными режимами связи выделены утолщенными линиями и пронумерованы, соответствующие подсистемы также выделены. Связи 1, 2, 4, 15, 17 носят материальный характер и обусловлены физическими связями между элементами электрической системы, включая электроприемники (2) и теплопотребляющие установки (1). Связи 14 и 15 также являются материальными и связаны с финансовыми расчетами между предприятием и энергосбытовой компанией, а также между предприятием и сетевой компанией. Связи 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 12, 15, 16, 17 являются информационными и связаны, в первую очередь, с оперативно-технологическим и оперативно-диспетчерским

управлением СЭС, в т.ч. рассмотрением заявок на проведение ремонтов (10), выдачей и контролем выполнения производственного задания (11, 3).

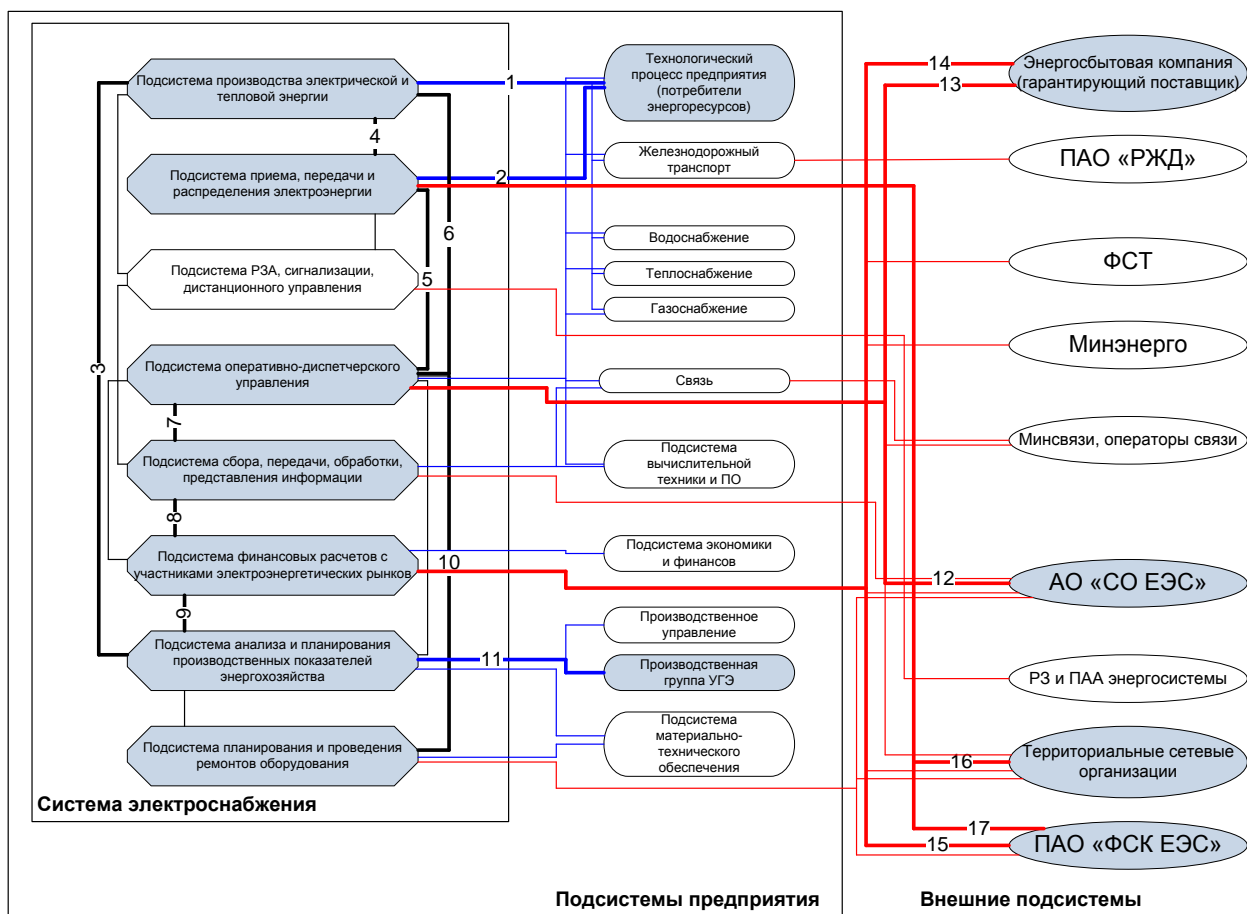


Рис. 1.12. Схема внутренних и внешних связей системы электроснабжения промышленного предприятия с собственной генерацией

Большинство подсистем имеют собственную иерархическую структуру. Уровни иерархии и поперечные связи для основных подсистем показаны ранее на рис. 1.1, 1.2, 1.10.

При управлении принято выделять временную и ситуативную иерархию [46]. Потребность во временной иерархии связана с необходимостью выделения отрезков времени при планировании режимов системы электроснабжения с учётом реконструкции действующего производства, выводом из эксплуатации устаревшего оборудования и вводом новых технологических линий, выполнением условий связи, заданных вышестоящей диспетчерской службой. Обычно выделяют три временных уровня управления: планирование режимов; оперативное управление, автоматическое управление. В свою очередь планирование

режимов делят на перспективное, текущее и оперативное. Перспективное планирование развития электроэнергетики в масштабах субъектов РФ и крупных предприятий выполняется на период 5 лет и отражается в «Схеме и программе развития электроэнергетики субъекта федерации». В масштабах ЕЭС перспективное планирование производится на период 7 лет (основной документ – «Схема и программа развития ЕЭС»), планирование перспективного развития электроэнергетики РФ выполняется на больший срок – 15 лет и более; на настоящий момент действует «Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 г.», принятая 9 июня 2017 г. (распоряжение Правительства РФ №1209-р).

Ситуативная иерархия [47] выделяет четыре ранга управления: нормальный, ремонтный, послеаварийный и аварийный режимы, отличающихся уровнем приоритета. Ремонтные режимы в условиях сетей 110-220 кВ систем электроснабжения должны выделяться особо в связи с существенным отличием от нормальных режимов. В практике оперативного управления заявки на вывод в ремонт таких объектов могут относиться к категории системных заявок и должны согласовываться с РДУ.

Для небольших предприятий основной задачей диспетчерской службы энергохозяйства в отношении электроэнергии является распределение установленных предельных значений электропотребления и суммарной мощности в момент прохождения максимума нагрузки энергосистемы в соответствии с условиями договора энергоснабжения или купли-продажи электроэнергии. Однако с усложнением структуры электрических сетей большое значение приобретают и задачи режимного характера. Общая задача управления эксплуатационными режимами СЭС крупного промышленного предприятия, имеющего в своём составе электрические станции и замкнутые электрические сети, делится на ряд частных задач. Наиболее важными из них являются задачи оперативного прогнозирования ремонтных, аварийных и послеаварийных режимов, регулирования напряжения, регулирования частоты при автономной работе, оптимального распределения активной и реактивной мощности между собственными

ми электростанциями и энергосистемой при различных условиях связи, выбора наиболее экономичной эксплуатационной схемы. Все эти задачи должны решаться диспетчерской службой энергохозяйства в реальном ритме времени, средства их решения должны быть предусмотрены программным комплексом рабочего места диспетчера, являющегося обязательной частью реализации программы энергосбережения любого крупного предприятия.

При расчётах с энергоснабжающей организацией по 5-й–6-й ценовым категориям, предусматривающим контроль соответствия фактических почасовых значений потребляемой электроэнергии (электроэнергии и мощности) заявленным значениям, собственные электростанции позволяют управлять потокораспределением на границе раздела с ЭСО; эффективное участие ЭСО, в границах деятельности которой функционирует крупный активный потребитель, с ценовыми заявками на БР, возможно только при согласованных действиях ДС ЭСО и ДС УГЭ. Последнее также реализуется в первую очередь за счёт оптимального распределения мощностей между собственными источниками.

В электроэнергетических системах при решении общей задачи наивыгоднейшего распределения нагрузки широко используются принципы декомпозиции, эквивалентирования, агрегирования, диакоптики и др., основные принципы использования которых изложены в работах [46],[94],[28]. В соответствии с этим принято рассматривать четыре модификации задачи в соответствии с пространственной иерархией – наивыгоднейшее распределение нагрузок между энергообъединениями с определением режима межсистемных электропередач; оптимальное распределение нагрузки между энергосистемами объединения и крупными электростанциями; экономически выгодное распределение нагрузки между станциями районных энергосистем; распределение нагрузок между агрегатами электростанций.

В рассмотренной иерархии задача оптимального распределения нагрузок системы электроснабжения занимает последний, пятый уровень, однако сложные многоуровневые системы электроснабжения, содержащие замкнутые сети и собственные электростанции, имеют во многом схожую с энергосистемами

структуру, отличаясь лишь меньшим количеством уровней иерархии. Поэтому персоналу таких систем электроснабжения приходится решать задачи, аналогичные общесистемным, но при этом следует выделить иные уровни экономического распределения мощностей:

- между электростанциями энергосистемы и собственными электростанциями (или, что то же самое, между ГТП розничного рынка либо ОРЭМ и собственными электростанциями);

- между собственными электростанциями при известной суммарной выработке;

- между отдельными генераторами при отдельном рассмотрении каждой из электростанций;

- между отдельными генераторами при совместном рассмотрении электростанций; такой подход может дать более экономичное распределение, чем в предыдущем случае, но в этом случае иерархический порядок формирования суточного производственного задания нарушается, т.к. сначала формируются суточные графики почасовой выработки каждого из генераторов, после чего на их основе формируется график в целом для электростанции.

Задачи, определяемые иерархией во времени, в условиях промышленного электроснабжения должны учитывать проведение капитальных ремонтов и реконструкций в производственных цехах, а также проведение плановых и неплановых текущих ремонтов технологического оборудования. Используемые системные эквиваленты должны учитывать ремонтные режимы при выводе оборудования электростанций и электрических сетей. Для крупных потребителей целесообразно при составлении расчётной схемы включать в неё примыкающие участки сетей РСК и ФСК, в особенности это важно для обеспечения точности расчёта режимов сетей напряжением 110-220 кВ.

Одной из наиболее важных задач управления режимами следует считать комплексную задачу распределения мощностей и регулирования напряжения. При её решении в едином алгоритме определяется режим агрегатов электростанций и электрической сети. В ряде случаев вместо комплексной может ре-

шаться совокупность более простых задач. При этом решаются две самостоятельные подзадачи: первая – оптимальное распределение потоков активной мощности при постоянстве напряжений в узлах электрической сети и с приближённым учётом потерь активной мощности, вторая – расчёт режима при определённых ранее фиксированных активных мощностях электростанций. В рамках второй подзадачи определяются оптимальные уровни напряжения в контрольных точках замкнутых сетей (в основном 110-220 кВ) и на шинах РУ, являющихся центрами питания разомкнутых сетей.

В иерархической системе методы расчёта и оптимизации должны учитывать координацию энергосистемы и потребителей, в частности, должны учитываться ограничения по пропускной способности линий электропередачи, по уровням напряжения в контрольных точках основной сети РЭС; должно обеспечиваться соблюдение условий, предписанных действующими договорами и регламентами ОРЭМ и РРЭ. Для промышленных потребителей возможен подход, основанный на управлении электропотреблением производственных цехов. Так, в работе [6] предложена методика, основанная на выравнивании графиков нагрузки с использованием методов теории контрактов и позволяющая потребителю уменьшить плату за электроэнергию, а энергосистеме – отсрочить ввод новых генерирующих мощностей, что для потребителя, однако, связано с дополнительными затратами.

Наряду с разработкой оптимальных режимов важной задачей оперативно-го управления является оперативный расчёт установившегося режима. Для решения этой задачи могут применяться те же алгоритмы расчётов, что и при планировании. Вместе с тем в ряде случаев применяются специальные алгоритмы, позволяющие повысить надёжность и быстроту расчётов [8]. Результаты оперативных расчётов могут также использоваться в алгоритмах действия режимной автоматики.

При оперативном управлении режимами электроэнергетических систем возникает ряд проблем, связанных с тем, что ряд объектов не находится в оперативном ведении диспетчера. Как правило, эти части системы при оператив-

ных расчётах представляются своими эквивалентами, для которых задаются потоки мощности по линиям связи. Так, в работе [131] предлагается способ оперативной идентификации схемно-режимных параметров эквивалентов внешних сетей на основе метода вариации параметров. Системы диспетчерского управления электроснабжением, в большинстве своём, также не лишены подобного недостатка, что связано, в первую очередь, с отсутствием точной информации о нагрузках и ненаблюдаемостью сетей смежных сетевых организаций и сторонних потребителей, а также цеховых и межцеховых сетей 3–10 кВ.

Таким образом, с усложнением конфигурации систем электроснабжения и увеличением на предприятиях собственной генерирующей базы задачи оперативного управления резко усложняются и по своей структуре во многом приближаются к задачам управления режимами электроэнергетических систем, однако при их решении существенную роль должны играть особенности технологического процесса конкретного производства и условия связи с питающей энергосистемой (как договорные, так и незапланированные).

В ряде работ, посвященных, главным образом, городским сетям и сетям ПО РСК, отмечается тенденция к появлению замкнутых участков на уровне 6–10 кВ, что связано с внедрением и развитием для таких объектов малой распределенной генерации ([142]). Для городских сетей мегаполисов перспективным считается переход к гексагональной конфигурации [121], обусловленный также развитием малой генерации и ростом удельной плотности нагрузки. Для крупных энергоёмких предприятий характерны несколько иные тенденции, выражающиеся в росте установленной мощности существующих собственных электростанций и глубоком вводе напряжения 110–220 кВ на территорию цехов с переходом сетей 110 кВ в класс распределительных, что делает нецелесообразным дополнительное усложнение сетей 3–10 кВ. Кроме того, в таких сетях уровни токов короткого замыкания достаточно высоки вследствие электрической близости основной сети РЭЭС, что приводит к необходимости в дополнительных мероприятиях по ограничению токов короткого замыкания. Кроме дополнительных затрат, это

может привести к ухудшению условий самозапуска двигателей ответственных механизмов в технологических цехах.

1.3. Методы расчёта, оптимизации и управления режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения

Первые работы в области расчёта и оптимизации режимов энергосистем появились еще в 30-40-е годы с появлением первых районных энергосистем и энергообъединений [37], однако наибольший интерес к этой проблеме возник в 60-70-е годы, что было обусловлено широкими возможностями, предоставляемыми цифровой вычислительной техникой. К числу основополагающих можно отнести работы И.М. Марковича, Л.А. Жукова, В.А. Веникова и коллектива кафедры ЭЭС МЭИ, В.И. Идельчика, Л.А. Крумма и ряда других ученых.

И.М. Маркович в книге «Режимы энергетических систем» (1969 г.) [133] в комплексе рассматривает все вопросы, которые уже на тот момент были актуальны при управлении режимами – экономичность режима, качество электроэнергии, структурная и функциональная надёжность, статическая и динамическая устойчивость, методы и средства автоматизации управления режимами. Все они актуальны и сейчас, однако добавились вопросы, связанные с изменением организационной структуры электроэнергетики и созданием конкурентной среды в ряде видов деятельности. Поскольку эти вопросы обусловлены не технологическим процессом производства, передачи и потребления электроэнергии, а нормативно-правовой базой, то они являются и наиболее быстро меняющимися, что обуславливает большое количество исследований именно в этой области.

Из современных работ следует выделить книги и статьи В.И. Тарасова (Новосибирск, Новосибирский государственный технический университет – НЭТИ), посвящённые сходимости и существованию решения итерационных методов расчёта, а также анализу статической устойчивости на основе сходимости итерационных процессов [179].

Значительный вклад в развитие теории и практики управления режимами энергосистем [14], [32], [31] внесён научной школой Уральского политехнического института им. С.М. Кирова – Уральского федерального университета им. Б.Н. Ельцина (Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.В. Паздерин и другие учёные). Создан принцип построения расчётных схем и метод расчёта режима, основанные на результатах измерения мощности и энергии и названные авторами соответственно «потокосная модель» и «модель энергораспределения» [29]. Обе модели содержат оригинальный подход к эквивалентированию ненаблюдаемых участков на основе балансовых уравнений энергорайона. Большинство подходов учитывают практику управления энергосистемами, в частности, неполноту и неточность информации, используемой при принятии решений. В книге Д.А. Арзамасцева и А.В. Липеса [198] подобный подход применен к задаче снижения технологического расхода электроэнергии в электрических сетях за счёт перераспределения реактивных мощностей при использовании в качестве исходной информации контрольных замеров.

Основные методы, используемые при расчёте и анализе установившихся режимов, рассмотрены в [84], [95] и др. Во всех случаях выделяются три основных этапа – составление уравнений состояния, их преобразование и их решение. На каждом из этих этапов применяются различные методы. Л.А. Жуков и И.П. Стратан в [84] основное внимание уделяют первым двум этапам. К основным способам составления уравнения состояния отнесены матрично-топологические методы узловых напряжений, контурных токов при прямой или обращенной формах записи матричных уравнений; прямой метод, основанный на уравнениях Кирхгофа в матричной форме, а также методы, основанные на матрицах обобщенных параметров (матрицах комплексных коэффициентов распределения тока \dot{C} и напряжения \dot{D} , собственных и взаимных проводимостей \dot{Y}_{ij} , узловых сопротивлений \dot{Z} , контурных проводимостей \dot{Y}_k). Форма записи уравнений каждого вида зависит от способа задания узловых нагрузок. К таким способам можно отнести задание нагрузки неизменной мощностью; не-

изменным (задающим) током; неизменным сопротивлением; статическими характеристиками по напряжению и частоте $P = g(U, f)$ и $Q = g(U, f)$.

Методы преобразования схем и уравнений могут быть разделены на группы – методы эквивалентирования; методы разбиения на подсхемы (методы диакоптики); методы, основанные на теории многополюсников; методы формального преобразования уравнений; методы преобразования, основанные на топологических особенностях схемы. Методы эквивалентирования предназначены, в основном, для снижения размерности задачи за счёт упрощения участков схемы, режимные параметры которых не представляют интереса. Основное назначение методов диакоптики – снижение требований к вычислительным ресурсам за счёт решения на каждом шаге только системы уравнений для какой-либо одной подсхемы с относительно небольшим числом элементов.

К методам непосредственного решения уравнений состояния (без их преобразования) в [84] отнесены определение токов в ветвях и напряжений в узлах на основе принципа наложения; метод разрезания контуров. Возможно видоизменение уравнений состояния, позволяющее учесть комплексные коэффициенты трансформации, а также потери холостого хода трансформаторов. К методам расчёта с преобразованием исходных уравнений отнесены метод исключения контуров графа; преобразование матриц коэффициентов к ленточной форме; метод определяющих величин; метод расчёта с выделением диагональных блоков; метод узлового анализа [76].

Методы диакоптики различаются подходами к выделению подсхем. Можно выделить способы, когда подсхемы имеют связь в одном общем узле либо имеют общую заземленную точку; когда подсхемы радиально связаны; при отсутствии связи между подсхемами; выделением пограничных узлов и др.

При использовании методов эквивалентирования важно задать используемые критерии эквивалентности. К основному критерию эквивалентности, как правило, относят равенство параметров исходного режима ветвей и узлов до преобразования схемы и после преобразования. При преобразовании генераторных узлов может быть применён подход, при котором неизменными оста-

ются мощности отдельных электростанций либо их сумма. При преобразовании пассивных участков схемы могут применяться эквивалентирование на основе линейной схемы замещения; эквивалентирование на основе метода исключения узлов при инвариантности потерь мощности. При объединении генерирующих станций возможны подходы, основанные на точном и приближенном эквивалентировании.

1.4. Состояние дел в области решения основных задач при планировании эксплуатационных режимов

1.4.1. Моделирование и прогнозирование электрических нагрузок

В составе исходной информации, определяющей параметры режима, наименее определённой и достоверной является информация об электрических нагрузках потребителей. Одним из наиболее часто используемых подходов к прогнозированию графиков электрических нагрузок является применение временных рядов с учётом влияния метеофакторов. При использовании такого подхода нагрузку промышленных предприятий относят к базовой части графика, считая неизменной. Так, в работе Макоклюева Б.И. [126] подробно рассмотрен метод сезонных кривых, позволяющий выполнять прогнозирование для каждого часа плановых суток на основе ретроспективной информации. Автор подробно рассматривает ПК «Энергостат», предназначенный для решения вопросов прогнозирования. Сезонная модификация метода Холта-Уинтерса, являющегося одной из разновидностей методов сглаживания, рассмотрена в работе [200] применительно к погодным условиям Ближнего Востока, для которых характерно превышение летней нагрузки над зимней. Метод применён авторами для краткосрочного прогнозирования пиковых нагрузок. Учёт неопределённости погодных факторов при прогнозировании на период от суток до недели рассмотрен также в [237]. В работе [235] график нагрузки моделируется гибридным временным рядом с двумя составляющими – линейной моделью авторегрессии – скользящего среднего и нелинейной моделью регрессии опорных векторов. Прогнозирование осущест-

вляется на основе одного из эволюционных алгоритмов – CSA, или «алгоритм поиска кукушки»; относится к оптимизационным алгоритмам роевого интеллекта.

В статье [208] рассмотрен подход к прогнозированию в две стадии, на первой из которых определяется прогнозная средняя нагрузка на следующие сутки, на второй же прогнозируются часовые значения нагрузки. Подход основан на методе наименьших квадратов опорных векторов. Обучение модели осуществляется на основе ежедневных данных за последние три года. Авторами подход рекомендован для расчётов в условиях нерегулируемых рынков электроэнергии.

Находит достаточно широкое применение математический аппарат нейронных сетей. В работе [201] рассматривается гибридный алгоритм обучения нейронной сети на основе модифицированного метода поиска гармонии, позволяющего осуществлять поиск решения в нескольких направлениях. Основной акцент авторы делают на краткосрочное прогнозирование для целей коммерческого диспетчирования. Для представления временного ряда используется модель авторегрессии – скользящего среднего. В целях долгосрочного прогнозирования на период от двух до пяти лет в статье [211] предлагается иерархическая нейронная сеть с временными окнами, состоящая из двух самоорганизующихся слоёв и однослойного персептрона. В работе [224] предлагается сочетание аппарата нейронных сетей с нечёткой логикой на основе алгоритма обучения Левенберга-Марквардта. Авторами принята Гауссова функция принадлежности и правило нечёткого вывода Такаги-Суджено. Эффективности практического применения нейронных сетей для прогнозирования в условиях SCADA-систем посвящена статья [242]. Применение нечётких чисел для целей прогнозирования рассмотрено в работе [245], где для учёта влияния погодных факторов на пиковую нагрузку предлагается использовать регрессионные уравнения с нечёткими коэффициентами.

Прогнозирование электрической нагрузки рассматривается и как обязательный элемент функционирования SmartGrid. Работа [226] посвящена про-

гнозированию пиковых нагрузок на основе использования нейронных сетей, однако в качестве объекта рассматривается крупное гражданское здание, для которого достаточно просто организовать сбор данных со всех его точек.

В качестве отдельной задачи, как правило, рассматривается моделирование графиков нагрузки для прогнозного расчёта потерь электроэнергии в распределительных сетях. В [205] предлагается упорядоченные графики нагрузки по продолжительности аппроксимировать экспоненциальными зависимостями, на основе которых далее определять коэффициенты формы графиков, применяемые при расчёте потерь.

Особые требования к методам прогнозирования нагрузки предъявляются при автоматическом регулировании частоты в энергосистемах. В работе [246] рассмотрен подход к прогнозированию нагрузки, основанный на фильтре Калмана в сочетании с оптимальным распределением этой нагрузки между энергоблоками при помощи эволюционных алгоритмов. В данном случае критерием точности прогнозирования является амплитуда колебаний частоты в процессе её регулирования.

Ряд исследований посвящён определению вероятностных характеристик электрических нагрузок. В [209] приведены результаты исследования коммунально-бытовой нагрузки на соответствие различным законам распределения. Авторы делают вывод о том, что наиболее точно описывают электрические нагрузки таких потребителей гамма-распределение и логнормальное распределение. В работе [231] описывается проведённый в жилом секторе Великобритании активный эксперимент, заключающийся в отключении отопления и горячего водоснабжения и регистрации влияния используемых в этот период электроприборов на электрическую нагрузку и её вероятностные характеристики.

Классификация потребителей также часто основана на характеристиках графиков нагрузки с использованием различных подходов. Так, например, в работе [214] рассмотрена классификация суточных графиков нагрузки Реньи, основанная на процедурах кластеризации с использованием понятия энтро-

пии. Предлагаемый подход ориентирован на выявление групп потребителей в условиях функционирования розничных рынков электроэнергии с целью совершенствования тарифных предложений и может быть использован для управления спросом. В работе [239] для кластеризации на основе интеллектуальных измерений использован метод символической аппроксимации. В [215] с этой же целью используются смешанные модели временных рядов.

Как показал анализ рассмотренных публикаций, при прогнозировании электрических нагрузок в большинстве случаев либо учитываются только метеорологические факторы, либо временной ряд значений нагрузки рассматривается с формальных позиций – когда в качестве влияющего фактора рассматривается только время. Влиянием же производительности промышленных предприятий и их производственных подразделений на график нагрузки зачастую пренебрегают, считая, что эта составляющая практически не изменяется с течением времени. Как правило, предполагается, что случаная величина нагрузки соответствует нормальному закону распределения, что не будет справедливым для небольшого количества технологических агрегатов (в первую очередь, цеховые и межцеховые сети 3–10 кВ, а также подстанции глубокого ввода). Такой подход можно считать допустимым для крупных узлов нагрузки электроэнергетических систем, однако применительно к системам электроснабжения крупных промышленных предприятий он будет давать существенные ошибки, в особенности в периоды кризисных явлений в экономике, когда объём заказов на различные виды продукции предприятия изменяется в довольно широких пределах.

1.4.2. Математическое моделирование установившихся режимов

При анализе работы электроэнергетических систем и систем электроснабжения моделирование установившихся режимов является одной из наиболее важных задач. Параметры планируемого или вероятного режима должны быть определены заранее для оценки их допустимости или экономичности. Сложность современных систем электроснабжения требует разработки методов рас-

чёта, учитывающих специфику построения и эксплуатации промышленных сетей и в полной мере использующих возможности современной вычислительной техники и средств разработки программного обеспечения.

В последние десятилетия в эксплуатации и структуре систем электроснабжения произошли существенные качественные изменения, которые ставят более высокие требования к адаптации расчётных методов и моделей к новым экономическим условиям существования и развития энергетического хозяйства промышленных предприятий. Изменились критерии оценки надёжности и экономической целесообразности получения электроэнергии из сетей региональной энергосистемы. Предприятия стали шире использовать собственные вторичные энергетические ресурсы. Местные источники электроэнергии появились в большом количестве в узлах нагрузки, что привело к развитию распределенной генерации – одной из составляющих активно-адаптивных сетей (ААС) в составе технологий SmartGrid [175]. Простые иерархические схемы разомкнутых распределительных сетей превращаются в сложнзамкнутые схемы с многочисленными источниками питания. Это делает структуры электрических сетей и управление режимами ещё более сложными [91].

Расчёт режимных параметров является неперменной составной частью решения задачи управления системой электроснабжения, поскольку без его проведения невозможно выявление допустимости режима по условиям перегрузки оборудования, уровней напряжений, запаса устойчивости, в т.ч. в оптимальных режимах. На основе параметров установившегося режима определяются расчётные значения потерь мощности и энергии, а следовательно, экономических показателей электрической сети. К настоящему времени разработано большое количество методов расчёта установившихся режимов электрических систем, исследованных и подробно рассмотренных известными отечественными учёными В.А. Вениковым [197], В.И. Идельчиком [94],[95], Л.А. Жуковым [84], Н.А. Мельниковым [137].

Принято выделять две группы методов расчёта, первая из которых использует прямое преобразование уравнений состояния и включает в себя матричные

методы, вторая же предполагает деление исходной схемы на подсхемы и применение приёмов эквивалентирования и ориентирована на расчёт сложных систем. Число критериев эквивалентности и их содержание во многом зависит от решаемой задачи, так, в работах [67],[196] в качестве критерия эквивалентности используется совпадение векторов узловых напряжений исходной и эквивалентной схем. Во всех случаях один из критериев должен заключаться в тождественности характеристик режима ветвей и узлов примыкания в исходной и преобразованной схемах. Используются также приёмы точного и приближённого эквивалентирования. Их отличие заключается в том, что при приближённом эквивалентировании не принимается во внимание действительное распределение мощностей между объединяемыми станциями, а оценивается лишь их суммарное значение.

Большинство методов расчёта режимов электрических систем основаны на представлении элементов системы схемами замещения с сосредоточенными параметрами. В работе П. Димо [76] предложен принцип формирования схем замещения, при использовании которого любой узел схемы представляется радиальной ветвью с заданной проводимостью и регулируемым напряжением по её концам $\dot{U}_1, \dot{U}_{1-2}, \dot{U}_2$ (по терминологии автора, РЕИ-схемой).

Многие матричные методы расчёта установившихся режимов сложной электрической системы требуют итерационного решения системы нелинейных алгебраических уравнений. При этом возникает необходимость исследования вопросов сходимости, существования и единственности решений. К наиболее распространённым методам следует отнести метод простой итерации, метод Гаусса-Зейделя, метод матрицы узловых сопротивлений (метод матрицы \mathbf{Z}), градиентный метод, обобщенный метод Ньютона [154], метод Ньютона-Рафсона (на методе Ньютона-Рафсона основана одна из наиболее распространённых программ оперативных расчётов режимов – КОРОНА-93 [87]), метод матрицы Гессе [62].

В работах В.И. Тарасова [177],[178] предложен ряд методов, обеспечивающих более надёжную и быструю сходимость при решении плохо обуслов-

ленных задач анализа режимов электроэнергетических систем, чем методы ньютоновского типа. В этих же работах использованы регуляризованные методы, обладающие более высокой надёжностью и скоростью сходимости, чем исходные методы.

Среди методов расчёта установившегося режима следует особо выделить методы, ориентированные на оперативный расчёт. Их назначение – ускоренный расчёт режимов при их оперативном планировании без переработки всей расчётной схемы ([9], [22]).

В целом применительно к матричным методам при использовании их для расчётов систем электроснабжения надо отметить их невысокую эффективность из-за преобладания разомкнутых сетей и, как следствие, слабой заполненности матриц. Один из наиболее распространённых методов устранения этого недостатка при расчётах в сетях энергосистем – разбиение расчёта на два этапа, на первом из которых определяются потоки и потери мощности в ветвях, а на втором – модули напряжений в узлах сети [20].

Для оценки экономичности нормального режима и при разработке оптимального режима необходимой частью решения задачи является расчёт потерь активной мощности и электроэнергии. Чрезвычайно важным является качество исходной информации. При расчёте нормативов технологических потерь электроэнергии широкое распространение получил метод средних нагрузок [80], предусматривающий использование квадрата коэффициента формы графика. В то же время коэффициент формы является одним из самых нестабильных показателей графиков нагрузки. Снижению погрешности определения этого показателя в задаче расчёта потерь посвящена статья [25], в которой авторы предлагают реальный график нагрузки по продолжительности аппроксимировать аналитическими зависимостями, параметры которых определяются в ходе имитационного моделирования. В [26] в тех же целях предлагается развитие алгоритмов имитационного моделирования на основе методов факторного планирования эксперимента, наименьших квадратов и нейросетевых технологий.

Необходимость оперативной коррекции параметров при суточном ведении режима привела к разработке специализированных методов расчёта, ориентированных на АСДУ. В [7] Александровым О.И. для этих целей предложен алгоритм, основанный на совместном использовании матриц коэффициентов распределения и узловых сопротивлений, позволяющий не учитывать ограничения, вызванные неоднородностью сети и наличием ступеней трансформации.

Определение потерь электроэнергии и мощности по результатам измерений этих параметров режима является самостоятельной задачей, важной, в первую очередь, для сетевых компаний и промышленных потребителей, входящих в реестр ТСО. Одной из первых публикаций в этой области можно считать статью П.И. Бартоломея и А.В. Паздерина [30], в которой определяются требования к составу и размещению узлов учёта электроэнергии на основе решения задачи энергораспределения. В книге Л.К. Осики [153] предлагаются подходы к применению балансов электроэнергии и мощности для контроля наблюдаемости и использованию интеллектуальных средств измерений при необходимости косвенных замеров потерь.

В целом можно сказать, что многие из рассмотренных методов имеют проблемы со сходимостью и гарантированным нахождением решения при плохой обусловленности матриц коэффициентов (узловых проводимостей и т.д.), что характерно для СЭС крупных промышленных предприятий; некоторые методы имеют ограниченную область применения. Ряд программных продуктов предполагает сложную работу по подготовке исходных данных для расчёта.

1.4.3. Разработка оптимальных режимов

Многообразие свойств и состояний, многовариантность функционирования, многокритериальность энергосистем и крупных систем электроснабжения обуславливают применение чрезвычайно многообразного математического аппарата при управлении режимами. Основные подходы к управлению режимами выработки, передачи, распределения и потребления электроэнергии в энергетических системах подробно изложены в основополагающих ра-

ботах В.А. Веникова [46],[197], А.А. Глазунова [64], В.В. Болотова [37], В.М. Горнштейна [138], В.И. Идельчика [94],[95] и других учёных. К системам электроснабжения во многом применимы аналогичные положения, однако при расчёте и оптимизации их режимов следует учитывать некоторые характерные особенности. Основной особенностью является то, что для системы электроснабжения, содержащей местные электростанции, имеет место значительное влияние режима РЭЭС на режим СЭС, что редко имеет место для двух смежных РЭЭС. В первую очередь это касается режима напряжений в сетях верхних уровней распределения. Другая важная особенность – электростанции предприятия ввиду небольшой относительно системной генерации мощности участвуют только в общем первичном регулировании частоты и не участвуют ни в нормированном первичном, ни во вторичном регулировании. Кроме того, режим работы электростанций во многом зависит от режима работы источника вторичных энергоресурсов и его технологических особенностей, от графика ремонтов его технологического оборудования. К особенностям следует также отнести то, что заводские электростанции выполнены преимущественно по неблочным схемам.

Из названного следует, что в условиях эксплуатации основными факторами, определяющими экономичность установившегося режима системы электроснабжения, являются оптимальное распределение активной и реактивной мощности между генерирующими источниками, оптимальное распределение нагрузок между подстанциями и отдельными системами шин, выбор оптимальной схемы электроснабжения, оптимальное регулирование параметров режима, наиболее выгодное использование вторичных энергоресурсов. В качестве критерия оптимальности могут использоваться минимальные затраты на топливо или свежий пар на местных электростанциях, минимальная стоимость потерь электроэнергии в заводских сетях при передаче активной и реактивной мощности и в синхронных машинах при выработке реактивной мощности, минимальные затраты на приобретение электроэнергии у энергоснабжающих организаций.

Минимум издержек, обусловленных расходом топлива и потерями электроэнергии, принимается в качестве критерия оптимальности в большинстве работ, однако для ряда задач такой критерий не является достаточным. В [104] для формирования ценовых заявок для рынка «на сутки вперед» применен критерий максимума прибыли. В [238] для разработки оптимальной стратегии поведения на оптовом рынке задача представлена как двухуровневая: на первом уровне максимизируется прибыль, на втором – минимизируются издержки.

При рассмотрении тепловых электростанций в качестве условия оптимальности часто принимается равенство относительных приростов расхода топлива на единицу выработанной электроэнергии [37],[69],[70].

В последние десятилетия к традиционным критериям, используемым при оптимизации режимов, добавился критерий допустимости выбросов в атмосферу тепловыми электростанциями. Имеют место как подход, предполагающий минимизацию этого критерия в составе общей многокритериальной задачи [18], так и подход, связанный с переводом этого критерия в ранг ограничений.

В ряде исследований рассматривается оптимизация электрических сетей и электроэнергетических систем в виде многокритериальной задачи. В [181] в качестве критериев оптимальности приняты минимум потерь активной мощности и максимум мощности компенсирующих устройств, для построения модели использован метод сопряженных градиентов.

Вопросам эффективного использования ТЭЦ-ПВС на предприятиях чёрной металлургии в конце восьмидесятых годов впервые была посвящена работа А.П. Егоричева [78], основные положения которой, однако, касаются только лишь организации проведения ремонтов. В эти же годы появляются работы [72],[49] по эффективному использованию генераторов ТЭЦ для компенсации реактивной мощности.

Начало пересмотру сложившейся практики использования мощности электростанций местного значения положено Б.И. Кудриным в [116]. В работе указано, что в условиях социалистического хозяйствования проводился целенаправленный курс на ликвидацию мелких источников электрической и

тепловой энергии, что было оправданно на тот момент. Отмечается, что в современных (статья издана в 2000 г.) условиях [117] их развитие является единственным способом снижения зависимости от энергосистем по электричеству и теплу.

В конце девяностых годов повышению эффективности выработки электроэнергии на промышленных ТЭЦ был посвящён ряд работ Ю.М. Хлебалина [190],[191]. В работах В.С. Фишмана [184],[185], посвящённых применению малых электростанций, преимущественно рассматриваются вопросы выбора схемы подключения, проблемы регулирования частоты и поддержания показателей качества в автономных режимах. В начале 2000-х гг. исследования в области эффективного использования ТЭЦ энергосистем [169] направлены не на оптимальную их загрузку, а на изменение тарифных методик.

Впервые упоминается задача многокритериальной оптимизации энерготехнологического комплекса предприятия с большим числом ограничений в обзорной работе А.Я. Шелгинского [194]. В работе Ф.П. Говорова [65] применительно к условиям систем электроснабжения крупных городов сформирована целевая функция затрат в виде суммы квадратичных функционалов, учитывающая вырабатываемую мощность генераторов городских ТЭЦ. Окончательный выбор оптимального решения предлагается осуществлять направленным перебором.

Строгое решение задач оптимизации при наличии нежелательных зон требует применения методов целочисленного программирования [113]. Применение методов ветвей и границ, метода Гомори и других затруднено из-за нелинейного характера целевой функции. Из методов дискретного программирования, применимых при нелинейном характере целевой функции, наиболее известны метод динамического программирования [17],[34], метод максимума Понтрягина в дискретной форме [35],[186] и метод преобразования максимума Беллмана и Каруша [35].

Применительно к системам электроснабжения перспективным представляется подход, основанный на методе динамического программирования

[34],[35] как наиболее универсальном из методов дискретной оптимизации. В литературных источниках наиболее подробно рассмотрено применение метода динамического программирования для определения оптимального состава работающего оборудования на электростанциях [46], для распределения нагрузки или компенсирующих устройств в сетях энергосистемы [88],[158],[218] и т.д.

Одной из составляющих цены электроэнергии для потребителей и сетевых компаний (в том числе промышленных предприятий со статусом ТСО) являются затраты на передачу, в том числе стоимость потерь электроэнергии. Для промышленных потребителей стоимость потерь электроэнергии в СЭС входит также и в себестоимость готовой продукции. Следовательно, важной является комплексная оптимизация режима системы электроснабжения, которая предусматривает не только нахождение оптимального распределения активных мощностей, но и оптимизацию распределения реактивных мощностей совместно с решением задачи регулирования напряжения. Критерием оптимальности для этой подзадачи выступает минимум потерь активной мощности. Поскольку функция потерь активной мощности в синхронных машинах является выпуклой и непрерывной, в [79],[94],[139] применяются методы нелинейного программирования. В работе [158] предлагается использовать метод динамического программирования для оптимального распределения мощности дополнительных компенсирующих устройств.

Из методов нелинейного программирования часто применяются различные модификации градиентного метода [114], метод вариаций 2-го порядка [28], обобщённый метод Ньютона [154], метод групповой релаксации [138].

Для расчёта оптимальных режимов распределения мощностей по критерию минимума потерь электроэнергии могут быть также использованы алгоритмы квадратичного [249] программирования. При решении ряда частных задач исследования режимов допускается возможность линеаризации целевых функций и применения методов линейного программирования [10],[19],[113],[156], на основе которых, в частности, построена программа

долгосрочного планирования режимов ЕЭС России [3]. В отдельных задачах при небольшом числе переменных находят применение методы направленного поиска, покоординатного и квадратичного спуска [177].

Рассмотренные методы оптимизации предполагают детерминированный характер исходной информации. Помимо регулярных методов поиска экстремума функции многих переменных в практических исследованиях применяются также статистические: различные алгоритмы случайного поиска [14], методы статистического градиента [113], методы, основанные на применении аппарата теории нечётких множеств [45],[131].

Проблема целесообразной точности математического моделирования является одной из главных для всей совокупности режимных задач. В неё включается допустимая точность представления исходной информации, модели, метода решения, а также требования к точности реализации полученного решения [19],[44].

В последнее время в связи с развитием концепции активно-адаптивных электрических сетей, в границах которых функционируют активные потребители, располагающие широкими возможностями по управлению режимами своих СЭС, проводится большое количество исследований по взаимодействию таких потребителей с сетевыми компаниями и энергоснабжающими организациями или гарантирующими поставщиками. Так, в работах [54],[6] рассматривается построение оптимального графика нагрузки активного потребителя, а также взаимодействие потребителя и энергоснабжающей организации при формировании оптимальных суточных графиков нагрузки. Для построения модели координации использована теория контрактов. Однако авторы рассматривают управление электропотреблением лишь за счет вмешательства в технологический процесс, что чаще всего неприемлемо для предприятия. Планирование выработки электроэнергии на среднесрочном горизонте в таких же условиях рассмотрено в работе [146]; предложено использование метода стохастического динамического программирования. В [43] рассмотрена задача планирования в условиях длительных ремонтных режимов.

Часть работ посвящена оценке эффективности проектных решений по размещению распределённой генерации на промышленных предприятиях. Так, в [96] эта задача решается в первую очередь путём анализа влияния этих объектов на надёжность электроснабжения как при параллельной работе с энергосистемой, так и изолированно от неё. Подробно рассмотрена в основном малая генерация, в частности, дизель-генераторные установки. Работа [103] посвящена локальным энергосистемам, при решении оптимизационных задач предложено учитывать не только нормальные, но и послеаварийные режимы. Функционирование оптового рынка электроэнергии добавляет к перечню оптимизационных задач, решаемых для ТЭЦ, формирование оптимальной ценовой заявки. В [105],[104] в качестве критерия оптимальности для ТЭЦ, функционирующих на ОРЭМ, предложено использовать математическое ожидание прибыли.

Из математических методов, используемых при оптимизации режимов энергосистем, систем электроснабжения потребителей, сетей электросетевых компаний последнее время нашли широкое применение генетические и эволюционные алгоритмы [212], метод роя частиц [219], систем муравьев [230] и им подобные, позволяющие с определенной погрешностью находить решение, в достаточной степени близкое к оптимальному, позволяя при этом учесть особые свойства целевой функции, такие как многоэкстремальность и разрывность. Для решения многокритериальных задач нашёл применение метод Парето-оптимальных альтернатив [181]. В частности, применение адаптивного генетического алгоритма рассмотрено в [41], где на примере выбора настроек АРВ рассмотрен подход, позволяющий повысить точность алгоритма и снизить зависимость исхода от начальных настроек. В [98] генетический алгоритм используется для оптимизационного проектирования распределительных сетей с распределённой генерацией. Для оперативных расчётов оптимальных параметров режима применяются подходы теории оценивания состояния [188]. В ряде случаев учитываются вероятностные свойства нагрузки, а для ветроэнергетики и солнечной энергетики – и генерации [210]. Один из новых подходов – real-parameter quantum evolutionary algorithm (RQEA [244]) – объединяет эволюци-

онные алгоритмы и квантовые вычисления и ориентирован на нелинейные целевые функции, позволяя достичь высокой скорости вычислений в процессе оперативного управления. Также на оперативные расчёты ориентировано использование Hopfield-нейронных сетей, рассмотренное в [227]. Для учёта ограничений на зависимые параметры режима при оперативном планировании широко используется метод внутренней точки [222].

При развитии активно-адаптивных сетей (Smart Grid) в оптимальном управлении режимом начинают принимать участие аккумулирующие устройства и возобновляемые источники энергии. В [132] разработан подход, названный авторами холоническим и ориентированный на потребителей с возможностью двустороннего потока электроэнергии – от энергосистемы и от возобновляемых источников энергии или накопителей; предусматривается учёт аккумулирования энергии при управлении режимом. Для совместной оптимизации загрузки источников электроэнергии, тепла и холода активного потребителя в [174] предложено использовать методы смешанно-целочисленного линейного программирования; в [83] для решения сходной задачи предложено использовать метод статистического программирования; в [213] применительно к сетям электроснабжения и теплоснабжения использовано целочисленное линейное программирование. Использование оригинальной потоковой модели для оптимизации и для ряда других режимных задач предлагается в [143]. Симплекс-метод с искусственным базисом применен в [77] для задачи оптимизации схем и режимов энергокомплексов с когенерационными установками. В [112] для управления установками распределённой генерации (РГ) в городской системе электроснабжения предлагается создание виртуальной электротехнической системы, позволяющей управлять режимом на основе текущего местоположения центров электрических нагрузок. Для выбора оптимальных точек размыкания также в городских сетях с распределённой генерацией в статье [189] предлагается методика, в которой определение электрических расстояний от узлов нагрузки до источников питания схемы осуществляется на основе алгоритма Дейкстры. Совершенствованию методов релаксации посвящена статья [240].

Эффективность применяемых методов оптимизации во многом зависит от принципов математического моделирования электрической системы. В [21] для объектов распределённой генерации использовано нечёткое моделирование. В частности, нечёткая импликация предлагается для управления мощностью ветроэнергетических установок. Метод, основанный на применении дробно-полиномиальных зависимостей режимных параметров от параметров регулирующих устройств, предложен в [36].

Целый ряд работ посвящён оптимизации режимов электрических сетей по реактивной мощности и напряжению. В работе [59] предлагается для реализации автоматического оптимального управления источниками реактивной мощности использовать алгоритм коррекции уставок регуляторов на основе метода линейного программирования. В [61] подобная задача решается на основе анализа чувствительности узлов схемы и выдачи управляющих воздействий на наиболее чувствительный узел, оптимизация которых выполняется одномерным поиском (метод бисекции и др.). Выбор узлов для регулирования напряжения на основе анализа сенсорности предлагается и в [120]. В [115] предложен мультиагентный подход, позволяющий обеспечить централизованное регулирование напряжения; в [162] задача адаптивного управления потоками реактивной мощности решается путём использования искусственных нейронных сетей. В работе [166] предложено сочетание методов Лагранжа и Ньютона-Рафсона с нечёткой нейронной сетью для учёта изменений нагрузки потребителей и других плохо формализуемых факторов.

Для сложных систем предлагаются иерархические алгоритмы оптимизации; в [110] рассмотрен подход, основанный на принципах функционального моделирования.

В большинстве названных работ используются методы, предъявляющие определённые требования к виду целевой функции и уравнений связи (линейное и выпуклое программирование), либо генетические алгоритмы, требующие значительные вычислительные ресурсы и имеющие тенденцию сходиться не к локальному оптимуму.

Итак, хотя проблема определения оптимальной загрузки собственных электростанций промышленных предприятий является весьма актуальной, ей уделяется недостаточное внимание. Несмотря на развитие собственной генерации на промышленных предприятиях, задача разработки оптимальных суточных графиков нагрузки собственных электростанций ни на краткосрочном, ни на долгосрочном горизонте планирования практически не рассматривается.

Из сказанного можно сделать вывод о необходимости разработки методики оптимизации режима работы собственных электростанций предприятия и системы электроснабжения в целом вне зависимости от конфигурации сети с последующим или одновременным учётом потерь мощности. При этом необходимо решать задачи разработки оптимальных графиков как на краткосрочном интервале планирования (на очередные сутки), так и на среднесрочном и долгосрочном (разработка типовых оптимальных графиков для характерных суток в зависимости от периода года, дня недели и состояния основного технологического оборудования предприятий).

1.4.4. Снижение затрат на передачу электроэнергии

Вопросам регулирования напряжения посвящено большое количество работ известных учёных-электроэнергетиков, таких, как В.А. Веников, В.И. Идельчик, Н.А. Мельников, Ю.С. Железко и других. В книге В.А. Веникова, В.И. Идельчика, М.С. Лисеева «Регулирование напряжения в электроэнергетических системах», а также книге В.И. Идельчика «Расчёты и оптимизация режимов электрических сетей и систем» рассмотрено большинство вопросов в этой области, в частности, методы расчёта напряжений в простых и сложнзамкнутых сетях, влияние баланса реактивной мощности на уровень напряжения; кроме того, задача регулирования напряжения и реактивной мощности рассматривается как задача оптимизации режима. Рассмотрены также вопросы регулирования напряжения при автоматическом управлении режимами. Работы Ю.С. Железко в основном направлены на снижение потерь электроэнергии за счёт компенсации реактивной мощности и

применения мероприятий по улучшению показателей качества электроэнергии. Вопросам расчёта технологического расхода электроэнергии, оценки возникающих при этом погрешностей, разработки нормативов, а также снижения технологического расхода за счёт регулирования напряжения посвящена книга А.А. Арутюняна «Основы энергосбережения». Автором выполнен анализ использования РПН в режиме АРНТ в энергосистемах. Общие подходы к формированию интеллектуальной системы оперативно-диспетчерского управления электрическими сетями энергосистем на основе многоагентного подхода сформулированы в работе Головинского И.А., Лондера М.И. [252]. Ряд статей посвящён разработке регулирующих устройств на основе современной силовой электроники (В.А. Апарин, А.А. Шевцов, [12]), осуществляющих комплексное воздействие на синусоиду напряжения с целью улучшения показателей качества электроэнергии, имеющих, однако, достаточно высокую стоимость, и необходимых в основном в схемах с преобладанием специфических нагрузок. В масштабах электроэнергетических систем используются подходы, позволяющие согласовать воздействия регулирующих устройств при их настройке, в частности, методика кластерного зонирования (Н.В. Савина, А.А. Казакул, С.В. Тагиров) [167].

Достаточно прогрессивный подход к оптимизации режимов электроэнергетических систем по напряжению и реактивной мощности рассмотрен в статье А.И. Тамазова [176]. Он основывается на определении оптимальных приращений регулируемых параметров, обеспечивающих минимум потерь мощности в системе. Однако при этом необходимо использование оперативно-информационного комплекса, обеспечивающего расчёт текущего значения потерь по данным телеизмерений на границах рассматриваемого района. Разработке централизованной системы регулирования напряжения в целях оптимального распределения информационной нагрузки диспетчерского персонала энергосистем посвящена работа Д.Б. Гвоздева, С.С. Холопова [61]. Результаты апробации этой работы изложены в [60]. Система активно-адаптивного регулирования напряжения в

сетях 110-220/6-20 кВ предложена в работе Р.Р. Насырова, В.Н. Тульского и И.И. Карташева [144]. Здесь авторы делают основной акцент на контроле напряжения в нескольких точках распределительной сети и выборе положений РПН с учётом прогнозных значений напряжения. Онлайн-регулированию напряжения посвящена статья Raghavendra P., Gaonkar D.N. [241], но при этом основное внимание уделяется использованию в этих целях распределенной генерации и интеллектуальных электрических сетей.

Теоретическим исследованиям в области применения алгоритмов эвристического поиска для диспетчерского управления распределением реактивных мощностей в энергосистемах за счёт воздействия на системы возбуждения генераторов и РПН трансформаторов по критериям стабилизации напряжения и минимизации потерь мощности посвящена работа Kadir Abaci, Volkan Yamaçlı [234]. Подход, основанный на корреляционной взаимосвязи между нагрузкой и напряжением, рассмотрен в статье Eugene Feinberg, Jiaqiao Hu, Eting Yuan [221].

Оперативный расчёт потерь мощности и энергии – необходимая составляющая оптимального управления режимом электрической сети – рассматривается, как правило, как самостоятельная задача, не связанная с работой режимной автоматики. Так, в работе [193] рассмотрен способ оперативного расчёта потерь в низковольтных сетях в целях совершенствования учёта электроэнергии. На проблему оснащения распределительных сетей приборами учёта, в первую очередь, интеллектуальными счётчиками, указано в работе Dávid Kaprál, Peter Bracíník, Marek Roch, Marek Höger [217]. Авторы отмечают, что решение этой проблемы упростит многие режимные задачи, такие, как управление напряжением и реактивной мощностью, снижение потерь, расчётное определение мест повреждения и др. Проблема учёта взаимной корреляции нагрузок, характерная для промышленных предприятий, отмечается в статье Antonio A.M. Raposo, Anselmo B. Rodrigues, Maria da Guia da Silva, посвящённой оцениванию

состояния в распределительных сетях и рациональному размещению узлов учёта [203].

Ряд работ посвящен автоматическому отключению части трансформаторов с целью снижения потерь холостого хода. Так, в [118] рассмотрен алгоритм отключения оборудования при многокритериальном управлении.

Таким образом, основная часть исследований посвящена планированию режимов по реактивной мощности и напряжению в рамках оперативного управления режимами электрических сетей и энергосистем.

При разработке алгоритмов автоматического регулирования напряжения основное внимание уделяется режимам работы потребителей, хотя в ряде работ указывается на необходимость учёта потерь активной мощности. Конкретные предложения посвящены, в основном, режимам работы сетей с распределённой генерацией, включённой на шинах 6-10 кВ, за счёт оптимального регулирования возбуждения.

Предлагаемые подходы к управлению по минимуму текущего значения потерь мощности предполагают полную наблюдаемость на границах контролируемого района электрической сети, что возможно только для замкнутых сетей 110 кВ и выше и неприменимо в условиях разомкнутых сетей промышленных предприятий, центрами питания 6-35 кВ которых являются главные понизительные подстанции или подстанции глубокого ввода.

1.4.4. Оценка и обеспечение надёжности электроэнергетических систем и электрических сетей различных объектов

Сегодня активно развиваются исследования в области обеспечения надёжности. Наибольшее внимание уделяется разработке новых средств повышения надёжности. В работе Б.В. Лукутина, Р.А. Вайнштейна и Ю.В. Хрущева [122] представлен обзор наиболее существенных разработок учёных Томского политехнического университета в области повышения надёжности электроснабжения, в т.ч. комплекс устройств для защиты от замыканий на землю, измерения расстройки компенсации емкостных токов и автоматиче-

ской настройки дугогасящих реакторов. Разработки представителей МЭИ, такие как быстродействующее АВР и динамический компенсатор изменений напряжения (ДКИН) направлены в основном на минимизацию воздействий провалов напряжения [57], [82]. Повышению надёжности способствует применение интеллектуальных систем диагностирования оборудования [123], [99]. В работах [100], [141] рассмотрены подходы к анализу надёжности ТЭЦ промышленного предприятия при внедрении частотно-регулируемого электропривода и средств повышения устойчивости. Как один из способов повышения надёжности электроснабжения в работе [101] рассмотрено применение дизельных электростанций. Определённая доля работ посвящена повышению надёжности за счёт совершенствования станционного и электросетевого оборудования, в частности, за счёт активного внедрения устройств FACTS [204].

Широкий спектр статей посвящен вопросам оценки надёжности электроснабжения как важнейшей функции электроэнергетической системы. Оценке структурной надёжности электроэнергетических систем посвящена монография [149]. В ней описываются основные методы определения показателей структурной надёжности, подробно рассматриваются процедуры вероятностного эквивалентирования процессов отказа системы электроснабжения узлов электропотребления, приводятся математические модели эквивалентирования, характеризующие каждый тип отказов, предложена методика определения показателей структурной надёжности систем с отказами типа «КЗ» с помощью метода Ньютона. В [53] изложены основные особенности оценки надёжности подстанции и в качестве наиболее удобного предлагается вероятностный метод оценки надёжности.

Статья [4] посвящена учёту метеофакторов при расчетах надёжности. В.П. Будовский предлагает методику оценки балансовой надёжности электроэнергетической системы с использованием понятия «ожидаемого дефицита» мощности [40].

Существенная доля зарубежных публикаций посвящена вопросам функциональной надёжности электроэнергетических систем. Так, в работе [202] дана характеристика разработанного авторами программно-аппаратного комплекса, позволяющего оценивать показатели балансовой надёжности. Статья [207] посвящена оценке чувствительности показателей надёжности (в первую очередь LOLP, loss of load probability) с учётом режимных ограничений в системах, сочетающих передачу электроэнергии на постоянном и переменном токе.

Серьезное внимание уделяется оценке надёжности прежде всего с режимных позиций. В ряде работ оценка надёжности рассматривается в контексте общей задачи планирования развития генерации, питающих и распределительных сетей с учётом управляемости и затрат на реконструкцию [216], [236] на основе многоцелевой нелинейной модели управления, в частности, в [236] использован подход, основанный на множестве Парето. Используется разнообразный математический аппарат, так, в [220] применены байесовы сети для учёта влияния отказов релейной защиты на надёжность энергосистем; в [229] использованы нечёткие сети Петри применительно к оценке надёжности электроснабжения; в [251] целочисленное нелинейное программирование в сочетании с методом среднего-дисперсии применяется для оценки эффективности инвестиций в повышение надёжности. В работе [223] применительно к сетям microgrid рассмотрено две режимных ситуации – неизменного либо меняющегося направление потока мощности через элемент сети (UPF и BPF), для которых разработаны подходы к расчету надёжности. Вопросам надёжностно-ориентированного управления (RCM) в условиях конкурентного рынка посвящена работа [225]. Авторы отстаивают позицию оценки надёжности исключительно по стоимостным критериям, «...наиболее понятным для лиц, принимающих решение». В работе [243] рассматривается влияние программ управления спросом, направленных на выравнивание графика нагрузки, на надёжность энергосистемы. Логико-вероятностные методы также находят свое применение, например, в [228] для анализа надёжности в

условиях SmartGrid используется дерево отказов в сочетании с методом Монте-Карло. Этот подход применен для оценки критерия LOLP и, на его основе – для количественной оценки рисков. Ведутся и теоретические исследования, связанные с совершенствованием моделей отказов. В [232] предложена вероятностная модель перерывов в электроснабжении потребителей, представляющая собой распределение вероятности ограничения потребителей по часам суток и ориентированная на практику диспетчерского управления. Достаточно важный для потребителей вопрос – надёжность систем когенерации – рассмотрен в статье [250], при этом для моделирования потока отказов использованы цепи Маркова. Ряд работ посвящен оценке влияния «человеческого фактора» на надёжность систем энергетики [247], [248], [206].

В целом можно сделать вывод, что преобладают разработки в области статистического исследования показателей надёжности и оценки экономической эффективности решений, принимаемых для поддержания надёжности. Большинство исследований представляет взгляд на проблему надёжности со стороны генерирующих, сетевых и сбытовых компаний. Чрезвычайно редко рассматривается оценка надёжности со стороны потребителя. Недостаточное внимание уделено вопросам развития теории режимной надёжности и разработке способов расчета структурной надёжности сложных систем электроснабжения. Необходима разработка методического аппарата, позволяющего учесть схемные и технологические особенности конкретного промышленного потребителя и обеспечивающего планирование режимов сложной системы электроснабжения как в процессе текущей эксплуатации, так и при перспективном развитии.

1.5. Цели и задачи исследования

Анализ свойств системы электроснабжения крупного промышленного предприятия показал следующее:

1. Системы электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственными генерирующими источниками обладают свойствами больших

систем и должны рассматриваться с позиций системного подхода.

2. Качественно такие системы электроснабжения схожи с электроэнергетическими системами, что обусловлено значительной суммарной нагрузкой, существенной долей её покрытия собственными электростанциями предприятия, наличием сложнзамкнутых сетей напряжением 110-220 кВ, значительным влиянием со стороны системы электроснабжения на режим энергообъединения (ряд таких объектов находится в диспетчерском ведении ОДУ).

3. При создании математического и программного обеспечения управления режимами таких систем электроснабжения необходимо учитывать их специфические особенности, обусловленные тесной взаимосвязью с технологическим процессом предприятия, питанием от СЭС городской нагрузки и близлежащих населенных пунктов, зависимостью собственной генерации от выработки вторичных энергоресурсов (технологические газы, вторичный пар и т.д.).

4. Неопределённость режимных параметров для большинства узлов и ветвей обусловлена не функционированием большой совокупности электроприёмников, а технологическими цехами, участками, иногда – отдельными агрегатами при отсутствии устойчивых статистических оценок, что делает невозможным использование нормального закона распределения.

5. Оценка экономических показателей режима СЭС должна учитывать разнородность технико-экономических характеристик объектов собственной генерации, динамику изменения цен на различные виды первичных и вторичных энергоресурсов, функционирование СЭС как зарегистрированной территориальной сетевой организации (что достаточно часто имеет место) и правильность взаиморасчетов с энергосбытовой организацией и региональной сетевой компанией, динамику цен на ОРЭМ и розничном рынке электроэнергии.

6. При разработке мероприятий по совершенствованию режимов работы СЭС необходим учёт иерархической структуры оперативно-технологического и оперативно-диспетчерского управления энергохозяйством и его взаимосвязь как с внутренними подсистемами предприятия (технологическая, финансово-экономическая, ремонтно-сервисная и т.д.), так и с внешними системами (опто-

вый и розничный рынки электроэнергии, смежные сетевые организации, Системный оператор ЕЭС, комплекс природных факторов и др.).

7. Концепция повышения эффективности и надёжности СЭС промышленных предприятий с собственной генерацией должна заключаться в управлении их эксплуатационными режимами на основе сочетания методов расчёта и оптимизации режимов СЭС и способов учёта неопределённости и риска при моделировании параметров режимов и оборудования и при принятии решений.

Проведённый анализ печатных работ, посвящённых управлению режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения, позволяет сделать следующие выводы:

1. Применяемые методы прогнозирования электрических нагрузок либо предполагают только учет климатических факторов и времени, агрегирующего все остальные факторы, либо предполагают подробный учет значительного количества технологических параметров конкретного цеха или агрегата с получением среднесменной нагрузки. Для оперативной оценки режима при некоторой ожидаемой производительности групп цехов, отдельных цехов, участков ни тот, ни другой подход не пригоден.

2. Существующие алгоритмы расчёта установившихся режимов ориентированы, в первую очередь, на сложнзамкнутые сети электроэнергетических систем и трудноприменимы к системам электроснабжения промышленных предприятий, имеющим специфические особенности.

3. Распространённые методы разработки оптимальных режимов ЭЭС не учитывают технологические особенности собственных электростанций промышленных предприятий, использующих как покупные, так и собственные, в т.ч. вторичные энергоресурсы. Это затрудняет их использование в условиях СЭС.

4. При регулировании напряжения в центрах питания (ЦП) разомкнутых сетей 3–10 кВ в большинстве случаев не учитывается критерий экономичности, выражающийся в выборе коэффициентов трансформации трансформаторов 35–220/3–10 кВ с РПН по условию минимума потерь электроэнергии. Это обусловле-

но сложностью оперативного расчёта потерь в сети 3–10 кВ только по замеренным нагрузкам со стороны ЦП оперативным персоналом объекта. Дополнительная сложность вносится ненаблюдаемостью (в большинстве случаев) отходящих присоединений на следующих ступенях распределения.

5. Задача компенсации стоимости потерь электроэнергии в электрических сетях со стороны потребителей рассматривается в основном применительно к сетевым компаниям, у которых собственное потребление очень мало (ремонтные подразделения и т.п.). Для крупных градообразующих предприятий, имеющих статус ТСО, также характерна эта задача, однако доля собственного потребления здесь значительно выше. При этом стоимость потерь электроэнергии определяется несколькими источниками с различными технико-экономическими характеристиками. Принятый упрощенный подход к определению нормативов технологических потерь электроэнергии для сторонних потребителей-субабонентов в зависимости только от их потребления без учёта вклада в потокораспределение СЭС может приводить к недокомпенсации стоимости потерь электроэнергии со стороны субабонентов, а следовательно, к переносу некомпенсированной стоимости потерь на собственное потребление предприятия, за которое оно рассчитывается с энергосбытовой компанией. Это приводит к убыткам и должно быть учтено при планировании эксплуатационных режимов СЭС.

6. Большинство исследований в области оценки надёжности направлено на повышение эффективности функционирования генерирующих, сетевых и сбытовых компаний. Вопросам надёжности сложных СЭС с собственными источниками электроэнергии уделяется недостаточное внимание. Ущерб промышленного предприятия от нарушения электроснабжения оценивается, как правило, упрощённо. Для оценки времени нарушения электроснабжения и работы с пониженной надёжностью часто используются усреднённые величины.

7. Специализированное программное обеспечение – советчик диспетчера электрохозяйства промышленного предприятия, ориентированное на анализ и прогнозирование режимов его СЭС и собственных электростанций, развито слабо.

Краткий анализ задач и проблем планирования и управления режимами систем электроснабжения крупных промышленных потребителей с собственными источниками электроэнергии показывает, что теоретическая база для разработки оптимальных режимов выработки собственной электроэнергии, оперативной оценки нагрузок производственных подразделений, снижения затрат на передачу электроэнергии по электрическим сетям СЭС, минимизации ущерба от снижения надёжности СЭС разработана недостаточно. Это не позволяет повысить эффективность использования действующих систем электроснабжения в современных условиях.

На основании этого можно сделать вывод, что разработка концепции управления режимами систем электроснабжения крупных градообразующих промышленных предприятий с развитой собственной генерацией по критериям экономичности и надёжности является важной научно-технической проблемой, решение которой позволит повысить эффективность функционирования энергетического хозяйства предприятий, снизить долю энергозатрат в себестоимости их готовой продукции и, следовательно, повысить конкурентоспособность на внутреннем и внешнем рынках.

Для реализации этого необходимо решить следующие задачи:

1. Разработать способ формирования экономико-математических моделей генерирующего оборудования собственных электростанций крупных промышленных предприятий и метод разработки оптимальных режимов СЭС, учитывающие совместное использование на них нескольких видов топлива, а также преобладание на таких электростанциях неблочных тепловых схем.

2. Разработать метод математического представления графиков электрических нагрузок производственных подразделений конкретного предприятия на уровнях напряжения 3–10 кВ, позволяющий на основе ожидаемой суточной производительности выполнить оперативную оценку суточного графика нагрузки с приемлемой для определения режимных параметров СЭС (токи, напряжения, потери активной мощности и т.д.) погрешностью с учётом неопределённых свойств таких нагрузок.

3. Разработать метод расчёта установившихся режимов, адаптированный к схемным особенностям систем электроснабжения, содержащих замкнутые и разомкнутые сети, собственные источники электроэнергии в узлах нагрузки и несколько узлов примыкания к региональной энергосистеме.

4. Разработать методику оперативного выбора рационального положения РПН трансформаторов главных понизительных подстанций и подстанций глубокого ввода СЭС промышленных предприятий по критерию минимума потерь активной мощности в сетях низшего напряжения (НН) в зависимости от наблюдаемости сетей НН, характера нагрузки и возможностей персонала объекта по проведению оперативных расчётов потерь. Методика должна обеспечивать учёт износа переключающих устройств РПН при определении необходимости перехода на другое ответвление.

5. Разработать метод оценки вклада в потокораспределение, потери мощности и их стоимость источников питания СЭС, потребителей-субабонентов, собственных потребителей с целью разработки мероприятий по предотвращению переноса стоимости потерь электроэнергии с субабонентов на собственных потребителей предприятия-ТСО при планировании эксплуатационных режимов.

6. Разработать метод оценки надёжности электроснабжения технологических цехов и надёжности выдачи мощности собственными электростанциями промышленного предприятия, позволяющий учесть особенности системы электроснабжения и технологического процесса предприятия, условий ликвидации конкретных технологических нарушений в СЭС и обеспечивающий планирование режимов СЭС как в текущей эксплуатации, так и с учётом изменений, вносимых при реконструкции производства.

7. Разработать специализированное программное обеспечение – советчик диспетчера, ориентированное на анализ режимов системы электроснабжения крупного промышленного предприятия с собственными электростанциями.

2. РАЗРАБОТКА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ВЫРАБОТКИ МОЩНОСТИ СОБСТВЕННЫМИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Вторая глава посвящена вопросам разработки режимов оптимального распределения мощностей между собственными генерирующими источниками в системе электроснабжения. В качестве критерия оптимальности принята сумма переменных составляющих затрат на производство электроэнергии собственными электростанциями, приобретение электроэнергии на розничном рынке, передачу электроэнергии по электрическим сетям, находящимся на балансе промышленного предприятия (стоимость потерь электроэнергии). Важными особенностями собственных электростанций являются неблочный принцип построения тепловой схемы и совместное использование нескольких видов топлива с разной стоимостью. Для связи между оптимизируемым параметром (вырабатываемой мощностью) и затратами на топливо разработаны экономико-математические модели котлоагрегатов, представляющие собой кусочно-линейные зависимости, позволяющие учесть зависимость состава топливной смеси и ее стоимости от паропроизводительности. Для учёта неопределённости, присущей расходным характеристикам стационарных агрегатов, предлагается моделировать их в виде функции нечёткой переменной – мощности (паропроизводительности), задаваемой в этом случае дискретным рядом нечётких чисел.

Создан метод разработки оптимальных режимов, предусматривающий декомпозицию общей задачи на ряд подзадач: 1) определение нагрузки генераторов по активной мощности при существующей нагрузке котлов и заданной суммарной выработке активной мощности по критерию минимума затрат на выработку и приобретение электроэнергии; 2) уточнение полученных нагрузок с учётом критерия минимума стоимости потерь электроэнергии в СЭС; 3) коррекция нагрузки котлов каждой из собственных электростанций по их суммарным активным мощностям, полученным в подзадаче 1.

Алгоритм определения оптимальной нагрузки генераторов основан на принципах дискретного динамического программирования и отличается возможностью учёта неопределённости характеристик агрегатов путём представления их в виде функции нечёткой переменной. Уточнение полученного решения по критерию минима потерь мощности в СЭС выполняется методом субградиентного спуска. Дана характеристика разработанного программного обеспечения. Выполнена оценка погрешности разработанной методики.

2.1. Актуальность и постановка задачи

Системе электроснабжения крупного промышленного предприятия, располагающего собственными электростанциями, присущи свойства, характерные для больших производственно-экономических систем. Одно из них – это многовариантность состояний, из которой вытекает возможность ведения режимов, близких к оптимальным. Выявление экономичных режимов СЭС и их реализация является одной из важнейших задач энергосберегающей политики предприятия. Эффект от ее реализации заключается в снижении затрат на выработку, приобретение и передачу электроэнергии, что приводит к уменьшению доли энергозатрат в себестоимости продукции.

Графики почасовой выработки заводских электростанций могут формироваться либо региональным диспетчерским управлением (РДУ), либо диспетчерской службой управления главного энергетика предприятия (ДС УГЭ) с последующим предоставлением информации в РДУ. Для последнего случая характерен подход, когда электростанции вырабатывают максимально возможную электрическую мощность с учётом ограничений по устойчивости и по условиям теплофикации, за исключением ряда ремонтных режимов [260]. Изменение соотношения цен на собственные и покупные энергоресурсы приводит к необходимости решения задачи наивыгоднейшего распределения мощностей между собственными источниками и точками поставки с розничного рынка электроэнергии с последующим согласованием желаемого опти-

мального режима с РДУ и энергосбытовой компанией и его реализации сменным персоналом ДС УГЭ и электростанций.

Режим СЭС характеризуется рядом параметров, поддающихся регулированию: активные и реактивные мощности генераторов электростанций, нагрузки цехов, токи и перетоки мощности по элементам СЭС, напряжения в её узлах. Поскольку задача регулирования графика нагрузки потребителей в настоящей работе не рассматривается, величины электрических нагрузок в каждый момент времени будем считать заданными. Вектор исходной информации образуют активные и реактивные нагрузки, технические данные оборудования станций и сети [283],[284].

2.1.1. Критерий оптимальности

Постоянной составляющей затрат при оптимизации режимов можно пренебречь, так как она мало зависит от режима системы электроснабжения и не поддаётся регулированию. Эти затраты почти не зависят от нагрузки и их уменьшение достигается за счёт организационных мероприятий.

Переменная составляющая включает в себя затраты на выработку и передачу электроэнергии:

- стоимость вторичных энергоресурсов предприятия (в первую очередь, стоимость их очистки);
- стоимость энергоресурсов, приобретаемых предприятием (природный газ, уголь, мазут и др.);
- стоимость электроэнергии, приобретаемой у энергосбытовой компании;
- стоимость потерь электроэнергии в СЭС.

В условиях эксплуатации при оперативном управлении режимом СЭС основным критерием оптимальности является минимум переменной составляющей, учитывающей затраты на производство, преобразование и распределение электроэнергии [256]. В математической форме он представляет собой минимум функционала затрат:

$$\begin{aligned} \mathfrak{Z}(t) = \min \left\{ \int_0^T \int_G C_{\Gamma} [D(\mathbf{P}_{\Gamma}), D_{\text{от}}, \Delta P(\mathbf{Q}_{\Gamma})] dN dt + \int_0^T C_{\Pi} (\dot{\mathbf{S}}_c) dt + \right. \\ \left. + \int_0^T C_{\Delta P} [\Delta P(\dot{\mathbf{Z}}, \dot{\mathbf{S}}_n, \dot{\mathbf{U}}_c)] dt + \int_0^T Y(H, \dot{\mathbf{S}}_n, \mathbf{P}_{\Gamma}) dt \right\} \end{aligned} \quad (2.1)$$

где C_{Γ} – затраты, связанные с выработкой активной и реактивной мощности;
 C_{Π} – затраты на приобретение электроэнергии;
 $C_{\Delta P}$ – затраты, обусловленные потерями электроэнергии;
 G – множество генерирующих источников;
 D – расход пара на выработку электроэнергии;
 $D_{\text{от}}$ – нагрузка отборов;
 ΔP – потери активной мощности;
 $\dot{\mathbf{Z}}$ – вектор параметров схемы замещения элементов сети;
 $\dot{\mathbf{U}}_c$ – вектор напряжений в узлах связи с энергосистемой;
 $\dot{\mathbf{S}}_c$ – вектор потоков мощности по линиям связи;
 $\dot{\mathbf{S}}_n$ – вектор электрических нагрузок;
 $\mathbf{P}_{\Gamma}, \mathbf{Q}_{\Gamma}$ – векторы активных и реактивных мощностей турбогенераторов;
 Y – ущерб от снижения надёжности;
 H – множество вариантов схемы.

Для детерминированной постановки задачи необходимо перейти от вектора $\dot{\mathbf{S}}(t)$ к вектору математических ожиданий $M[\mathbf{S}(t)]$, в этом случае исходная задача сводится к решению n детерминированных задач минимизации функционала затрат, где n – число интервалов графика нагрузки.

При выявлении сравнительной эффективности использования собственной и покупной электроэнергии необходимо решить задачу оптимального распределения активной мощности между генераторами при различных значениях принимаемой активной мощности на границе раздела с РЭЭС.

В детерминированной постановке задачу оптимизации можно сформулировать следующим образом:

найти минимум экономического функционала

$$C = \sum_{i=1}^n [C_{\Gamma}(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i}) + C_{\Pi}(P_c) + C_{\Delta P}(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i})] \rightarrow \min \quad (2.2)$$

при заданных ограничениях (t – интервал времени). Составляющая $Y_i(H_i, \dot{S}_{Hi}, P_{\Gamma i})$, присутствующая в (2.1), будет рассмотрена в главе 6.

2.1.2. Система ограничений

Система ограничений имеет следующий вид:

$$P_{\Gamma i \min} \leq P_{\Gamma i} \leq P_{\Gamma i \max} ; \quad (2.3)$$

$$Q_{\Gamma i \min} \leq Q_{\Gamma i} \leq Q_{\Gamma i \max} ; \quad (2.4)$$

$$(\sum P_{\Gamma i} - \sum P_{Hj}) = P_c ; \quad (2.5)$$

$$(\sum Q_{\Gamma i} - \sum Q_{Hj}) = Q_c ; \quad (2.6)$$

$$P_{c, \min} \leq P_c \leq P_{c, \max} ; \quad (2.7)$$

$$Q_{c, \min} \leq Q_c \leq Q_{c, \max} ; \quad (2.8)$$

$$U_{k, \min} \leq U_k \leq U_{k, \max} ; \quad (2.9)$$

$$I_{l, \min} \leq I_l \leq I_{l, \max} ; \quad (2.10)$$

$$B_{BЭPr} \leq B_{BЭPr, \text{расп}} , \quad (2.11)$$

где $P_{\Gamma i}$, $Q_{\Gamma i}$, P_{Hj} , Q_{Hj} – активная и реактивная мощности генератора i и нагрузки j соответственно;

P_c , Q_c – суммарные мощности, передаваемые по линиям связи с энергосистемой;

U_k – модуль напряжения в узле k ;

I_l – токовая нагрузка элемента l (линии, трансформатора и т.д.);

$B_{BЭPr}$ и $B_{BЭPr, \text{расп}}$ – суммарный расход и располагаемый объём вторичного энергоресурса вида r .

Ограничения-равенства (2.5) и (2.6) по принимаемой мощности определяются балансом мощности нагрузки, электростанций и связи с энергосистемой. Из рассмотрения следует исключить выдачу активной мощности в сети энергосистемы ($P_c < 0$) как заведомо неэкономичный режим (исключение со-

ставляют ситуации, когда предприятие реализует электроэнергию собственных электростанций на розничном или оптовом рынке).

Ограничения-неравенства (2.7) и (2.8) определяются режимом энергетической системы и договором с ЭСК. Ограничения (2.9) и (2.10) служат для оценки допустимости полученного оптимального режима по уровням напряжения и по условиям нагрева.

Ограничение (2.11) учитывает тот факт, что располагаемый объем ВЭР какого-либо вида зависит от производительности соответствующих цехов (в случае металлургического предприятия – в первую очередь доменного и коксового). Величину $V_{\text{ВЭР,расп}}$ необходимо учитывать при разработке экономико-математических моделей котлов.

Ограничения (2.3) и (2.4) отражают технические пределы генерации турбогенераторов. Минимальные и максимальные мощности турбин с регулируемыми отборами пара существенно зависят от отборов, причём они однозначно определяются ограничениями, наложенными на режим отдельных отсеков. Большинство отечественных турбин с регулируемыми отборами допускают повышение мощности до 15% сверх номинальной [182]. Однако работа с повышенной мощностью требует снижения реактивной мощности генератора. Предельные нагрузки турбин зависят также от параметров свежего пара, давлений в камерах отборов, температуры охлаждающей воды и др. Минимальная нагрузка турбины указывается на диаграмме режимов, однако эта величина определяется также технологическим минимумом станции, который существенно зависит от котлоагрегатов, от их номинальных параметров и технического состояния.

Допустимые пределы изменения реактивной мощности генерирующих источников любого вида являются функциональными, т.е. зависят от режима. Для синхронного генератора $Q_{i,\text{max}}$ определяется диаграммой мощности (PQ -диаграммой), имеющей вид, представленный на рис. 2.1. Располагаемая реактивная мощность в режиме перевозбуждения находится примерно в пределах (70–80)% номинального значения, что обусловлено повышенным перегревом

обмотки ротора при работе с низким $\cos \varphi$; в режиме недовозбуждения – определяется нагревом торцевых частей ротора и крайних пакетов магнитопровода статора и, в меньшей мере, устойчивостью генератора [257].

Следует отметить, что ограничения по располагаемой активной и реактивной мощности генераторов $P_{i,\min}$, $P_{i,\max}$, $Q_{i,\min}$, $Q_{i,\max}$ могут быть скорректированы по результатам расчётов устойчивости.

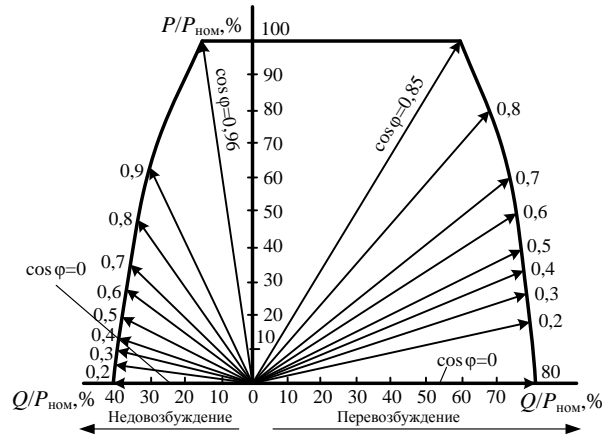


Рис. 2.1. Диаграмма мощности синхронного генератора

2.1.3. Требования к алгоритму решения

Для устранения несогласности величин составляющих затрат целесообразно сделать декомпозицию на две подзадачи, выполняемые последовательно:

отыскание $\min \sum_{i=1}^n [C_{\Gamma}(P_{\Gamma i}) + C_{\Pi}(P_c)]$ с последующей дооптимизацией по

стоимости потерь активной мощности $\min \sum_{i=1}^n [C_{\Delta P}(P_{\Gamma i}, Q_{\Gamma i})]$.

Учитывая разнообразный характер расходных характеристик генераторов, необходимо применять алгоритм, позволяющий использовать функции затрат любого вида, которые могут иметь нелинейности, разрывы, точки перегиба и др. свойства, а также могут быть заданы табличными значениями.

2.1.4. Особенности решения задачи для различных горизонтов планирования

При краткосрочном планировании режимов необходимо определять как экономически целесообразную выработку каждого из генераторов, так и наи-

выгоднейшее соотношение между объёмами электроэнергии, вырабатываемой на своих электростанциях, и электроэнергии, приобретаемой на розничном рынке (РРЭ). Если крупное промышленное предприятие является градообразующим, то для ЭСК его график нагрузки является определяющим при формировании ценовых заявок на рынке «на сутки вперед», а значения часовых объемов закупки на оптовом рынке позволяют влиять на нерегулируемые цены для соответствующей категории потребителей. Следовательно, собственные электростанции могут использоваться для управления графиком потребления на РРЭ. Это в особенности важно для потребителей, рассчитывающихся по пятой и шестой ценовым категориям, предусматривающим предоставление прогнозных значений электроэнергии и мощности в ЭСК.

При долгосрочном планировании режимов должна осуществляться, наряду с разработкой планов производства электроэнергии, разработка типовых графиков почасовой выработки для характерных дней планового периода с учётом производственных и климатических факторов (характерные зимние сутки; вывод в ремонт наиболее крупного технологического агрегата в летнее время и др.). Наличие такого графика позволяет заранее разработать мероприятия по реализации оптимального режима с учётом возможностей и показателей экономичности электрических сетей предприятия. При этом, однако, необходимо учитывать динамику цен на покупные энергоносители (электроэнергия, уголь, природный газ) и долю ВЭР в энергобалансе предприятия. Как показывает анализ цен за период 2014–2021 гг., наблюдается некоторое снижение цен на электроэнергию (в частности, для потребителей четвёртой ценовой категории мощностью более 10 МВт) на фоне ежегодного роста цен на природный газ для промышленности.

В случае значительной доли участия газа и угля в собственной генерации может быть целесообразно снижать выработку таких агрегатов как при разработке графика на очередные сутки, так и типового графика. В связи с тем, что расчёты на РРЭ проводятся по среднемесячным ценам, необходимо при этом учитывать изменение часовых цен внутри суток (например, для ВН,

мощность не менее 10 МВт – около 20–40%), что делает выгодной частичную разгрузку собственной генерации в ночные часы.

2.1.5. Декомпозиция с учётом задачи экономического распределения нагрузки между котлоагрегатами

Следует также отметить, что на крупном энергоёмком предприятии функционирует чаще всего несколько собственных электростанций (ПАО «ММК», ПАО «Северсталь» и т.д. – 3–4 электростанции, не считая мелких генерирующих источников). РДУ рассматривает чаще всего такой объект как единого потребителя с регулируемой нагрузкой, в связи с чем диспетчерская служба энергохозяйства должна самостоятельно решать вопросы наивыгоднейшего распределения электрической нагрузки между генераторами собственных электростанций одновременно с оптимизацией режима их теплоэнергетического оборудования. В связи с этим необходима увязка решений, получаемых при внутростанционной оптимизации использования котельного оборудования на основе некоторой заданной суммарной паропроизводительности, с процессом оптимизации распределения активной мощности между генераторами при известном балансовом условии на границе раздела с региональной энергосистемой. Одновременная оптимизация и по тепловой, и по электрической мощности предполагает использование достаточно громоздких алгоритмов, не всегда гарантирующих нахождение оптимума, поэтому применена декомпозиция на две основных подзадачи (этапа) по иерархическому принципу (взаимосвязь этапов решения показана на рис. 2.2.):

1) **этап I:** оптимизация распределения активной мощности между генераторами при заданной суммарной выработке. Себестоимость электроэнергии для каждой электростанции формируется, исходя из паропроизводительности котлов в исходном режиме (на рис. 2.2 – п. 1.1–1.4);

2) **этап II:** оптимизация распределения нагрузки между котлами на каждой из станций при их суммарной выдаче, полученной в п. 1 (на рис. 2.2 – п. 2.1–2.4). Новые значения нагрузки котлов могут быть затем использованы для уточнения активной нагрузки генераторов.

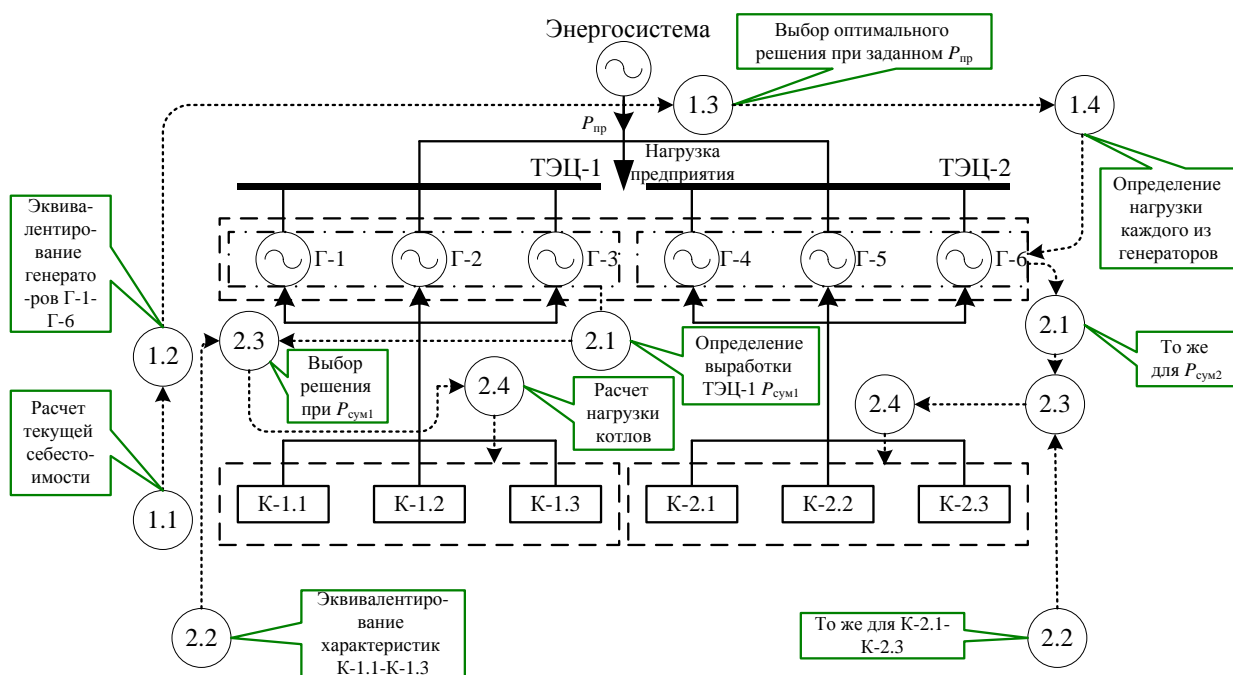


Рис. 2.2. Взаимосвязь внутриванционной оптимизации режима с задачами верхнего уровня иерархии

2.2. Экономико-математические модели агрегатов собственных электростанций промышленных предприятий

2.2.1. Экономико-математические модели котлоагрегатов

В качестве функций связи котлов предлагается использовать таблично-графические модели $C_K(B, D)$, представляющие собой зависимость стоимости пара C от паропроводительности D при составе топливной смеси B и соответствующей ей себестоимости пара S . (рис. 2.3) [42].

Такая ситуация возникает, в частности, на предприятиях чёрной металлургии, располагающих несколькими видами вторичных энергоресурсов – доменным, коксовым, конвертерным газами, отходящим теплом сталеплавильных и нагревательных печей и др. На ряде предприятий используется сжигание на собственных электростанциях топливных смесей, включающих природный, доменный и коксовый газы либо только природный и доменный газы. В соответствии с режимными картами таких котлоагрегатов процентное соотношение между видами топлива зависит от паропроводительности и колеблется в достаточно широких пределах. Выявить однозначную зависи-

мость стоимости расходуемых энергоносителей от выработки пара не представляется возможным, поэтому наиболее корректным способом представления экономико-математических моделей является кусочно-линейная аппроксимация РХ [267] с последующим переводом в табличную форму. Общий вид характеристики показан на рис. 2.3.

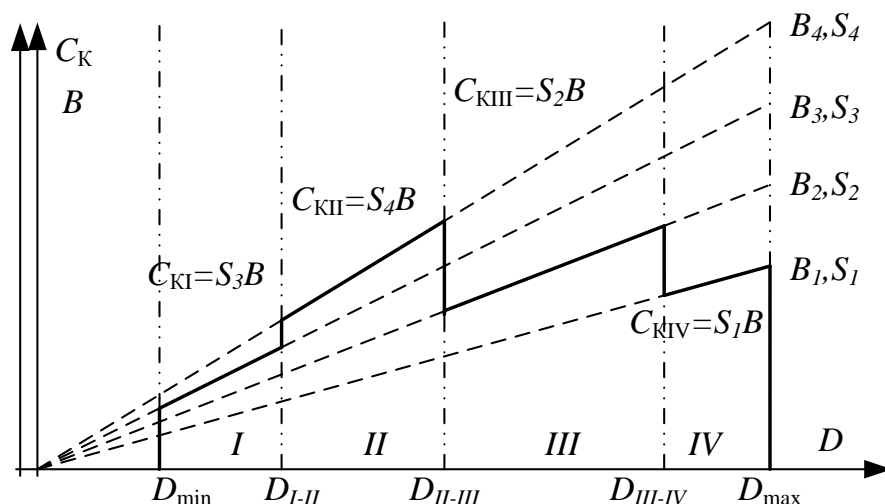


Рис. 2.3. Общий вид модели котла, представленной в кусочно-линейной форме

На рис. 2.3 D – паропроизводительность котла; C_K – стоимость пара; I, II, III, IV – зоны ЭММ (их количество и ширина определяется режимной картой котла); D_{\min} и D_{\max} – минимальное и максимальное ограничения по паропроизводительности; B_1, B_2, B_3, B_4 – составы топливной смеси; S_1, S_2, S_3, S_4 – соответствующие значения себестоимости. Специфический вид зависимостей стоимости расходуемых энергоносителей от нагрузки котла при использовании нескольких видов топлива обуславливает необходимость применения метода динамического программирования.

Этап I оптимизации (см. п.2.1.5) выполняется на основе этих характеристик методом динамического программирования.

2.2.2. Экономико-математические модели турбоагрегатов

Исходными данными для оптимизации загрузки генераторов по активной мощности являются расходные характеристики турбоагрегатов, которые в общем случае представляют собой зависимости расхода топлива от мощно-

сти, развиваемой турбиной. Большинство местных электростанций работает по неблочной схеме, поэтому выявление таких зависимостей не представляется возможным и оптимизацию удобнее всего вести по зависимости мощности турбины от расхода свежего пара [259].

Основной зависимостью, определяющей экономичность работы турбогенератора при различных режимах, является расходная характеристика – зависимость расхода пара (тепла) на входе в турбину от её электрической нагрузки. Расход пара в общем случае является функцией многих переменных – электрической нагрузки, отбираемого из отборов тепла, параметров свежего пара и пара отборов, режима работы схемы регенерации и т. д.

Наибольшее распространение на заводских ТЭЦ получили теплофикационные турбины с регулируемыми производственными и отопительными отборами, у которых расход пара является функцией нескольких переменных – мощности на клеммах генератора P и отборов тепла $D_{от}^i$. Функциями тех же переменных являются пределы допустимых изменений электрической и тепловой нагрузок $P_{min}, P_{max}, D_{от}^{i,min}, D_{от}^{i,max}$. Расходная характеристика всей турбины имеет весьма сложный характер, и все применяющиеся методы её представления являются приближёнными.

Воспользуемся наиболее распространённой формой представления расходной характеристики турбины с регулируемыми отборами – диаграммой режимов. Для турбины с одним регулируемым отбором диаграмма режимов является изображением на плоскости функции двух переменных $D_0(P, D_{от})$ и представляет собой серию расходных характеристик, каждая из которых соответствует постоянному расходу пара через отбор $D_{от}$. Если считать расходные характеристики при каждом $D_{от}$ линейными, диаграмма режимов будет иметь вид, показанный на рис. 4.4 (верхний квадрант).

При наличии двух регулируемых отборов диаграмма разбивается на два квадранта. Верхний квадрант строится для различных значений производственного отбора при отсутствии теплофикационного отбора. При открытом теплофикационном отборе электрическая мощность турбины, соответствующая

щая заданным расходам пара D_0 , уменьшается на некоторую величину, которая определяется по нижнему квадранту диаграммы.

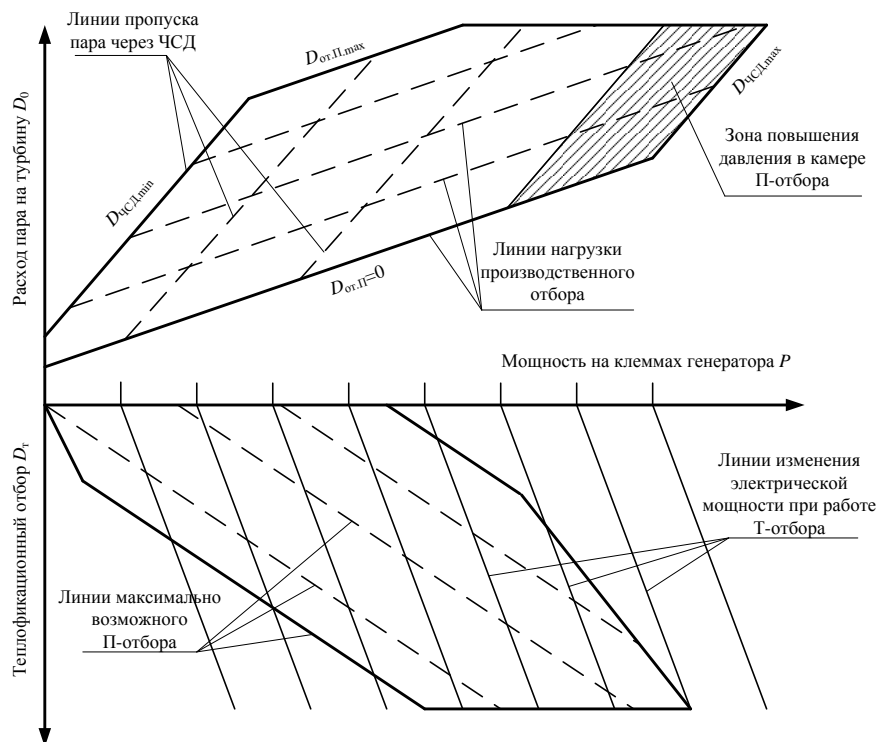


Рис. 2.4. Общий вид диаграммы режимов турбины $D(P, D_{от,П}, D_{от,Т})$ с двумя независимыми регулируемым отборами пара

Ограничения по располагаемой активной мощности источников определяются минимальным и максимальным пропуском пара через ЧСД (ЧНД).

Для получения ЭММ турбогенератора нагрузка теплофикационного и производственного отборов турбины $D_{от} = D_{от}^T + D_{от}^П$ принимается в соответствии с режимом тепловой сети и нагрузкой потребителей пара производственных цехов. По величине $D_{от}$ (или $D_{от,П}$ и $D_{от,Т}$) из диаграммы режимов выбирается соответствующий участок – расходная характеристика (РХ). Затем перед выполнением **этапа I** (см. п.2.1.5) РХ каждого турбогенератора $D(P)$ преобразуется к виду ЭММ – $C_T(P)$. Для этого в пределах электростанции паропроизводительность каждого котла m изменяется в пределах от 0 до $D_{m, max}$ с некоторым шагом $D_{m\Delta} = \Delta D_m / D_{m, max}$, одинаковым для всех котлов. Для каждого значения $D_{стр} = \sum_m D_{m,r}$ (r – номер шага) рассчитывается суммарная стоимость

пара для электростанции $C_{\text{Кстр}} = \sum_m C_{\text{Км},r}$ и его себестоимость $S_{\text{Кстр}} = C_{\text{Кстр}}/D_{\text{стр}}$.

Затем на РХ каждой турбины в пределах станции t отмечаются точки от 0 до $P_{t,\text{max}}$ с тем же шагом в о.е. $D_{m\Delta} = \Delta D_m / D_{m,\text{max}} = \Delta P_t / P_{t,\text{max}}$ и для них рассчитывается стоимость пара $C_{\Gamma t,r} = S_{\text{Кстр}} D_{t,r}$. Таким образом, ЭММ турбогенераторов будут иметь вид, аналогичный показанному на рис. 2.3 (см. рис. 2.5).

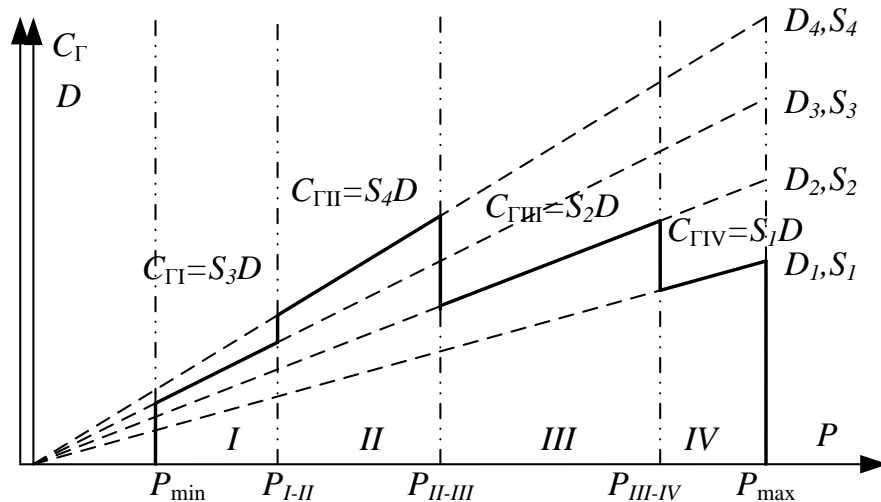


Рис. 2.5. Общий вид модели турбогенератора, представленной в кусочно-линейной форме

На **этапе II** оптимизации (см. п.2.1.5) для каждой станции определяется оптимальная мощность каждого из турбогенераторов. По этим величинам по РХ находятся соответствующие расходы пара, после чего вычисляется суммарная паропроизводительность на выработку электроэнергии; по ней с учётом нагрузки отборов затем корректируется нагрузка котлов (см. п.2.2.3). Для этого использован принцип равенства относительных приростов.

2.2.3. Экономико-математические модели неблочных электростанций

В исходной форме принцип равенства относительных приростов используется для неубывающих ХОП. Поскольку на ХОП СП в соответствии с режимными картами могут быть участки, на которых при увеличении нагрузки стоимость снижается в связи с преобладанием в смеси более

дешевого вида топлива, предлагается следующий подход.

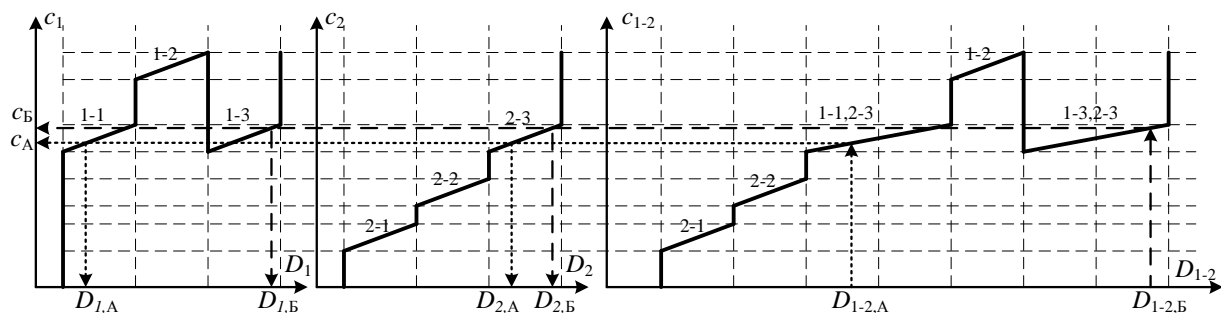


Рис. 2.5. Получение эквивалентной характеристики относительных приростов стоимости пара (ХОП СП)

Первоначально все участки ХОП котлов маркируются, как показано на рис. 2.5. С целью получения однозначного распределения нагрузки для участков, параллельных оси абсцисс, искусственно вводится незначительный наклон. Затем при эквивалентировании для каждой точки эквивалентной ХОП СП запоминается, какими именно участками ХОП СП котлов она образована. Эта информация затем используется при задании суммарной производительности (на рис. 2.5 – для двух различных режимов, $D_{1-2,A}$ и $D_{1-2,B}$) и последующем отыскании оптимального распределения производительностей (соответственно $D_{1,A}$, $D_{2,A}$ и $D_{1,B}$, $D_{2,B}$) по условию $c_m = \text{idem}$.

2.3. Оптимизация распределения активных мощностей между генераторами собственных электростанций и точками поставки электроэнергии с розничного рынка

2.3.1. Алгоритм на основе метода динамического программирования

Наличие большого количества местных источников электроэнергии в узлах системы электроснабжения крупных металлургических предприятий вызывает необходимость решения ряда специфических режимных задач, к которым относятся:

- 1) оптимизация режима использования мощности собственных источников электроэнергии и мощности, покупаемой из энергосистемы;
- 2) оптимизация распределения электрической нагрузки между генери-

рующими агрегатами на электростанциях;

- 3) оптимизация загрузки электростанций при недостатке вторичных энергоресурсов и использовании природного газа.

Для решения задачи оптимального распределения активной мощности между источниками электроэнергии целесообразно использовать метод динамического программирования (ДП), что обусловлено разрывностью и нелинейностью, как было показано выше, целевой функции затрат на выработку электроэнергии [46] в условиях промышленных электростанций с разнообразным генерирующим оборудованием при использовании нескольких видов топлива в различном их сочетании.

Допустимость применения этого метода обусловлена двумя причинами:

– функция затрат на производство электроэнергии несколькими турбоагрегатами складывается из затрат на производство электроэнергии отдельными агрегатами – является аддитивной;

– оптимальное распределение активной мощности между двумя турбогенераторами не зависит от загрузки остальных генераторов и не влияет на неё, т. е. обладает отсутствием последействия и отсутствием обратной связи.

Следует отметить, что соблюдение последнего условия возможно только при отказе от учёта потерь в элементах сети, т.е. считая, что все генераторы присоединены к одному и тому же узлу системы электроснабжения.

Применительно к конкретному случаю получаем целевую функцию и ограничения в следующем виде. Минимизируемой целевой функцией является стоимость расхода энергоносителя на электростанциях

$$C_n = \sum_{j=1}^n c_j(x_j) \rightarrow \min \quad (2.15)$$

при заданной суммарной выработке их турбогенераторами

$$\sum_{j=1}^n p_j(x_j) = P_n, \quad (2.16)$$

где x_j – оптимальное управление на j -м шаге;

$p_j(x_j)$ – активная мощность, вырабатываемая генератором;

$c_j(x_j)$ – стоимость расхода пара при выработке $p_j(x_j)$.

Ограничения по располагаемой мощности будут учитываться неявно при получении состояния на каждом шаге условной оптимизации.

Мощность генератора задаётся равномерным дискретным рядом $p_i = p_{i\min}, \dots, p_{i\max}$ с постоянным шагом $p_{i\Delta}$. Шаг дискретности определяет число точек на характеристике. Для построения эквивалентной характеристики нескольких турбогенераторов следует выполнить число расчётов (2.17):

$$m = \sum_i (ki + 1)ki, \quad (2.17)$$

где k – число шагов дискретизации мощности $p_{\Delta j}$;

i – число шагов оптимизации.

Обозначим через $C_k(\mathbf{P}_k)$ минимальное значение суммы функций c_k на протяжении шагов от 1 до k (получаемое при оптимальном управлении на данном отрезке процесса), при условии, что система в начале шага k находится в состоянии P_{k-1} .

Задача решается в обратном направлении, это значит, что начальное условие должно быть задано для первого элемента. Составим основное рекуррентное уравнение, которому должны удовлетворять функции C_k :

$$C_n(P_n) = \min_{x_n \in X_n} \{C_{n-1}[C_n - p_n(x_n)] + c_n(x_n)\}, \quad (2.18)$$

Уравнение состояния в результате реализации управления x_n будет иметь вид:

$$P_n = P_{n-1} + p_n(x_n). \quad (2.19)$$

Определим начальное условие для рекуррентного уравнения. Так как $C_1(P_1) = c_1[p_1(x_1)]$, то решение уравнения (2.15) при ограничении (2.16) следует начать с определения дискретной функции

$$C(P_2, x_2) = \min\{c_1(x_1) + c_2(x_2)\}, \quad (2.20)$$

для членов которой выполняется соотношение

$$C_{21} > C_{22} > \dots > C_{2k} > \dots > C_{2K}, \quad (2.21)$$

$$P_{21} = P_{22} = \dots = P_{2k} = \dots = P_{2K}, \quad (2.22)$$

где k – порядковый номер члена последовательности.

Значения P_{2k} определяются из равенства

$$P_{2k} = p_1(x_1) + p_2(x_2). \quad (2.23)$$

При определении каждого последующего члена (2.21) будем использовать условия

$$P_{2k} = P_{2,k+1}, \quad (2.24)$$

$$C_{2k} = \min \{c_1(x_1) + c_2(x_2) \mid x_1 = \overline{1, X_1}; x_2 = \overline{1, X_2}\}. \quad (2.25)$$

Для j -го шага оптимизации получаем рекуррентную функцию:

$$C_j(P_j) = \min \{C_{j-1}[P_{j-1}, x_{j-1}] + c_j(p_j)\}. \quad (2.26)$$

Из всех возможных значений x_1 и x_2 (x_{j-1} и x_j) надо выбрать такие, при которых выполняются условия (2.15) и (2.16).

В результате условной оптимизации (решение уравнений (2.15) и (2.18)) получаем две последовательности: $c_1^*(P_1), c_2^*(P_2), \dots, c_{n-1}^*(P_{n-1}), c_n^*(P_n)$ – условные минимумы целевой функции на последовательных шагах решения и $x_1^*(P_1), x_2^*(P_2), \dots, x_{n-1}^*(P_{n-1}), x_n^*(P_n)$ – условные оптимальные управления на тех же шагах, определяющие оптимальную загрузку турбогенераторов.

Используя эти последовательности, можно найти решение задачи динамического программирования при заданных n и P_n . По определению $C_2^*(P_1)$ – условный минимум целевой функции за два шага при условии, что к началу второго шага система была в состоянии P_1 .

Далее следует использовать последовательность условных оптимальных управлений и уравнений состояния.

При фиксированном P_1 получаем $x_2^* = x_2^*(P_1)$. Далее из уравнений (2.18)–(2.26) находим $P_2^* = \varphi_2(P_1, x_2^*)$ и подставляем это выражение в последовательность условных оптимальных управлений: $x_3^* = x_3^*(P_2^*)$ и так далее:

$$x_2^* = x_2^*(P_1) \rightarrow P_2^* = \varphi_1(P_1, x_2^*) \Rightarrow x_3^* = x_3^*(P_2^*) \rightarrow P_3^* = \varphi_3(P_2^*, x_3^*) \Rightarrow x_4^* = x_4^*(P_3^*) \rightarrow \dots \rightarrow P_{n-1}^* = \varphi_{n-1}(P_{n-2}^*, x_{n-1}^*) \Rightarrow x_n^* = x_n^*(P_{n-1}^*).$$

В результате получаем оптимальное решение задачи ДП: $x^* = (x_1^*, x_2^*, \dots, x_n^*)$. Здесь через P_k^* обозначено состояние системы после k -го шага при условии, что на k -м шаге выбрано оптимальное управление.

Наиболее сложным при такой постановке задачи является построение функций $C_k(P)$ ($k \in 1:n$). Этот шаг решения можно упростить, используя табличное задание рекуррентных соотношений.

Рассмотрим процесс решения варианта задачи, в котором переменные $p_j(x_j)$ и P_j принимают фиксированные значения с шагом p_Δ , что имеет место при дискретном задании ЭММ источников активной мощности.

В соответствии с общей схемой вычислительного алгоритма на первом шаге нужно построить функцию расхода для первых двух агрегатов

$$C_2(P_2) = \min_{x_1 \in X_1} [c_1(x_1) + c_2(x_2)]. \quad (2.27)$$

Поскольку $P_2 \leq P_{2m}$, величина $P_2(x_1)$ принимает конечное число значений от максимального до минимального. Это позволяет путём перебора значений $d_1(x_1)$ найти функцию $C_2(P_2)$ и задать её в форме таблицы следующей структуры (табл. 2.1). Последняя колонка табл. 2.1 ($\hat{x}_1(P)$) содержит значение x_1 , на котором достигается оптимальное значение первого шага. Его необходимо запоминать для того, чтобы к последнему шагу иметь значения всех компонент оптимального плана. В таблице использованы обозначения: $P_{21} = p_{1\min} + p_{2\min}$, $P_{2m} = p_{1\max} + p_{2\max}$. Значения $P_{22} \dots P_{2(m-1)}$ находятся в интервале (P_{21}, P_{2m}) и изменяются с шагом p_Δ , т. е. ограничения по верхнему и нижнему пределам генерации учитываются на стадии безусловной оптимизации. m – число ступеней эквивалентной ЭММ.

Задание функции $C_2(P_2)$

P_2	$C_2(P)$	$\hat{x}_2(P)$
P_{21}		
P_{22}		
...		
P_{2m}		

На следующем (втором) шаге можно приступить к вычислению функции $C_3(P_3)$, значения которой для каждого отдельно взятого $P_3 \in [P_{21} + p_{3\min}, P_{2m} + p_{3\max}]$ находятся как

$$C_3(P_3, x_3) = \min \{c_3(p_{31}, \hat{x}_3) + C_2(P_{21}), c_3(p_{32}, \hat{x}_3) + C_2(P_{22}), \dots, c_3(p_{3r}, \hat{x}_3) + C_2(P_{2m})\}, (2.28)$$

где значения $C_2(P_{21}), C_2(P_{22}), \dots, C_2(P_{2m})$ берутся из табл. 2.1, значение r соответствует числу шагов дискретизации характеристики агрегата №3. В результате вычислений формируется таблица значений $C_3(P)$, содержащая на одну колонку больше по сравнению с табл. 2.1, так как теперь необходимо запомнить оптимальные решения первого ($\hat{x}_1(P)$) и второго шагов ($\hat{x}_2(P)$). q – число ступеней эквивалентной характеристики на третьем шаге.

На последующих шагах с номером k осуществляются аналогичные действия, результатом которых становятся таблицы значений $C_k(P_k)$, где $P_k \in \{P_{k1}, P_{k2}, \dots, P_{kq}\}$ (см. табл. 2.2).

Таблица 2.2

Задание функции $C_k(P_k)$

P_k	$C_k(P)$	$\hat{x}_k(P)$...	$\hat{x}_1(P)$
P_{k1}				
P_{k2}				
...				
P_{kq}				

На последнем n -м шаге определяется $C_n(P_n)$ и оптимальное значение n -й компоненты оптимального плана $x_n^* = \hat{x}_n(P_n)$. Далее, используя таблицу, сформированную на предыдущем шаге, определяем оптимальные значения остальных переменных $x_k^* = \hat{x}_k(P_k)$.

Предложенный алгоритм позволяет использовать функции связи между оптимизируемым параметром и критерием оптимальности любого вида (имеющие нелинейности, разрывы, изломы и другие особые свойства, а также заданные в табличном виде). Значительно упрощается учёт несовместных ограничений, выраженных неравенствами.

2.3.2. Оптимизация величины мощности, принимаемой из региональной энергосистемы

Эта часть общей оптимизационной задачи решается каким-либо методом одномерного поиска, не накладывающим ограничения на вид целевой функции. Предлагается использовать для этой цели метод золотого сечения, в котором используется постоянный коэффициент сокращения интервала неопределённости, равный отношению золотого сечения $\tau = (1 + \sqrt{5})/2$. Исходным интервалом является $[P_{c,\min}, P_{c,\max}]$ (см. ограничение (2.7)). Величина мощности, принимаемой из системы P_c , имеет шаг $P_{c\Delta}$, получаемый по эквивалентной характеристике. В соответствии с принятым методом выполняются следующие шаги:

1) на исходном интервале $[P_1 = P_{c,\min}, P_2 = P_{c,\max}]$ выбираются две точки по условиям:

$$P_l = P_2 - \frac{P_2 - P_1}{\tau}; \quad P_r = P_1 + \frac{P_2 - P_1}{\tau}; \quad (2.29)$$

2) принимаются значения P_L и P_R , кратные $P_{c\Delta}$ и ближайšie к P_l и P_r ;

3) по значениям P_L и P_R определяются значения целевой функции C по эквивалентной характеристике;

4) если $C(P_L) \geq C(P_R)$, то принимается $P_1 = P_L$, $P_L = P_R$ и заново рассчитывается P_R по п.1 и п.2; в противном случае принимается $P_2 = P_R$, $P_R = P_L$ и заново рассчитывается P_L ;

5) расчёты п.1–п.4 выполняются до тех пор, пока интервал неопределённости не будет содержать единственную точку, которая и будет решением.

Единственность полученного решения следует непосредственно из принципа оптимальности, который Р. Беллман в работе [34] называет интуитивным. Доказательство принципа оптимальности приводится Р. Арисом в работе [17] методом от противного.

2.3.3. Уточнение полученного решения по критерию минимума потерь активной мощности в СЭС

Как правило, в реальных СЭС затраты на производство электроэнергии значительно превышают стоимость потерь электроэнергии в отдельных элементах системы, поэтому несоразмерность параметров оптимизации делает нецелесообразным точный учёт потерь электроэнергии в определении вида и значения целевой функции. Чтобы устранить погрешность, следует провести дооптимизацию, для чего используется метод субградиентного спуска, при помощи которого можно скорректировать загрузку генераторов с учётом их размещения в системе электроснабжения. Система ограничений остается прежней (2.3)–(2.11). Целевая функция C при этом соответствует выражению (2.2) и упрощённо может быть представлена следующим образом:

$$C = C_{\Gamma} + C_{\Pi} + C_{\Delta P}, \quad (2.30)$$

где C_{Γ} – затраты на выработку электроэнергии;

C_{Π} – затраты на приобретение электроэнергии у энергосбытовой организации;

$C_{\Delta P}$ – стоимость потерь активной мощности.

С этой целью производится изменение мощности генерирующих источников на некоторый шаг с сохранением условий связи с энергосистемой. Применение субградиентного метода обусловлено негладкостью целевой функции, вызванной негладкостью ЭММ агрегатов электростанций. В качестве начального приближения принимаются результаты оптимизации методом ДП $P^{(0)} = \{P_1^{(0)}, P_2^{(0)}, \dots, P_i^{(0)}, \dots, P_n^{(0)}\}$ (n – количество генераторов). На итерации $k+1$ для каждого генератора i : $P_i^{(k+1)} = P_i^{(k)} + \delta P_i^{(k)}$ в случае, если соблюдается ог-

раничение (2.3); здесь $\delta P_i^{(k)}$ – шаг изменения мощности генератора i . В противном случае переменная фиксируется: $P_i^{(k+1)} = P_i^{(k)}$. Шаг спуска при множителе $h_i^{(k)}$ и масштабном коэффициенте μ_i :

$$\delta P_i^{(k)} = -h_i^{(k)} \mu_i g_i^{(k)}, \quad (2.31)$$

где $g_i^{(k)} = \Delta C^{(k)} / \Delta C_{\Delta P, i}^{(k)} \in \partial C^{(k)}$ – составляющая субградиента целевой функции C

для i -го генератора на итерации k ;

$dC^{(k)} = C^{(k)} - C^{(k-1)}$ – приращение целевой функции на итерации k ;

$dC_{\Delta P, i}^{(k)} = C_{\Delta P, i}^{(k)} - C_{\Delta P, i}^{(k-1)}$ – приращение составляющей целевой функции $C_{\Delta P}$, обусловленной изменением выдаваемой мощности генератора i ;

$\partial C^{(k)}$ – субдифференциал целевой функции.

Субдифференциал в данном случае для некоторой точки $(P_{1(0)}, P_{2(0)}, \dots, P_{n(0)})$ будет задаваться множеством субградиентов следующего вида:

$$\begin{aligned} \partial C^{(k)}(P_{1(0)}, \dots, P_{n(0)}) = & \{g^{(k)} \mid C^{(k)}(P_1, \dots, P_n) \geq C^{(k)}(P_{1(0)}, \dots, P_{n(0)}) + \\ & + \langle g^{(k)}, (P_1 - P_{1(0)}, \dots, P_n - P_{n(0)}) \rangle, g^{(k)} = \{g_i^{(k)}\}, \forall (P_1, P_2, \dots, P_n) \in \text{dom } C^{(k)}\}. \end{aligned} \quad (2.32)$$

Для точки $P_{A(0)}$, в которой имеет место излом ЭММ какого-либо агрегата A (в этом случае будем иметь и излом целевой функции C), получим:

$$\partial C^{(k)}(P_{A(0)}) = \begin{cases} \text{grad}(C_L^{(k)}), & P_A < P_{A(0)} \\ [\text{grad}(C_L^{(k)}); \text{grad}(C_R^{(k)})], & P_A = P_{A(0)}; \\ \text{grad}(C_R^{(k)}), & P_A > P_{A(0)} \end{cases} \quad (2.33)$$

где $C_L^{(k)}$, $C_R^{(k)}$ – участки целевой функции слева и справа от точки $P_{A(0)}$ соответственно, обладающие свойством дифференцируемости.

Поскольку в общем случае метод субградиентного спуска при постоянном шаге может не сходиться (в частности, при попадании изображающей

точки в окрестность точки недифференцируемости целевой функции), он должен определяться следующим образом:

$$h_i^{(k)} = h_i^{(0)} \frac{1}{1+k}. \quad (2.34)$$

Из условия $P_c^{(k)} = \text{const}$ при $\forall k$ и уравнения баланса мощностей следует, что на всех итерациях $\sum_{i=1}^n P_i^{(k)} = \text{const}$ и, следовательно,

$$\sum_{i=1}^n \delta P_i^{(k)} = 0 \text{ при } \forall k. \quad (2.35)$$

Для соблюдения (2.35) на пробных шагах спуска один из генераторов b (удобнее всего – наибольшей мощности) назначается балансирующим, при этом на всех итерациях

$$P_b^{(k)} = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq b}}^n P_i^{(k)}. \quad (2.36)$$

Расчёт считается законченным, если любое изменение активных, реактивных мощностей источников и коэффициентов трансформации приводит к увеличению функции затрат или выходу режима за допустимые пределы по располагаемой мощности источников или уровню напряжения. Потери активной мощности в схеме при оптимизации определяются из баланса мощности, получаемой от генераторов и из энергосистемы, и мощности, потребляемой нагрузкой.

2.3.4. Учёт ограничений на зависимые параметры режима

В рассматриваемой задаче к таким ограничениям относятся ограничения, накладываемые на величины напряжений в узлах сети, и ограничения, определяемые длительно допустимыми токами линий электропередачи или допустимыми коэффициентами загрузки силовых трансформаторов. Наиболее важными из них следует считать ограничения по допустимой нагрузке элементов сети.

Для учёта таких ограничений воспользуемся методом внешних штрафных функций (называемый также методом внешней точки, методом внешнего штрафа и т.д.). Для того, чтобы обеспечить при этом соблюдение ограничений, будем использовать приём, названный в [138] «последовательность штрафных функций со сдвигом допустимых пределов». Приём позволяет использовать небольшие величины штрафных коэффициентов, что обеспечивает хорошую сходимость метода субградиентного спуска. Штрафная функция (руб.) для итерации k будет иметь следующий вид:

$$\Phi^{(k)} = \sum_{l=1}^L \alpha_l \rho_l^{(k)} \text{ при } \rho_l^{(k)} > 0, \quad (2.37)$$

где α_l – штрафной коэффициент (руб./кВА) для ветви l ; в соответствии с принятым подходом принимается неизменным для всех итераций;

$\rho_l^{(k)} = S_l^{(k)} - S_{l,\text{доп}}$ – нарушение ограничения для ветви l ;

$S_l^{(k)}$ – мощность, протекающая по ветви l , полученная из расчёта установившегося режима;

$S_{l,\text{доп}}$ – допустимая нагрузка ветви l ;

L – количество ветвей.

При этом минимизации подлежит функция:

$$C(P_1, P_2, \dots, P_n) + \Phi(S_1, S_2, \dots, S_L) \rightarrow \min. \quad (2.38)$$

Если решение S_l будет получено при нарушении ρ_l ограничения $S_{l,\text{доп}}$, ограничение корректируется следующим образом:

$$S_{l,\text{доп}}^{[1]} = S_{l,\text{доп}} - \rho_l. \quad (2.39)$$

Затем выполняется следующий цикл дооптимизации субградиентным спуском до получения значений $S_l^{[1]}$. Если при этом также будет превышена некоторая часть допустимых значений, вычисляются новые значения нарушений $\rho_l^{[1]}$ относительно исходных допустимых значений $\rho_l^{[1]} = S_{l,\text{доп}} - S_l^{[1]}$ и по-

вторно скорректированные допустимые значения $S_{l,доп}^{[2]} = S_{l,доп} - \rho_l^{[1]}$ (также относительно исходных допустимых значений). Если после следующего цикла дооптимизации по-прежнему будут нарушены часть ограничений $S_{l,доп}$, заново выполняется коррекция нарушенных ограничений $S_{l,доп}^{[3]} = S_{l,доп} - \rho_l^{[2]}$. Количество таких циклов по данным [138] принимается равным до 4–6.

Следует отметить, что в системах электроснабжения крупных промышленных предприятий сечение линий электропередачи замкнутых сетей и связи с энергосистемой, а также мощность трансформаторов или автотрансформаторов подстанций, через которые осуществляется связь с энергосистемой, при проектировании принимается со значительным запасом (часто коэффициент загрузки в нормальном режиме составляет 30–40%). При наличии небольших генераторов в разомкнутых сетях 3–10 кВ сечения проводников и мощности трансформаторов также выбираются, как правило, исходя из условий вывода в ремонт этих генераторов. Таким образом, учёт ограничений на зависимые параметры режима во многих случаях в процессе оптимизации не задействуется.

2.4. Учёт неопределённости исходной информации

При решении задачи оптимизации в детерминированной постановке и последующей реализации оптимального режима в течение планового периода (например, сутки) может иметь место отклонение фактического режима от расчётного, обусловленное неравномерностью суточных графиков нагрузки предприятия и отличием расходных характеристик стационарных агрегатов, приведенных в заводской документации, от фактических. Определенная погрешность возникает также при отказе от учёта потерь активной мощности в заводских сетях или при упрощённом их учёте.

В связи с тем, что законы распределения случайных величин нагрузок в узлах системы электроснабжения могут отличаться от нормального закона (в частности, для предприятий чёрной металлургии это справедливо вплоть до уровня распределения на напряжении 110 кВ), а также в связи со сложностью

оценки погрешности, связанной с использованием заводских расходных характеристик, целесообразно воспользоваться представлением указанных величин и зависимостей в нечёткой форме [155].

Нечёткую оптимизационную модель [55] СЭС построим следующим образом [271]. Суммарную нагрузку СЭС $P_{\text{СЭС}}$ представим в виде нечёткого числа $\tilde{P}_{\text{СЭС}}$ с треугольной функцией принадлежности μ_P , модальное значение которого (при $\mu_P=1$) равно среднесуточному значению нагрузки $\hat{P}_{\text{СЭС}} = P_{\text{СЭС,ср}}$. Носителем нечёткого числа будет переменная часть графика нагрузки: $\text{supp}\tilde{P}_{\text{СЭС}} = \{P_{\text{СЭСmin}}, P_{\text{СЭСmax}}\}$ или, обозначив $\Delta_{\text{СЭС}} = (P_{\text{СЭСmax}} - P_{\text{СЭСmin}})/P_{\text{СЭС,ср}}$, $\text{supp}\tilde{P}_{\text{СЭС}} = \{P_{\text{СЭС,ср}}(1 - \Delta_{\text{СЭС}}), P_{\text{СЭС}}(1 + \Delta_{\text{СЭС}})\}$. ЭММ турбоагрегатов, как и при детерминированной постановке задачи [127], будут иметь табличную структуру, однако каждое значение P_{ij} (нагрузка i -го турбогенератора для j -й точки характеристики) задается в виде нечёткого числа \tilde{P}_i с носителем $\text{supp}\tilde{P}_{ij} = \{P_{ij} - \gamma_i, P_{ij} + \gamma_i\}$, где γ_i зависит от интервала, с которым табулированы расходные характеристики, и от номера шага j . Функция принадлежности будет иметь следующий вид:

$$\mu(P_{ij}) = \begin{cases} 0, & \text{если } P_{ij} < \hat{P}_{ij} - \gamma_i; \\ \frac{P_{ij} - \hat{P}_{ij} + \gamma_i}{\gamma_i}, & \text{если } \hat{P}_{ij} - \gamma_i \leq P_{ij} < \hat{P}_{ij}; \\ 1, & \text{если } P_{ij} = \hat{P}_{ij}; \\ \frac{\hat{P}_{ij} + \gamma_i - P_{ij}}{\gamma_i}, & \text{если } \hat{P}_{ij} < P_{ij} \leq \hat{P}_{ij} + \gamma_i; \\ 0, & \text{если } P_{ij} > \hat{P}_{ij} + \gamma_i. \end{cases} \quad (2.40)$$

Величине \tilde{P}_i будет соответствовать нечёткое значение затрат на свежий пар $\tilde{C}_{D,i}$, при этом $\hat{C}_{D,i} = C_{D,i}$ – значение затрат из детерминированной характеристики. Носитель этого нечёткого числа задается, исходя из ожидаемого отклонения фактической расходной характеристики от заводской δ : $\text{supp}\tilde{C}_{D,i} = \{C_{D,i} - \delta C_{D,i}, C_{D,i} + \delta C_{D,i}\}$.

Прямой ход решения задачи – получение эквивалентной характеристики – соответствует п.2.3.1. Для каждой j -й точки эквивалентной характеристики на i -м шаге эквивалентирования (соответствует эквивалентированию реального агрегата i и эквивалентного агрегата $i-1$, полученного на предыдущем шаге) модальное значение нагрузки $\hat{P}_{ij\text{экв}}$ достигается сочетанием \hat{P}_{ij} и $\hat{P}_{i-1,j\text{экв}}$, определяемым по минимальной сумме модальных значений затрат на пар $\hat{C}_{D,-ij\text{экв}} = \min\{\hat{C}_{D,ij} + \hat{C}_{D,i-1,j\text{экв}}\}$. Носитель числа $\tilde{P}_{ij\text{экв}}$ определится как $\text{supp}\tilde{P}_{ij} = \{P_{ij} - i\gamma_{i-1}, P_{ij} + i\gamma_{i-1}\}$, поскольку на каждом шаге эквивалентная характеристика объединяется с исходной характеристикой очередного турбогенератора, имеющую носитель $2\gamma_1$.

На обратном ходе решения задаемся нечётким значением суммарной выработки «примерно P_Σ » с носителем, определяющимся погрешностью задания балансового условия Δ_Σ (на рис. 1 – $\Delta_\Sigma\% = 30\%$). Его функция принадлежности запишется следующим образом:

$$\mu_\Sigma(P_\Sigma) = \begin{cases} 0, & \text{если } P_\Sigma < \hat{P}_\Sigma(1 - \Delta_\Sigma); \\ \frac{P_\Sigma - \hat{P}_\Sigma(1 - \Delta_\Sigma)}{\hat{P}_\Sigma\Delta_\Sigma}, & \text{если } \hat{P}_\Sigma(1 - \Delta_\Sigma) \leq P_\Sigma < \hat{P}_\Sigma; \\ 1, & \text{если } P_\Sigma = \hat{P}_\Sigma; \\ \frac{P_\Sigma - \hat{P}_\Sigma(1 + \Delta_\Sigma)}{\hat{P}_\Sigma\Delta_\Sigma}, & \text{если } \hat{P}_\Sigma < P_\Sigma \leq \hat{P}_\Sigma(1 + \Delta_\Sigma); \\ 0, & \text{если } P_\Sigma > \hat{P}_\Sigma(1 + \Delta_\Sigma). \end{cases} \quad (2.41)$$

Предположим, \hat{P}_Σ не соответствует ни одному из модальных значений $\hat{P}_{Nj\text{экв}}$ (N – количество агрегатов) и попадает в интервал между точками с номерами j и $j+1$ на эквивалентной характеристике (как показано на рис. 2.7). Выявляются значения функции принадлежности, соответствующие пересечению нечётких чисел $\alpha_{\Sigma j} = \max \mu(\tilde{P}_{Nj\text{экв}} \cap \tilde{P}_\Sigma)$ и $\alpha_{\Sigma, j-1} = \max \mu(\tilde{P}_{N, j-1, \text{экв}} \cap \tilde{P}_\Sigma)$, либо, в зависимости от точности задания \tilde{P}_Σ и степени доверия к нему лица, принимающего решение, меньшие значения – $\alpha_{\Sigma, j+1} = \max \mu(\tilde{P}_{N, j+1, \text{экв}} \cap \tilde{P}_\Sigma)$ и

$\alpha_{\Sigma, j-2} = \max \mu(\tilde{P}_{N, j-2, \text{экв}} \cap \tilde{P}_{\Sigma})$ (для пересечения с числами, соответствующими точкам $j+1$ и $j-2$) и т.д.

Для случая, показанного на рис. 2.7, значение α будет определяться следующим образом:

$$\alpha = 1 - \frac{\hat{P}_{Nj\text{экв}} - \hat{P}_{\Sigma}}{\hat{P}_{\Sigma} \Delta_{\Sigma} + \gamma_{N\text{экв}}}. \quad (2.42)$$

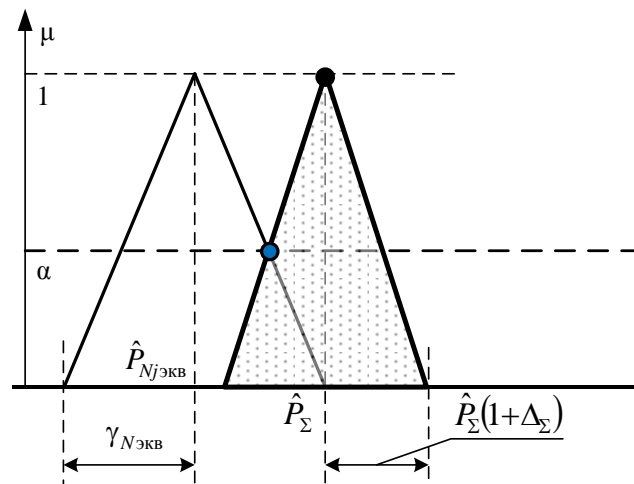


Рис. 2.7. Пересечение нечетких чисел $P_{Nj\text{экв}}$ и P_{Σ}

Поскольку принятые функции принадлежности симметричны, $\alpha_{\Sigma j} = \alpha_{\Sigma, j-1} = \alpha_1$, $\alpha_{\Sigma j+1} = \alpha_{\Sigma, j-2} = \alpha_2$ и т.п. Далее осуществляется переход на предыдущий шаг эквивалентирования, на котором выполнялось объединение характеристик агрегата N и эквивалентной характеристики агрегатов $\{1, \dots, N-1\}$. На характеристику агрегата N наносится линия уровня α (например, α_1) и отмечаются точки её пересечения с графиком $\mu(\tilde{P}_{N, j} \cup \tilde{P}_{N, j-1})$; аналогичные построения выполняются для $\mu(\tilde{C}_{DN, j} \cup \tilde{C}_{DN, j-1})$, что позволяет определить интервал, в котором следует поддерживать величину $P_{N\text{опт}}$ ($P_{N\text{опт}}^{\alpha} = [P_{N, j}^{\alpha}; P_{N, j-1}^{\alpha}]$), и соответствующие значения затрат $C_{DN\text{опт}}^{\alpha} = [C_{DN, j}^{\alpha}; C_{DN, j-1}^{\alpha}]$ (при необходимости). Чтобы исключить из рассмотрения заведомо маловероятные решения, желательно задаться минимальным уровнем значимости α_{\min} .

Используя выражение (2.33), получаем:

$$P_{N_{\text{опт}}}^{\alpha} = [\hat{P}_{N,j-1} - \gamma_N(1-\alpha); \hat{P}_{N,j} - \gamma_N(1-\alpha)]. \quad (2.43)$$

Таким образом определяются нечёткое оптимальное значение выработки N -го агрегата $\tilde{P}_{N_{\text{опт}}}$ и соответствующее нечёткое значение затрат $\tilde{C}_{DN_{\text{опт}}}$.

При переходе на эквивалентную характеристику $\{1, \dots, N-1\}$ выполняются аналогичные действия, однако при этом определяется только $\tilde{P}_{N-1, \text{экв.опт}}$, используемое затем при возврате на шаг $N-2$. Эта величина также задается треугольной функцией принадлежности с носителем $\text{supp} \tilde{P}_{N-1, \text{экв.опт}} = \{\hat{P}_{N-1, \text{экв.опт}}(1 - \Delta_{\Sigma}), \hat{P}_{N-1, \text{экв.опт}}(1 + \Delta_{\Sigma})\}$. Последующие действия выполняются аналогично первому шагу обратного хода решения.

Пример решения показан на рис. 2.7 – рис. 2.11. Оптимальные соотношения мощностей для каждой точки результирующих характеристик $\{1, 2, 3\}$ и $\{2, 3\}$ приведены в табл. 2.3 и 2.4. В приведенном примере шаг табулирования для собственных (не эквивалентных) характеристик агрегатов различен; для ТГ-1 он принят равным 2, для ТГ-2 и ТГ-3 – равным 1. Это различие не должно быть большим, т.к. станет невозможным прямой ход решения – получение эквивалентной характеристики; по этой же причине шаг каждой из характеристик должен быть кратным всем меньшим значениям шага для характеристик рассматриваемого объекта (например, 1; 2; 4; 8). При использовании детерминированного варианта алгоритма этот шаг должен быть одинаков для всех характеристик, что делает предложенный подход более удобным для узлов с широким диапазоном единичных мощностей генераторов (так, в СЭС ММК – от 4 до 60 МВт).

Таблица 2.3

Оптимальные соотношения мощностей при получении характеристики $\{1, 2, 3\}$

Номер точки	1	2	3	4	5
Эквивалентная характеристика ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3	3	5	7	9	11
Собственная характеристика ТГ-1	1	3	3	5	5
Эквивалентная характеристика ТГ-2, ТГ-3	2	2	4	4	6

Оптимальные соотношения мощностей при получении характеристики {2, 3}

Номер точки	1	2	3
Эквивалентная характеристика ТГ-2, ТГ-3	2	4	6
Собственная характеристика ТГ-2	1	1	2
Эквивалентная характеристика ТГ-3	1	3	4

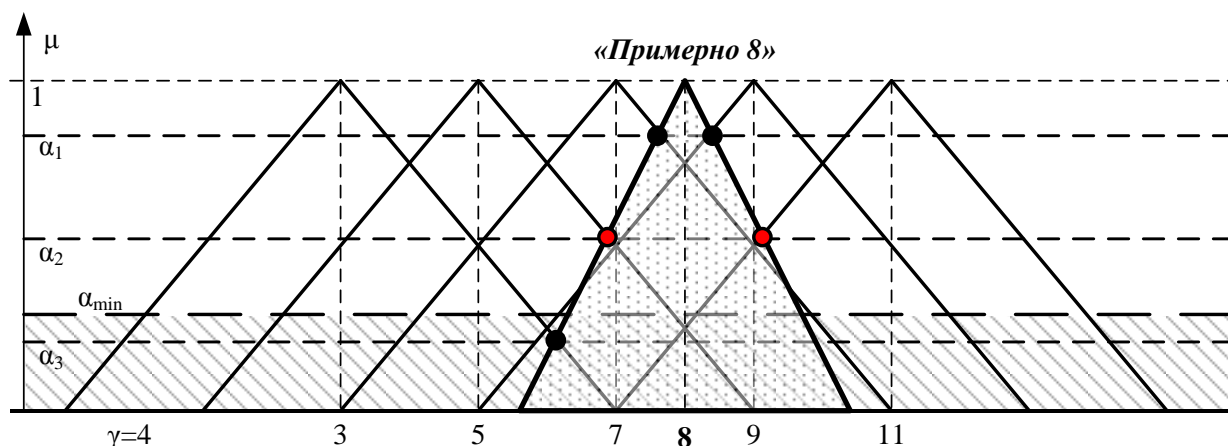


Рис. 2.8. Эквивалентная характеристика агрегатов ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3 с нанесённым нечётким значением суммарной выработки (первый шаг обратного хода решения)

На рис. 2.9 показаны оптимальные интервалы выработки ТГ-1 при двух уровнях значимости: $P_{ТГ-1,опт}^{\alpha_1} = [P_{ТГ-1}^{\alpha_1-}; P_{ТГ-1}^{\alpha_1+}]$ и $P_{ТГ-1,опт}^{\alpha_2} = [P_{ТГ-1}^{\alpha_2-}; P_{ТГ-1}^{\alpha_2+}]$. В данном случае среднее значение одно и то же: $\hat{P}_{ТГ-1,опт}^{\alpha_1} = \hat{P}_{ТГ-1,опт}^{\alpha_2} = 4$.

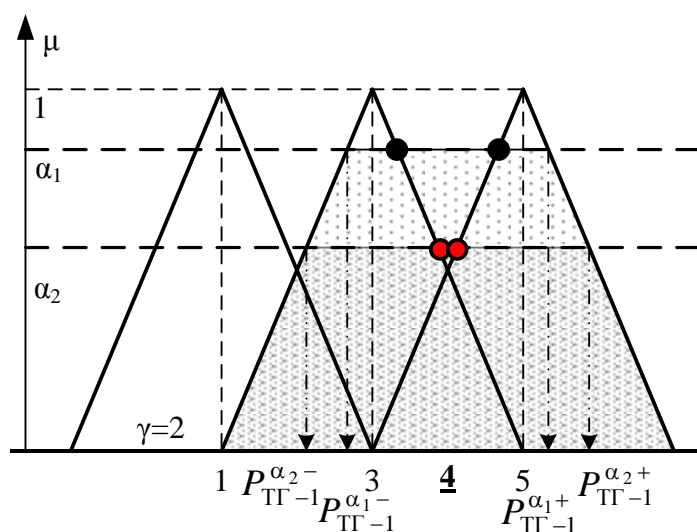


Рис. 2.9. Собственная характеристика ТГ-1 с интервалами суммарной выработки, полученными в результате первого шага обратного хода при уровнях значимости α_1 и α_2

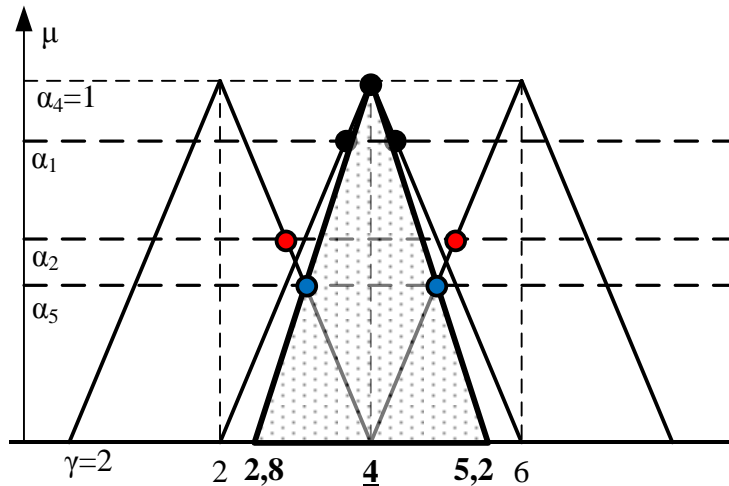


Рис. 2.10. Эквивалентная характеристика агрегатов ТГ-2 и ТГ-3 с нанесённой оптимальной суммарной выработкой, полученной в результате первого шага обратного хода

На рис. 2.11 и рис. 2.12 показан случай, когда при одном уровне значимости ($\alpha_4=1$) получены детерминированные значения оптимальной выработки: $P_{\text{TГ-2,опт}}^{\alpha_4} = P_{\text{TГ-2}}^{\alpha_4} = 1$, $P_{\text{TГ-3,опт}}^{\alpha_4} = P_{\text{TГ-3}}^{\alpha_4} = 3$; при меньшем α_5 получены интервалы $P_{\text{TГ-2,опт}}^{\alpha_5} = [P_{\text{TГ-2}}^{\alpha_5^-}; P_{\text{TГ-2}}^{\alpha_5^+}]$ и $P_{\text{TГ-3,опт}}^{\alpha_5} = [P_{\text{TГ-3}}^{\alpha_5^-}; P_{\text{TГ-3}}^{\alpha_5^+}]$, средние значения $\hat{P}_{\text{TГ-2,опт}}^{\alpha_5} = 1,5$ и $\hat{P}_{\text{TГ-3,опт}}^{\alpha_5} = 2$ не совпадают с чёткими значениями при α_4 .

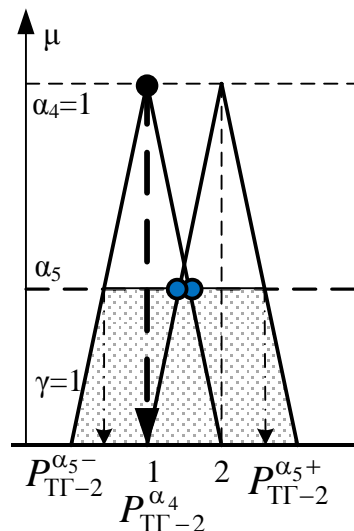


Рис. 2.11. Собственная характеристика ТГ-2 с нанесённым значением оптимальной выработки (уровень $\alpha_4=1$) и интервалом оптимальной выработки, соответствующим уровню α_5

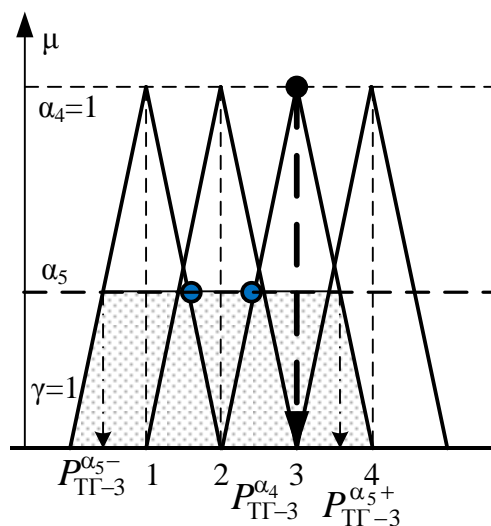


Рис. 2.12. Собственная характеристика ТГ-3 с нанесённым значением оптимальной выработки (уровень $\alpha_4=1$) и интервалом оптимальной выработки, соответствующим уровню α_5

Пример задачи краткосрочного планирования

Особенностью задачи краткосрочного планирования является следующее. Из данных по нерегулируемым ценам для потребителей ООО «МЭК» следует, что в течение суток они могут меняться довольно существенно (например, от 1,35 до 1,97 руб./кВт·ч, т.е. до 45–50%). Серия оптимизационных расчётов, проведённая для условий ММК, установленная мощность электростанций которого составляет около 660 МВт, проведённая для ночного минимума цен (от 2:00 до 3:00 ч), показала наличие глобального минимума зависимости затрат на выработку и покупку электроэнергии от мощности, потребляемой из Челябинской энергосистемы (см. рис. 2.13). При расчётах учитывалась сбытовая надбавка гарантирующего поставщика (ООО «МЭК»).

В границах МЭУ только на покупных энергоресурсах работает ТЭЦ (уголь и природный газ). Как показывают расчёты, именно нагрузка генераторов ТЭЦ в оптимальном режиме (в часы наименьших оптовых цен) меньше по сравнению с режимом максимальной загрузки станций [294]. Снижение составляет 45–55% в зависимости от мощности турбогенератора.

Реализация такого режима в ночные часы (без отключения агрегатов) позволит снизить затраты по сравнению с режимом полной загрузки станций

по электрической мощности на величину около 8% (260 тыс. руб./ч), что даст существенную годовую экономию.

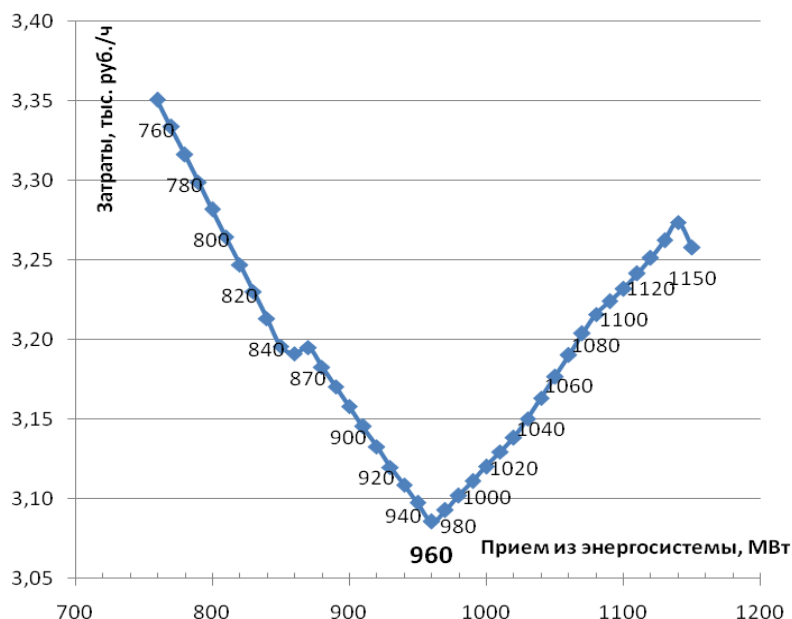


Рис. 2.13. Зависимость затрат на электроэнергию от приема из энергосистемы для МЭУ для ночного минимума оптовых цен

Пример задачи долгосрочного планирования

Рассмотрим влияние изменения цен на основные энергоносители на оптимальные режимы в рамках задачи долгосрочного планирования, поскольку этот фактор существенно влияет на долю участия местных электростанций в покрытии графика нагрузки энергоузла.

Характер изменения цен на природный газ за период с 2014 г. (интервал 1) по 2018 г. (интервал 6) для ГРС «Екатеринбург» показан на рис. 2.14. Сбыт для ПАО «ММК» осуществляется ПАО «НОВАТЭК».

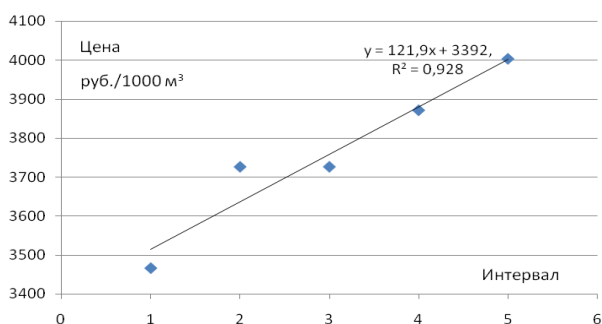


Рис. 2.14. Динамика изменения цен на природный газ за период 2014–2018 гг.

Среднегодовой рост цены за последние пять лет, как следует из рис. 2.14, составляет около 20% от цены по состоянию на 2014 г.

Динамика изменения цен на газ для других регионов имеет аналогичный характер (рис. 2.15), однако уровни цен для различных регионов отличаются.

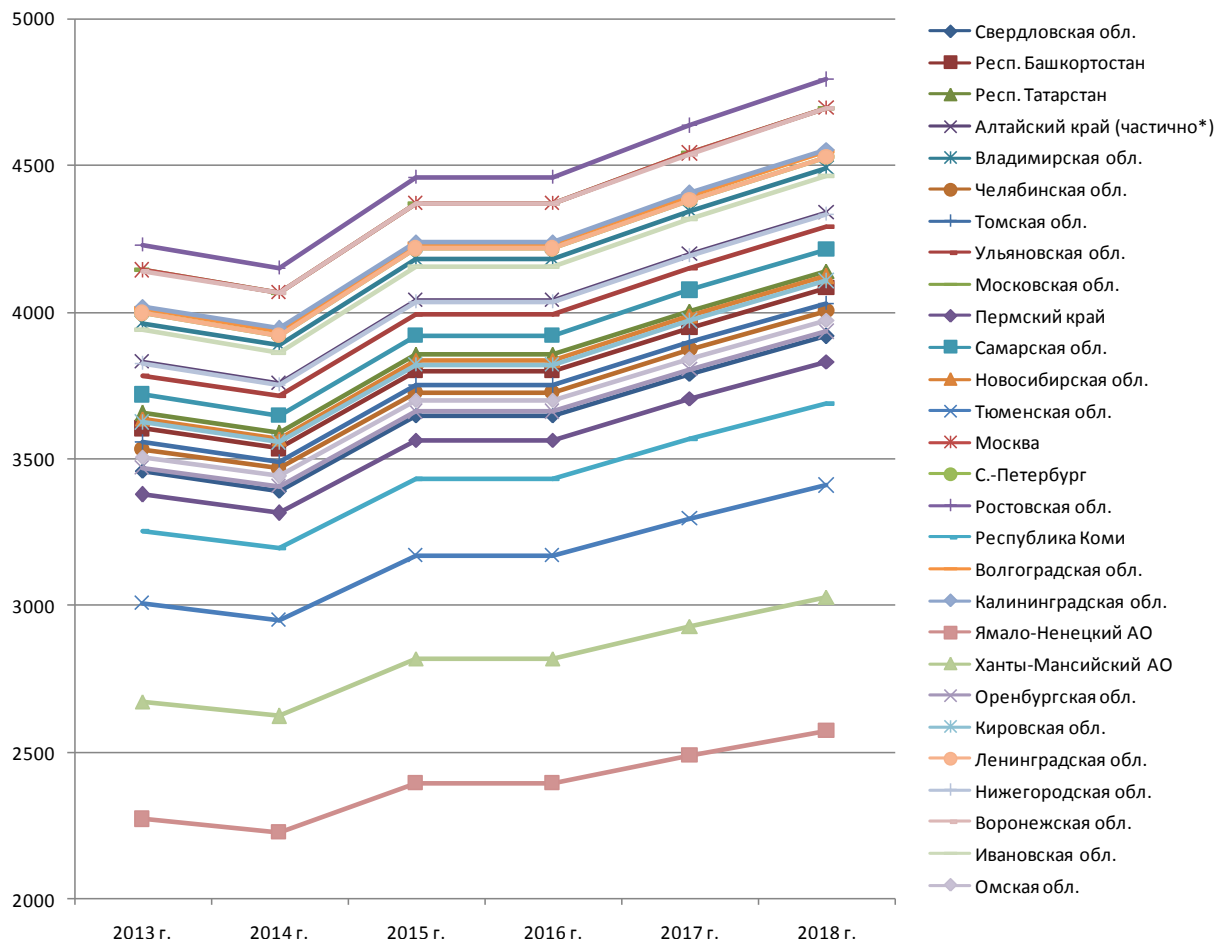


Рис. 2.15. Динамика предельных минимальных оптовых цен на природный газ по регионам

Оптовые цены, указываемые сбытовыми компаниями, соответствуют предельным минимальным ценам, определяемым Федеральной службой по тарифам (до 01.07.2016) и Федеральной антимонопольной службой⁹ (в следующие года).

Изменение цен на электроэнергию для условий МЭУ принято по откры-

⁹ Приказы ФСТ от 26.09.2013 г. №177-э/2, от 25.03.2014 г. №64-э/1, от 17.03.2015 г. №36-э/1, Приказы ФАС от 28.04.2016 г. №554/16, от 13.06.2017 г. №776/17, от 03.08.2018 г. №1088/18 «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 п.15.1 Основных положений формирования и государственного регулирования цен на газ, тарифов на услуги при его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории РФ, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 29.12.2000 г. №1021».

той информации ООО «МЭК»¹⁰ на основе среднегодовых значений нерегулируемых цен на ОРЭМ для потребителей четвертой ценовой категории мощностью не менее 10 МВт, уровень напряжения – ВН, с учётом сбытовых надбавок. Динамика изменения цен за период 2014–2018 гг. приведена на рис. 2.16. Номера интервалов соответствуют рис. 2.14.

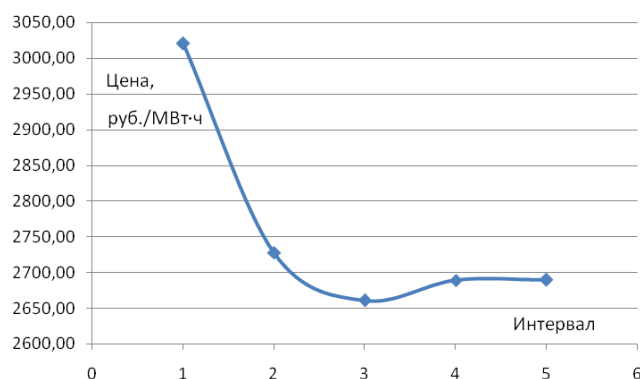


Рис. 2.16. Динамика изменения цен на электроэнергию для условий МЭУ за период 2014–2018 гг.

Различным периодам на рис. 2.16 соответствует разный характер изменения оптовых цен, что отчасти обусловлено изменением нормативной базы функционирования оптового и розничных рынков. Возьмем за основу период с 2016 по 2018 гг., приняв увеличение цен 1% в год от цены в 2016 г.

В условиях МЭУ при сохранении темпов роста цен на газ и электроэнергию себестоимость собственной электроэнергии сравнивается со стоимостью покупной электроэнергии через 5–7 лет, что необходимо учитывать как один из возможных сценариев при долгосрочном планировании показателей функционирования энергохозяйства предприятия. Как следует из рис. 2.15, аналогичная ситуация наблюдается для респ. Коми, Татарстан, Кировской обл., Пермского кр., Нижегородской, Самарской, Ульяновской, Свердловской обл, респ. Башкортостан, Оренбургской, Омской, Томской, Новосибирской обл. – Урал, юг Западной Сибири, Поволжье (в прежней классификации – ценовые пояса 4, 4А, 5, 6, 7; в настоящее время нумерация ценовых поясов не привязана к географическим зонам и достаточно неудобна). Для центров добычи газа такая ситуация актуальной не является (Тюменская обл., Ханты-Мансийский и Ямало-Ненецкий автономные

¹⁰ Официальный сайт ООО «Магнитогорская энергетическая компания» <https://m-e-c.ru>

округа – 1, 2, 3 пояса). Для регионов, входящих в 8–11 ценовые пояса (Центр, Юг, Северо-Запад, Северный Кавказ, Алтай, Кемеровская обл.), целесообразность использования предприятиями собственной газовой генерации значительно ниже. На условия использования собственной газовой генерации оказывают влияние также узловые цены на электроэнергию, которые в указанной зоне (Поволжье, Урал, юг Западной Сибири) характеризуются отклонениями $\pm(5-6)\%$ от среднего значения (для 19:00 15.05.2023 составило 1237,3 руб./МВт·ч). Большие отклонения наблюдаются только для Тульской и Рязанской областей (1389,97 руб./МВт·ч), Тверской обл. (1368,74 руб./МВт·ч), юго-восток Оренбургской обл. (1352,59 руб./МВт·ч), а также респ. Коми (1177,22 руб./МВт·ч). Поскольку аналогичные отклонения цен на газ составляют 22–25%, можно считать, что они оказывают первоочередное влияние на целесообразность использования собственной газовой генерации. Динамика средневзвешенных цен на электроэнергию по данным АО «АТС» показана на рис. 2.17. Стабильность (и даже некоторое снижение) цен за 2014–2018 гг. наблюдается для ОЭС Урала и ОЭС Сибири, незначительное повышение – для ОЭС Средней Волги (2,4% в год), в других случаях – повышение 3,8–4,4% в год. Таким образом, условия, сходные с МЭУ, будут наблюдаться для ОЭС Урала и ОЭС Сибири, в несколько меньшей степени – для ОЭС Средней Волги. В других энергообъединениях рост средневзвешенной цены на РСВ и оптовой цены на газ мало различается.

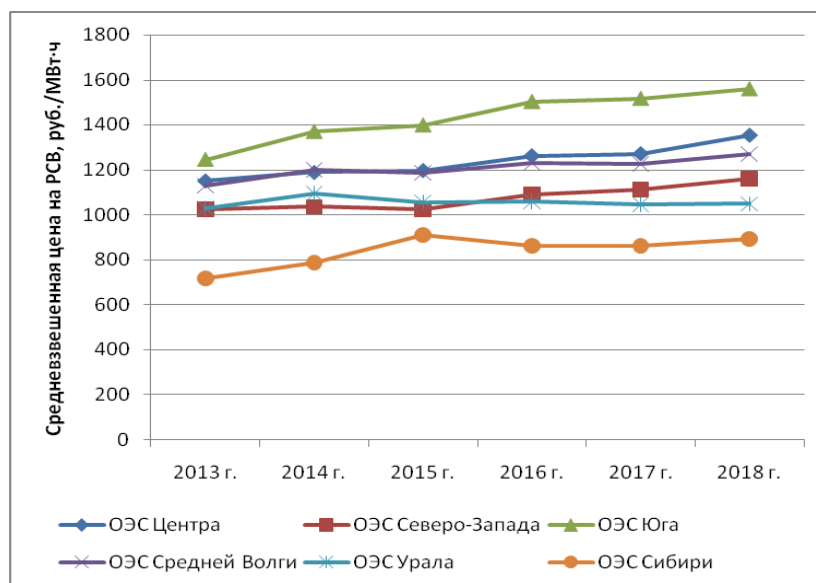


Рис. 2.17. Динамика средневзвешенных цен на РСВ

Выявим экономически целесообразную долю собственной электроэнергии в таких условиях, выполнив серию расчётов оптимальных режимов во всем диапазоне регулирования собственных электростанций и фиксируя часовые значения затрат на выработку и покупку электроэнергии [277]. Принятая суммарная нагрузка энергорайона соответствует максимуму характерных зимних суток. Расчёты проводились в программном комплексе КАТРАН, реализующем разработанный метод. Зависимости часовых затрат от принимаемой мощности показаны на рис. 2.18.

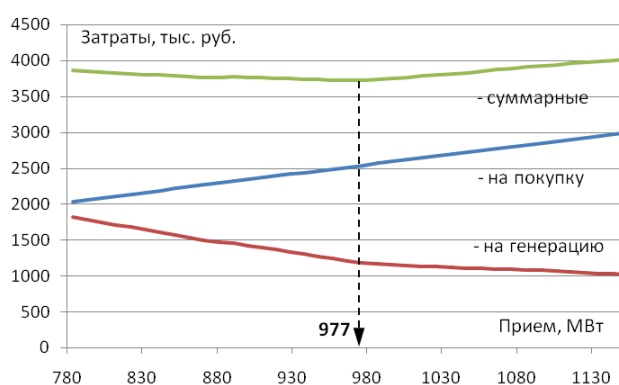


Рис. 2.18. Зависимость часовых затрат от принимаемой мощности при условии оптимальной выработки собственными электростанциями

Основные показатели баланса мощностей при максимальной собственной генерации для оптимального приема (977 МВт, см. рис. 2.18) показаны в табл. 2.5 и на рис. 2.19.

Таблица 2.5

Структура баланса мощностей с учётом роста цен на покупные энергоносители

Источник		Собственная выработка	
		Максимальная	Оптимальная
ТЭЦ	Загрузка, %	100	54,5
	Доля покрытия, %	24,8	13,9
ЦЭС	Загрузка, %	100	93,0
	Доля покрытия, %	15,1	13,4
ПВЭС-2	Загрузка, %	100	97,4
	Доля покрытия, %	8,2	8,0
Энергосистема	Доля покрытия, %	51,9	64,7

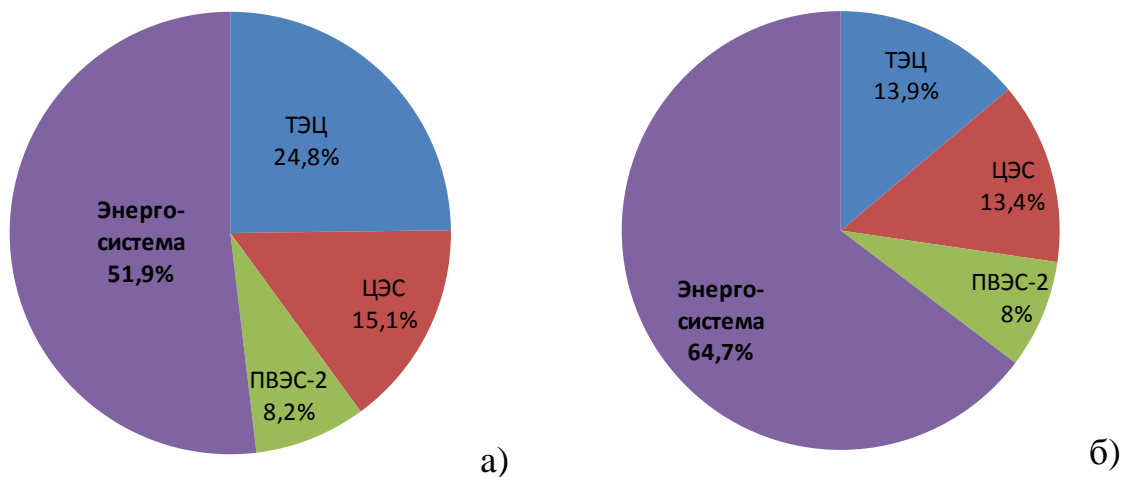


Рис. 2.19. Структура покрытия максимума нагрузки энергорайона при максимальной (а) и при оптимальной на долгосрочном горизонте планирования (б) выработке собственных электростанций

Таким образом, как видно из табл. 2.5, при принятой динамике изменения цен на энергоносители на долгосрочном интервале планирования оптимальное участие энергосистемы в покрытии зимнего максимума нагрузки энергорайона возрастает на 12,8%, не вытесняя, однако, ту часть собственной генерации, которая использует кроме природного газа и более дешёвые ВЭР.

Снижение затрат при реализации оптимального режима составит 139,33 тыс. руб./ч, что при числе часов использования максимума 7500 ч. в год (в среднем для чёрной металлургии) даёт экономический эффект около 1,05 млн руб. в год.

2.5. Особенности задачи оптимизации по реактивной мощности

Алгоритм решения второй части задачи оптимизации $\min \sum_{i=1}^n [C_T(Q_{r,i})]$ имеет некоторые отличия в способе определения эквивалентной функции затрат.

Составляющая функции затрат, характеризующая затраты на генерацию, представляет собой квадратичную функцию потерь активной мощности при выработке реактивной мощности:

$$\Delta P_i = D_{1,i} \left(\frac{Q_i}{Q_{ном,i}} \right) + D_{2,i} \left(\frac{Q_i}{Q_{ном,i}} \right)^2, \quad (2.44)$$

где Q_i – фактическая загрузка i -го генерирующего источника реактивной

мощностью;

$Q_{\text{ном},i}$ – номинальная реактивная мощность i -го источника;

$D_{1,i}, D_{2,i}$ – коэффициенты, определяемые конструктивными параметрами машины и данными системы возбуждения.

Задача оптимального распределения реактивной мощности между генерирующими источниками может быть решена тем же методом ДП. Поскольку функция потерь активной мощности (2.44) является непрерывной, её необходимо табулировать с заранее определённым шагом q_{Δ} , величина которого будет определяться наименее мощной машиной. При этом будут учтены в неявном виде ограничения по располагаемой реактивной мощности синхронных машин [269],[273]. Для снижения размерности задачи может быть использовано задание характеристик $\Delta P_i(Q_i)$ детерминированной функцией нечеткой переменной $\Delta P_i(\tilde{Q}_i)$ аналогично подходу, рассмотренному выше для оптимизации по активной мощности, что позволит для генераторов с большей $Q_{\text{ном}}$ использовать больший шаг Q_{Δ} .

Если потери активной мощности в системе электроснабжения составляют около 5% от всей потребляемой мощности, то потери реактивной мощности достигают 50%, поэтому на оптимальную загрузку генерирующих источников будет оказывать существенное влияние их место в схеме. Учёт потерь активной мощности от передачи реактивной осуществляется дополнительной оптимизацией методом субградиентного спуска.

Полученные величины загрузки синхронных генераторов и двигателей используются для расчёта установившегося режима, по результатам которого оцениваются величины напряжений в узлах системы электроснабжения. Эти величины напряжений позволяют судить о допустимости полученного экономически целесообразного режима.

2.6. Характеристика разработанного программного обеспечения

Для практического применения рассматриваемого алгоритма расчёта и оптимизации установившегося режима разработана программа, предназна-

ченная для выполнения функций советчика диспетчера при оперативном планировании ремонтных режимов, прогнозирования возможных послеаварийных режимов, перспективного планирования режимов оптимального распределения активных и реактивных мощностей персоналом цехов электрических сетей и подстанций. Программа написана и отлажена в интегрированной среде разработки Borland C++Builder и предъявляет следующие системные требования: операционная система XP/7/8/8.1/10, требуемый объём оперативной памяти и свободного дискового пространства зависит от расчётной схемы. Таким условиям удовлетворяет большинство имеющихся на промышленных предприятиях персональных компьютеров.

Программа основана на многодокументном интерфейсе (MDI), известном большинству пользователей по работе с программами MS Word, MS Excel и им подобными. Каждому дочернему окну MDI соответствует та или иная страница альбома схем.

Программа предусматривает максимальную автоматизацию наиболее трудоёмкой работы – подготовки исходных данных. Операции по набору схемы полностью визуализированы и интуитивно понятны, установка связей между элементами схемы осуществляется по взаимному их расположению без предварительной ручной подготовки таблиц пересылок или матриц связей. Для удобства обработки схем с большим количеством элементов предусмотрена возможность их представления в виде набора взаимосвязанных подсхем. Подготовка параметров схемы замещения осуществляется так же программным путём по заданным на этапе ввода схемы каталожным данным оборудования и величинам нагрузок без использования ручного счёта. Любая подготовленная схема сохраняется на носителе с запоминанием оперативного состояния коммутационных аппаратов и положений переключателей РПН трансформаторов. Поскольку основным назначением схемы является проведение расчётов режима, полная детализация с указанием всех имеющихся в цепи присоединения аппаратов не предусматривается. При подготовке исходных данных для оптимизации загрузки турбогенераторов по активной

мощности в случае необходимости учёта изменения параметров пара или величин отборов предусмотрена возможность задания семейства характеристик, определяемых диаграммами режима или кривыми поправок.

При выводе результатов расчёта потерь мощности предусмотрено их деление на нагрузочные и холостого хода; на потери от протекания активной мощности и реактивной мощности; потери в линиях электропередачи и трансформаторах разных классов напряжения; потери по схемной и балансовой принадлежности. Это позволяет проводить подробный анализ структуры потерь с целью разработки мероприятий по их снижению.

В целом простой интерфейс, удобство подготовки исходных данных и простота корректировки оперативного состояния схемы позволяют использовать разработанный программный продукт в составе программного обеспечения оперативно-технологического управления энергохозяйства промышленного предприятия. Примеры пользовательского интерфейса программы приведены на рис. 2.20–2.23.

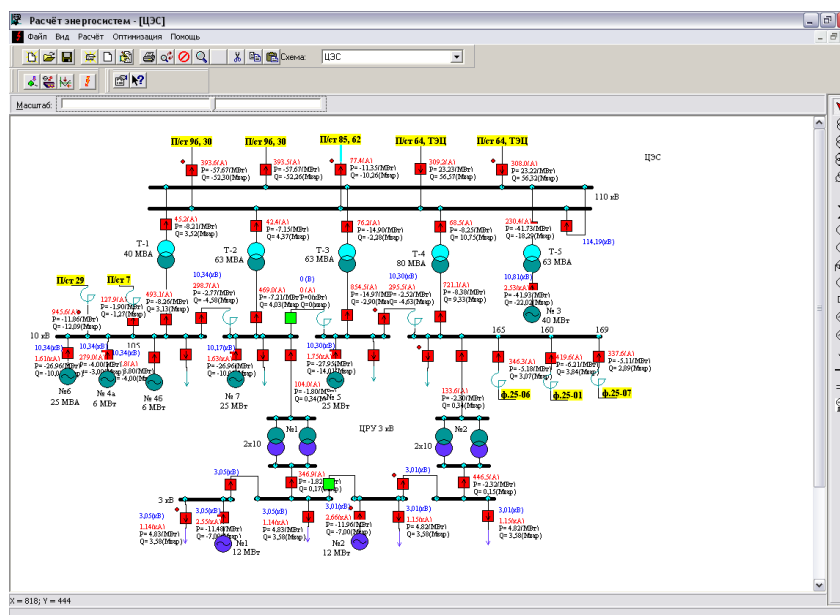


Рис. 2.20. Главное окно программы

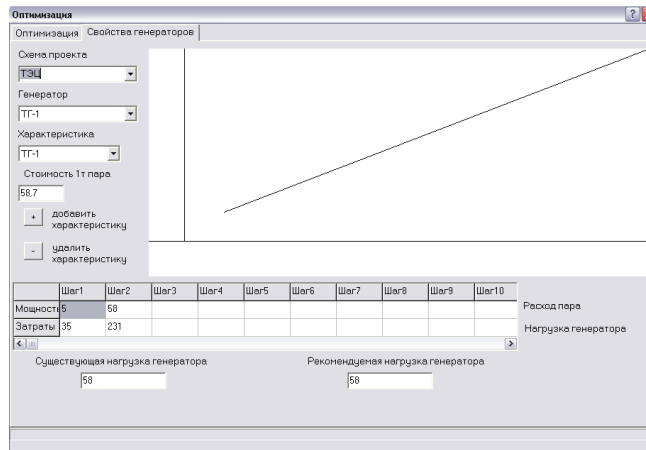


Рис. 2.21. Окно оптимизации по активной мощности

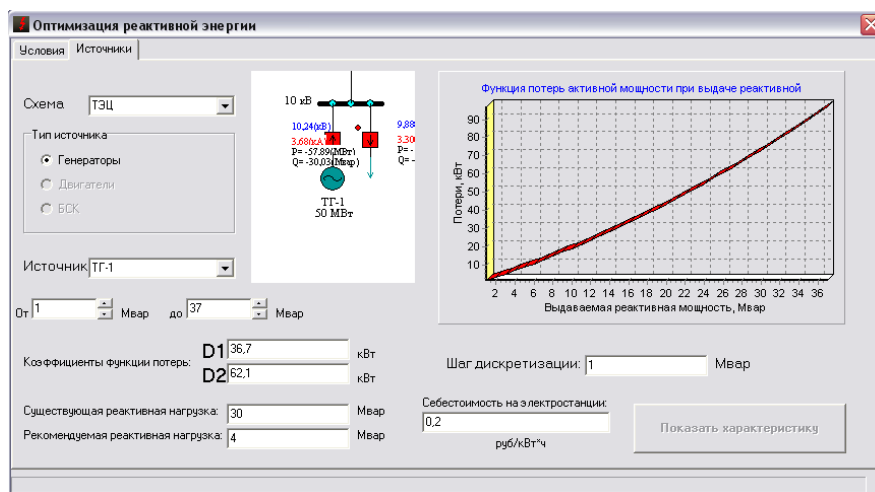


Рис. 2.22. Окно оптимизации по реактивной мощности

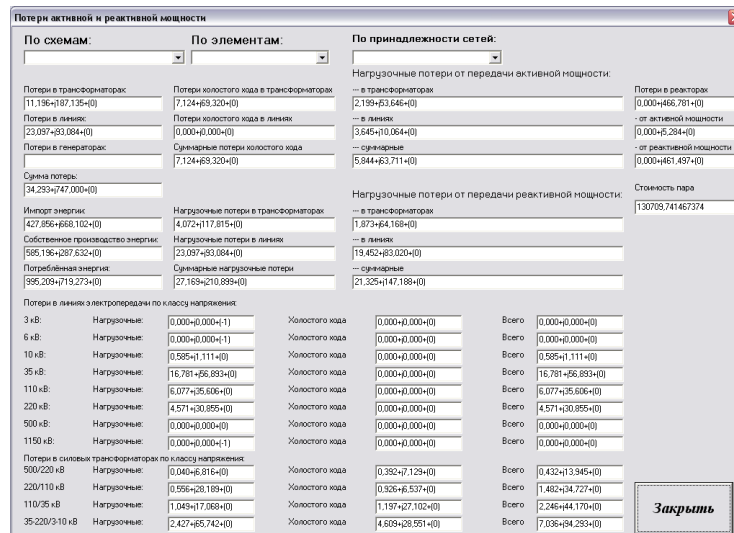


Рис. 2.23. Окно результатов расчёта потерь мощности

Рассмотрение оптимальных режимов СЭС, в отличие от оценки ремонтных режимов, не входит в круг задач оперативного управления, а относится к

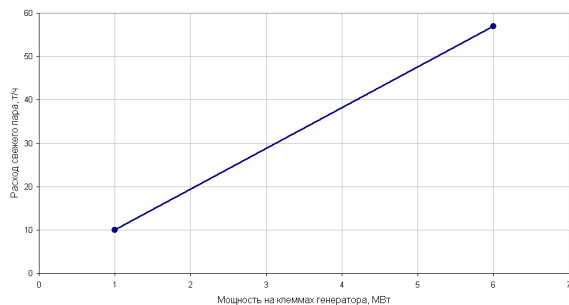
краткосрочному планированию, поэтому время счёта при оценке эффективности алгоритма не имеет решающего значения. Время оптимизации без учёта потерь составляет около 7 с и зависит от того, насколько существующий режим отличается от оптимального. Дооптимизация по величине потерь активной мощности даёт уточнение расчётного оптимального режима для условий системы электроснабжения ПАО «ММК» в пределах 1% в сторону уменьшения суммарных затрат при времени счёта до 20 с и даёт изменение загрузки источников в пределах 4-6%. Оба этих показателя существенно зависят от электрической удалённости друг от друга источников питания и достаточно слабо зависят от того, насколько исходный режим отличается от оптимального, поскольку дооптимизация используется лишь для уточнения полученного ранее решения. По этой же причине сходимость метода субградиентного спуска в рассматриваемом методе обеспечивается во всех рассмотренных случаях. Процесс поиска оптимального решения ДП на прямом и обратном ходе решения для двух шагов эквивалентирования показан на рис. 2.24. Скорость сходимости зависит от выбранного шага спуска и от того, насколько отличается полученное предварительно решение от оптимального.

Оценка погрешности расчёта и реализации оптимального распределения мощностей приведена в Приложении П2. Точность алгоритма является достаточно высокой (до 3%), что позволяет применять его в условиях СЭС крупных промышленных предприятий с собственными электростанциями.

2.7. Выводы по главе 2

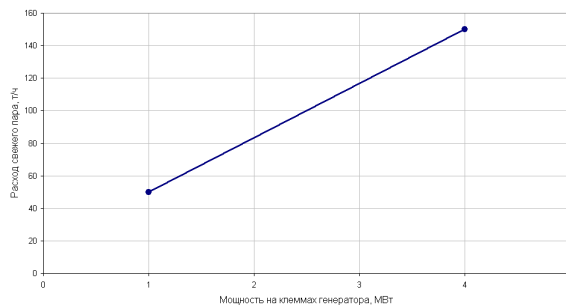
1. Дано обоснование актуальности оптимизации режимов собственных электростанций крупного промышленного предприятия по электрической мощности на краткосрочном горизонте планирования за счёт внутрисуточных колебаний нерегулируемых цен на электроэнергию на ОРЭМ и на долгосрочном горизонте (при разработке оптимальных типовых суточных графиков) – за счёт изменения соотношения цен на электроэнергию и на природный газ.

Диаграмма режимов ТГ-1 (ПВЭС-1)

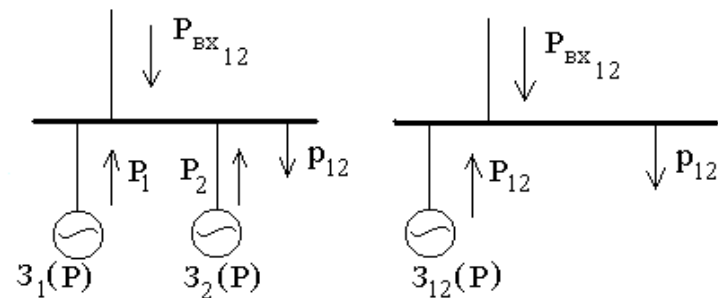


D ₀ , т/ч	10	20	29	38	47	57
P ₁ , МВт	1	2	3	4	5	6

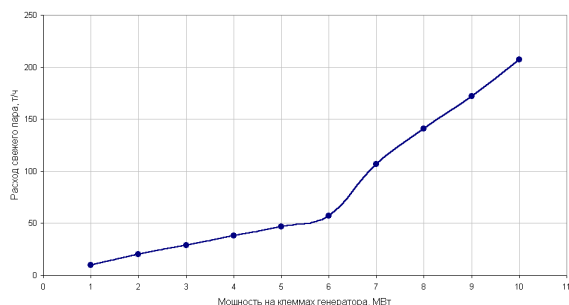
Диаграмма режимов ТГ-2 (ПВЭС-1)



D ₀ , т/ч	50	84	115	150
P ₂ , МВт	1	2	3	4

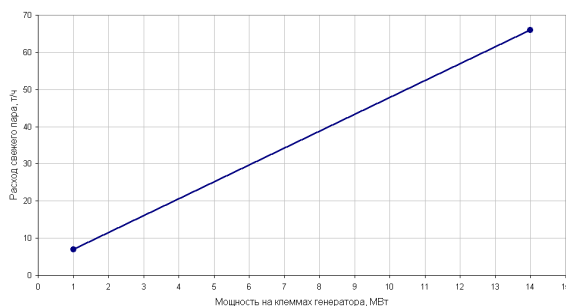


Эквивалентная характеристика по минимуму расхода пара



D ₀ , т/ч	10	20	29	38	47	57	107	141	172	207
P ₁₂ , МВт	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P ₁ , МВт	1	2	3	4	5	6	6	6	6	6
P ₂ , МВт	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4

Диаграмма режимов ТГ-1 (ЦЭС)



D ₀ , т/ч	7	11	16	20	25	30	34	39	44	48	52	57	62	66
P ₃ , МВт	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14

$$3(P_1) + 3(P_2) = \min 3(P_{12})$$

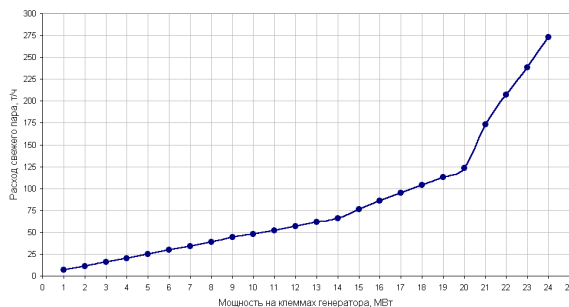
при

$$P_1 + P_2 = P_{вх12} - P_{12},$$

$$P_{1min} \leq P_1 \leq P_{1max},$$

$$P_{2min} \leq P_2 \leq P_{2max};$$

Эквивалентная характеристика по минимуму затрат на пар



на втором шаге эквивалентирования

$$3(P_{12}) + 3(P_3) = \min 3(P_{123})$$

при

$$P_{12} + P_3 = P_{вх123} - P_{123},$$

$$P_{12min} \leq P_{12} \leq P_{12max},$$

$$P_{3min} \leq P_3 \leq P_{3max}$$

и так далее до объединения всех турбоагрегатов в один эквивалентный.

D ₀ , т/ч	7	11	16	20	25	30	34	39	44	48	52	57	62	66	76	86	95	104	113	123	173	207	238	273
P ₁₂₃ , МВт	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
P ₁₂ , МВт	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
P ₃ , МВт	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14

Рис. 2.24. Поиск оптимального решения МДП при детерминированном представлении характеристик

2. Предложен метод оптимизации режимов заводских неблочных теплофикационных электростанций, предусматривающий декомпозицию на две основных подзадачи – оптимизация распределения активной мощности между генераторами при заданной суммарной выработке и оптимизация распределения нагрузки между котлами на каждой из собственных электростанций при их суммарной выдаче (полученной в первой подзадаче). Метод основан на применении принципов дискретного динамического программирования и задании в расчет котлов кусочно-линейными моделями. Для оптимизации нагрузки котлоагрегатов использован принцип равенства относительных приростов по стоимости пара.

3. Для ликвидации погрешностей, вызванных табличным заданием экономико-математических моделей турбогенераторов, предложен подход, основанный на их представлении детерминированными функциями нечётких переменных. Подход позволяет снизить размерность решаемой задачи при широком разбросе номинальных мощностей генераторов на исследуемом объекте.

4. Результаты, полученные применительно к условиям Магнитогорского энергетического узла, показывают, что в ночные часы наивыгоднейший режим работы местных электростанций, работающих на покупных энергоресурсах (природный газ, уголь), соответствует снижению их нагрузки по отношению к максимальной на 45-55% в зависимости от мощности агрегата. Дневному максимуму оптовых цен соответствует максимальная нагрузка всех собственных электростанций потребителей.

5. Погрешность метода расчёта оптимального распределения мощностей в условиях МЭУ находится в пределах от 0,3% (ЦЭС) до 2,7% (ТЭС), что позволяет использовать его для систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями.

3. ОПЕРАТИВНАЯ ОЦЕНКА ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ НА ПЛАНОВЫЕ СУТКИ

Третья глава посвящена разработке математических моделей электрических нагрузок подразделений промышленного предприятия, позволяющих учитывать их неопределённые свойства, в целях оперативной оценки графиков нагрузки на плановые сутки. Отмечается, что случайные величины электрических нагрузок на производстве, как правило, не соответствуют нормальному закону распределения, что наиболее сильно проявляется на цеховом уровне системы электроснабжения. Это обусловлено взаимной коррелированностью нагрузок электроприёмников, относящихся к одному технологическому процессу, цикличностью работы и относительно небольшим их количеством. Предлагается для учёта неопределённости использовать математическое представление графиков электрических нагрузок в виде односторонних нечётких интервалов с Z -образной функцией принадлежности, являющихся разновидностью нечётких множеств. Выполнена оценка адекватности предложенного подхода на основе сравнения расчетных параметров режима СЭС, полученных при задании нагрузок по предложенным моделям и по замеренным графикам. Разработан способ оперативной оценки графика нагрузки производственного подразделения на очередные сутки по ожидаемой производительности подразделения.

3.1. Актуальность и постановка задачи

При планировании установившихся режимов СЭС промышленных предприятий одной из наиболее серьёзных проблем является отсутствие полной информации об электрических нагрузках. Если на уровне напряжения 110-220 кВ подстанций связи с энергосистемой случайные величины электрических нагрузок формируются большим количеством электроприемников, относящихся к разным технологическим процессам, и, как правило, подчиняются нормальному закону распределения, то на уровне напряжения 3-10 кВ как распределительных, так и главных понизительных подстанций они

связаны с особенностями технологического процесса отдельных цехов, участков, агрегатов и весьма далеки от нормального закона. Вследствие этого для расчёта параметров режима при планировании нормальных эксплуатационных схем, при проработке заявок на вывод в длительный ремонт оборудования или при определении плановых значений потерь электроэнергии некорректно использовать средние значения и интервалы с заданной доверительной вероятностью. В условиях многономенклатурного производства при различном объёме заказов на разные виды продукции возможны ситуации, когда ряд цехов будет работать с производительностью, существенно отличающейся от проектной. В таком случае при проработке режима необходимо руководствоваться графиками нагрузки, соответствующими предполагаемой производительности. Наряду с этим производительностью цеха определяется заявленная мощность при расчётах за мощность на РРЭ, т.о., затраты на приобретаемую электроэнергию в значительной мере зависят от правильности определения нагрузки того или иного цеха в определенные часы.

Сказанное справедливо для энергоемких отраслей, таких, как чёрная и цветная металлургия, метизная промышленность, тяжёлое машиностроение и др. Графики нагрузки отдельных цехов таких предприятий значительно различаются как по форме, так и по своим вероятностным характеристикам. Так, для цехов ПАО «ММК» отклонение случайных величин электрических нагрузок от нормального закона распределения показано в [128].

В связи с этим необходимой является разработка математических моделей нагрузок цеховых сетей средних классов напряжения или подстанций глубокого ввода, позволяющих с допустимой погрешностью определять значения потребляемой мощности с учётом принадлежности к тому или иному технологическому процессу. Для целей планирования режимов предлагается использование теории нечётких множеств в той её части, которая относится к нечётким системам [199].

3.2. Применение аппарата теории нечётких множеств для моделирования электрических нагрузок

Предполагаемый метод основан на математическом представлении нагрузок в виде нечётких интервалов [287] \tilde{P} с носителем от нуля до максимального осреднённого значения нагрузки $\text{supp } \tilde{P} = [0, P_{\max}]$ и ядром от нуля до минимальной нагрузки [152]. Весь график нагрузки выше базовой его части при таком представлении является нечёткой границей, которая задаётся какой-либо функцией принадлежности. Характер функции принадлежности определяется видом упорядоченной диаграммы графика. Предлагается использовать Z-образную функцию принадлежности (ФП), как наиболее близкую к упорядоченным графикам нагрузки металлургических цехов (рис. 3.1).

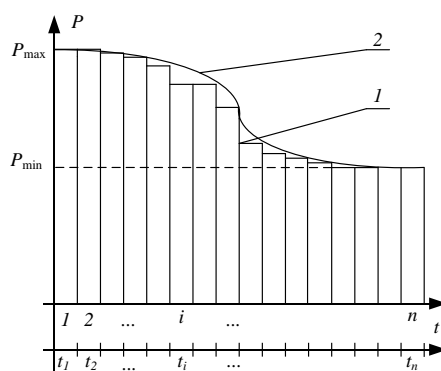


Рис. 3.1. Упорядоченный график нагрузки и Z-образная функция принадлежности

На рис. 3.1: 1 – график, построенный по результатам замеров; 2 – график, построенный по выражению для ФП (\tilde{P}); последовательность $\{t_1, \dots, t_n\}$ – это номера ступеней $1 \dots n$, соответствующие исходному суточному графику нагрузки, на основе которого получен график 1.

Для построения кривой \tilde{P} использована следующая зависимость:

$$\tilde{P} = P_{\min} + (P_{\max} - P_{\min}) \mu_z(P_i), \quad (3.1)$$

где P_i – нагрузка на произвольном интервале i ;

$\mu_z(P_i)$ – значение Z-образной ФП для интервала i .

Для ФП использованы следующие выражения:

$$\mu(P_i; P_{\min}, P_{\max}) = \left\{ \begin{array}{ll} 1, & P_i \leq P_{\min} \\ 1 - 2 \left(\frac{P_i - P_{\min}}{P_{\max} - P_{\min}} \right)^2, & P_{\min} < P_i \leq \frac{P_{\min} + P_{\max}}{2} \\ 2 \left(\frac{P_{\max} - P_i}{P_{\max} - P_{\min}} \right)^2, & \frac{P_{\min} + P_{\max}}{2} < P_i < P_{\max} \\ 0, & P_{\max} \leq P_i \end{array} \right\}. \quad (3.2)$$

Анализ упорядоченных суточных графиков цехов ПАО «ММК» показал, что в некоторых случаях наблюдается отклонение от Z-образной ФП, как правило либо в области наибольших, либо (чаще) в области наименьших нагрузок, как показано на рис. 3.2.

Для адаптации выбранной ФП к таким графикам нагрузки применительно к объекту исследования предложен следующий способ коррекции расчётного графика, полученного по (3.1):

$$\tilde{P}_{кз} = \left\{ \begin{array}{ll} \mu = 1; & P_{\min} \\ \mu \geq 0,5; & P_i(1 + k_{не}) \\ \mu < 0,5; & P_i(1 - k_{не}) \\ \mu = 0; & P_{\max} \end{array} \right\}, \quad (3.3)$$

где $k_{не}$ – коэффициент неравномерности по результатам замеров, $k_{не} = P_{\min} / P_{\max}$;

$\tilde{P}_{кз}$ – скорректированное нечёткое значение нагрузки.

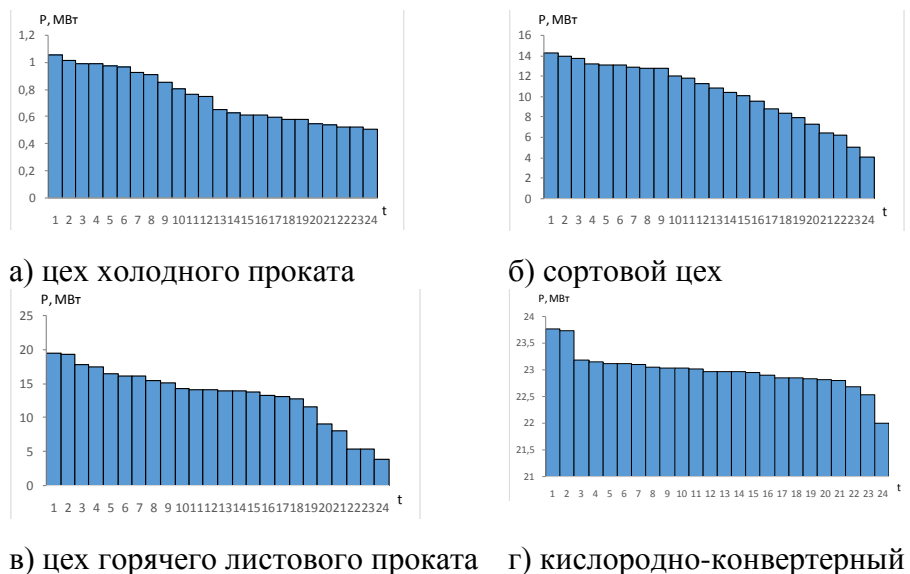


Рис. 3.2. Упорядоченные графики нагрузки некоторых присоединений цеховых подстанций металлургического производства

3.3. Оценка корректности предложенного метода

Для оценки корректности предлагаемого метода целесообразно рассчитать погрешность расчёта параметров режима с интервалами осреднения 3 мин, 30 мин, 1 час применительно к суточным графикам, а также для месячных графиков с интервалом осреднения 1 сутки и для годовых графиков с интервалом осреднения 1 месяц [290].

Погрешность расчёта параметров режима находилась как разность расчётных параметров, определяемых по замеренным графикам нагрузки, и графикам нагрузки, заданных при помощи предложенного математического аппарата (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Расчётные потери активной мощности в системе электроснабжения доменного цеха с использованием Z-образной функции принадлежности для суточных графиков с интервалом осреднения 1 час

Временные интервалы	ΔP , МВт	$\mu(\Delta P)$	$\Delta \tilde{P}$, МВт	$\mu(\Delta \tilde{P})$	$\delta(\Delta P)$, МВт	$\delta(\Delta P)$, %
1	2	3	4	5	6	7
0	1,227	0	1,227	0	0	0
2	1,171	0,17	1,194	0,12	-0,00211	-0,72
4	1,159	0,24	1,180	0,19	-0,00192	-0,66
6	1,142	0,38	1,152	0,34	-0,00131	-0,46
8	1,122	0,57	1,115	0,57	0	0
10	1,112	0,66	1,098	0,67	0,00034	0,12
12	1,101	0,75	1,081	0,76	0,00062	0,23
14	1,093	0,80	1,071	0,82	0,00091	0,33
16	1,065	0,94	1,043	0,95	0,00095	0,36
18	1,054	0,97	1,037	0,98	0,001265	0,48
20	1,044	0,99	1,033	0,99	0,00392	1,50
22	1,036	1,00	1,032	1,00	0,01182	1,61
23	1,032	1	1,032	1	0	0

На рис. 3.3, 3.4 приведены графики потерь активной мощности при краткосрочном и среднесрочном планировании на сутки, месяц и год. Суточные графики построены для интервалов осреднения 3 минуты, 30 минут и 1 час, месячный график построен для интервала осреднения 1 сутки, годовой график – с интервалом 1 месяц.

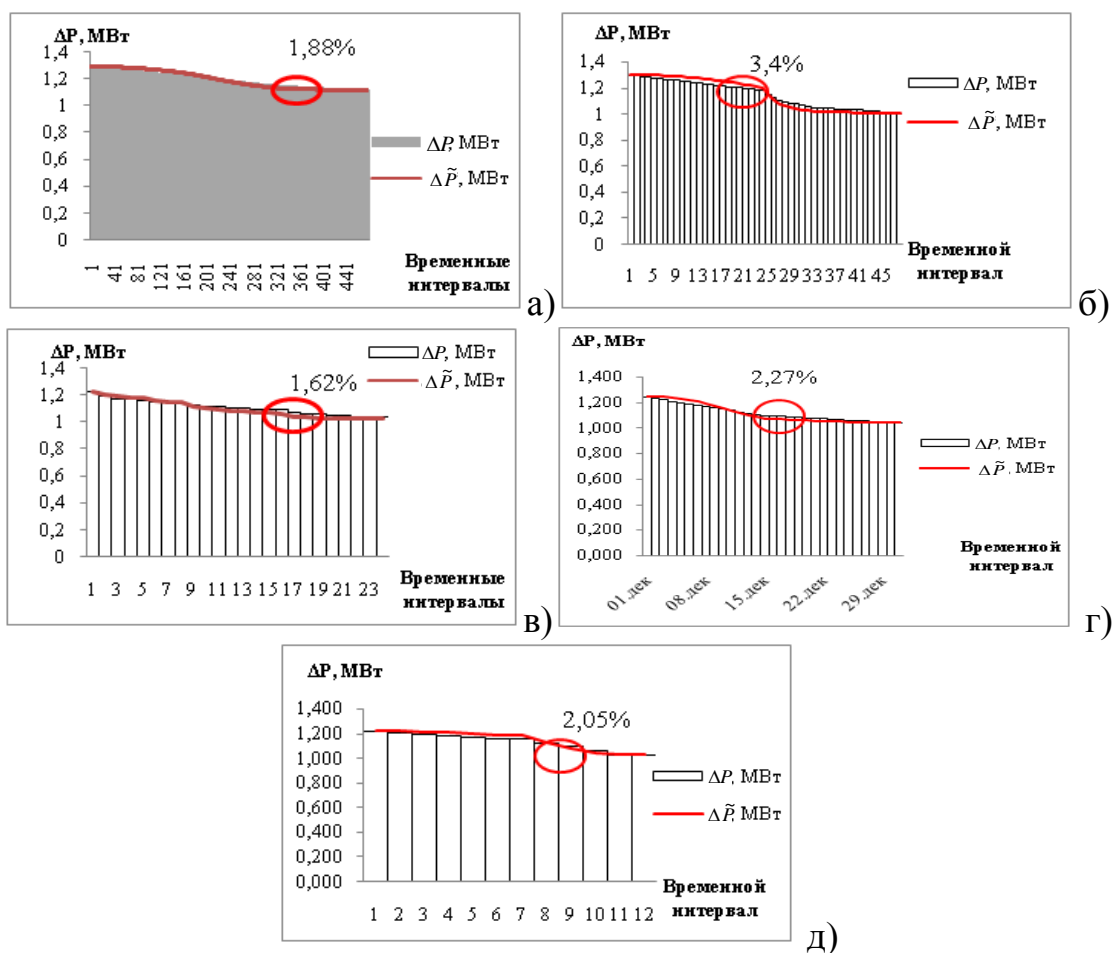


Рис. 3.3. Расчётные потери активной мощности в системе электроснабжения доменного цеха с интервалами осреднения
а) 3 мин; б) 30 мин; в) 1 час; г) сутки; д) месяц

Графики потерь активной мощности с интервалом осреднения 3 мин визуально можно разделить на несколько линейных отрезков, соответственно при использовании Z-образной ФП (нелинейной), имеет место погрешность. Для доменного цеха ПАО «ММК» погрешность расчёта потерь активной мощности не превысила 4%: для суточных графиков с интервалом 3 мин – 1,88%, 30 мин – 3,4%, 1 час – 1,62%, для месячных графиков – 2,27%, для годовых графиков – 2,05%. Погрешность расчёта токовой нагрузки для того же объекта не превысила 8%: для суточных графиков с интервалом осреднения 3 минуты – 1,32%, полчаса – 1,48%, час – 1,73%, для месячных графиков – 7,26%, для годовых графиков – 3,02%. Графики напряжений, полученные по расчётным графикам нагрузки, практически не отличаются от графиков, рассчитанных по замеренным нагрузкам.

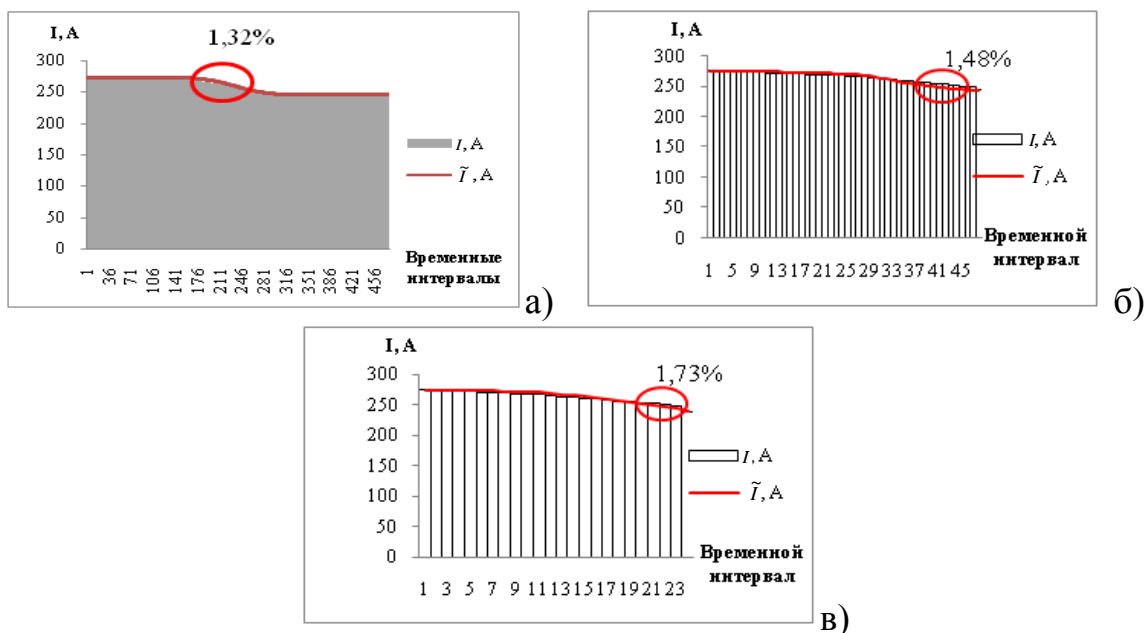


Рис. 3.4. Расчётный ток для ф.2-31 в системе электроснабжения доменного цеха с интервалами осреднения
а) 3 минуты; б) полчаса; в) час

В условиях системы электроснабжения рассматриваемого цеха погрешность расчёта напряжения не превысила 1%: для суточных графиков с интервалом осреднения 3 минуты – 0,09%, полчаса – 0,13%, час – 0,24%; для месячных графиков – 0,75%, для годовых графиков – 0,89%. Результаты расчёта погрешности сведены в табл. 3.2–3.4.

Таблица 3.2
Систематическая погрешность расчёта потерь активной мощности для цехов ПАО «ММК»

Цеха	Краткосрочный горизонт планирования (1 сутки)			Среднесрочный горизонт планирования	
	3 мин	30 мин	1 час	Месяц; интервал – сутки	Год; интервал – месяц
1	2	3	4	5	6
Доменный цех	1,88%	3,4%	1,62%	2,27%	2,05%
Сортовой цех	0,7%	7,15%	1,44%	4,77%	1,46%
Кислородная станция № 5	0,44%	7,01%	0,83%	6,36%	2,22%
ЛПЦ-5	0,84%	4,59%	1,82%	0,33%	0,31%
ЛПЦ-8	0,843%	1,43%	0,95%	2,4%	2,4%

Таблица 3.3

Систематическая погрешность расчёта токовой нагрузки для цеховых подстанций ОАО «ММК»

Цеха	Краткосрочный горизонт планирования (1 сутки)			Среднесрочный горизонт планирования	
	3 мин	30 мин	1 час	Месяц; интервал – сутки	Год; интервал – месяц
Доменный цех, ф.2-31	1,32%	1,48%	1,73%	7,26%	3,02%
Сортовой цех, ф.64-24	6,67%	9%	8,7%	3,15%	0,94%
Кислородная станция №5, ф.86-01	0,33%	0,54%	0,38%	4,7%	4,1%
ЛПЦ-5, ф.94-25	7,61%	6,93%	5,83%	8,22%	3,76%
ЛПЦ-8, ф.88-13	8,8%	2,63%	4,9%	9,52%	4,78%

Таблица 3.4

Систематическая погрешность расчёта напряжения на шинах цеховых подстанций

Цеха	Краткосрочный горизонт планирования (1 сутки)			Среднесрочный горизонт планирования	
	3 мин	30 мин	1 час	Месяц; интервал – сутки	Год; интервал – месяц
Доменный цех, ПС-2	0,09%	0,13%	0,24%	0,89%	0,75%
Сортовой цех, ПС-64	0,41%	0,11%	0,11%	0,28%	0,26%
Кислородная станция №5, ПС-86	0,02%	0,65%	0,62%	0,94%	0,52%
ЛПЦ-5, ПС-94	0,086%	0,21%	0,37%	0,14%	0,11%
ЛПЦ-8, ПС-88	0,05%	0,59%	0,92%	0,2%	0,2%

Таким образом, расчёты режимов системы электроснабжения ПАО «ММК» при использовании предлагаемого математического аппарата для различных периодов регистрации графиков нагрузки и интервалов планирования, а также различных интервалов осреднения прогнозных графиков нагрузки показали, что наименьшую погрешность расчёта параметров режима для краткосрочного планирования дают графики с 3-минутным интервалом осреднения (для большинства цехов – не более 2%). Наибольшая погрешность при использовании графиков с различными интервалами осреднения не превысила 10%. Погрешность расчёта параметров режима при среднесрочном планировании также не превысила 10%, что допустимо в рамках решаемой задачи.

Сопоставление исходного суточного графика и расчётного графика, полученного по (3.1)–(3.3), также даёт приемлемую погрешность. Так, для цеха холодного листового проката (рис. 3.5) наибольшая погрешность составляет 4,5%; для цехов горячей прокатки – 5–6%.

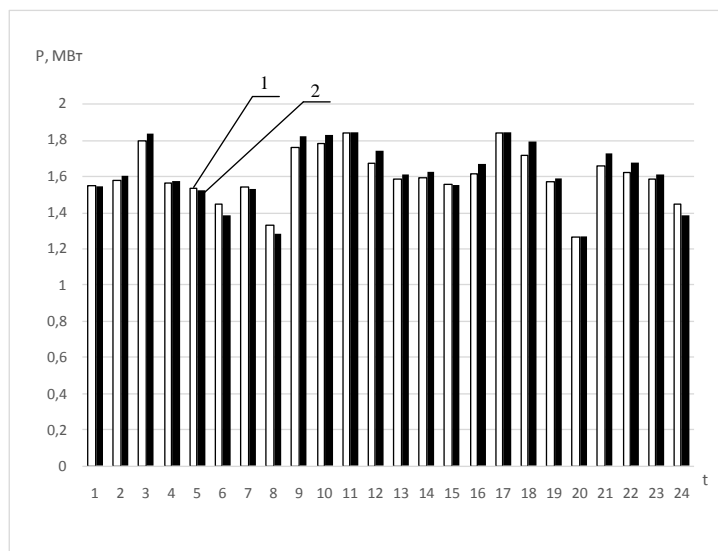


Рис. 3.5. Сопоставление реального (1) и расчётного (2) графиков

График 2 на рис. 3.5 получен восстановлением порядка следования ступеней на основании исходного графика (последовательность $\{t_1, \dots, t_n\}$ на рис. 3.1) [263].

3.4. Оперативная оценка графиков нагрузки по ожидаемой производительности подразделения на основе представления их нечёткими интервалами

В условиях меняющейся в достаточно широких пределах производительности цехов в зависимости от объёма заказов необходимо осуществлять прогнозирование их графиков нагрузки на основе этого показателя [294].

Как показал корреляционный анализ, для рассматриваемого объекта имеют место достаточно высокие значения коэффициента парной корреляции между объёмом производства и нагрузкой цехов – от 0,75 до 0,85 (непараметрический коэффициент корреляции Спирмена) для цехов основных переделов и энергоцехов. В связи с этим предлагается строить прогнозный график на основе типового графика, построенного в относительных единицах по

данным контрольных замеров. В качестве базиса берётся средняя нагрузка. И для производительности M , и для электрической нагрузки P вводятся лингвистические переменные «Производительность» и «Нагрузка» соответственно. Каждой из этих переменных ставится в соответствие одно и то же терм-множество:

$$\begin{aligned} \tilde{P}(\text{"нагрузка"}) &= \tilde{M}(\text{"производительность"}) = \\ &= \text{"наименьшая"} \cup \text{"малая"} \cup \\ &\cup \text{"средняя"} \cup \text{"большая"} \cup \text{"наибольшая"} \end{aligned} \quad (3.4)$$

Для каждой из переменных значению «наибольшая» будет соответствовать $\mu=[0;0,2]$, значению «большая» – $\mu]=[0,2;0,4]$, «средняя» – $\mu]=[0,4;0,6]$, «малая» – $\mu]=[0,6;0,8]$, «наименьшая» – $\mu]=[0,8;1,0]$.

Для построения прогнозного графика необходимо знать диапазон, в котором в течение года изменяется среднесуточная нагрузка рассматриваемого объекта (например, для сортового цеха – от 13 МВт до 30 МВт).

Поскольку рассматривается одна входная переменная – производительность, из этапов нечёткого вывода [199] исключается агрегация среднего значения. На основе предполагаемой суточной производительности по таблице соответствия [11] (табл. 3.5) необходимо определить её лингвистическое значение, т.е. выполнить фаззификацию. Правило композиции и вычисления нечёткой импликации основывается на выводе о тесной корреляционной взаимосвязи производительности и нагрузки и заключается в том, что для нагрузки принимается то же самое лингвистическое значение, что и для производительности. Наконец, после получения нечёткого результата выполняется дефаззификация по одному из известных правил [199]. В данном случае использован наиболее простой метод – метод максимальной высоты, дающий при этом наименьшее занижение результатов. Полученное чёткое значение управляющей величины, в данном случае – средней нагрузки, используется для построения графика нагрузки в именованных единицах на основе типового графика в относительных единицах.

Таблица соответствия численных и лингвистических значений

Значение ФП	Производительность, т/ч		Нагрузка, МВт	
	Численное значение	Лингвистическое значение	Численное значение	Лингвистическое значение
0,8–1,0	43...64	<i>Наименьшая</i>	13...18	<i>Наименьшая</i>
0,6–0,8	64...72	<i>Малая</i>	18...20	<i>Малая</i>
0,4–0,6	72...78	<i>Средняя</i>	20...22	<i>Средняя</i>
0,2–0,4	78...84	<i>Большая</i>	22...25	<i>Большая</i>
0–0,2	84...105	<i>Наибольшая</i>	25...28	<i>Наибольшая</i>

В качестве примера выполним сопоставление фактического и прогноз-ного графика для сортового цеха за декабрьские сутки 2013 г.

Для прогнозирования электрических нагрузок металлургического предприятия с учётом объема производства заказанной металлопродукции построим типовые графики нагрузок для различных производств. Типовой график (рис. 3.6) строится по среднеарифметической сумме часовых значений нагрузки, рассчитанных на основе скорректированной Z-образной ФП: характерные зимние сутки 3 лет (2012–2014 гг.) сортового цеха.

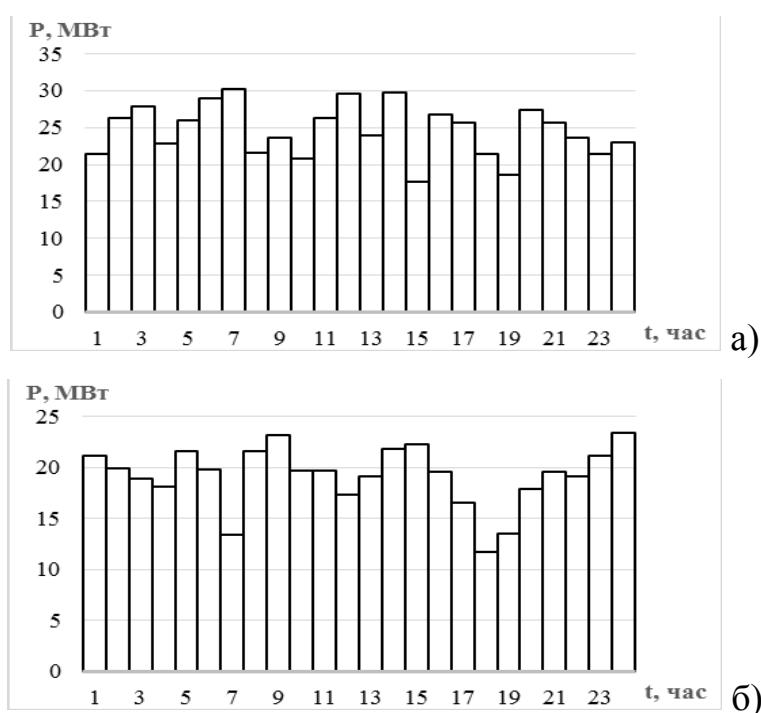


Рис. 3.6. График электрической нагрузки за 22 декабря сортового цеха ПАО «ММК»: а) 2012 год; б) 2013 год; в) 2014 год; д) типового графика

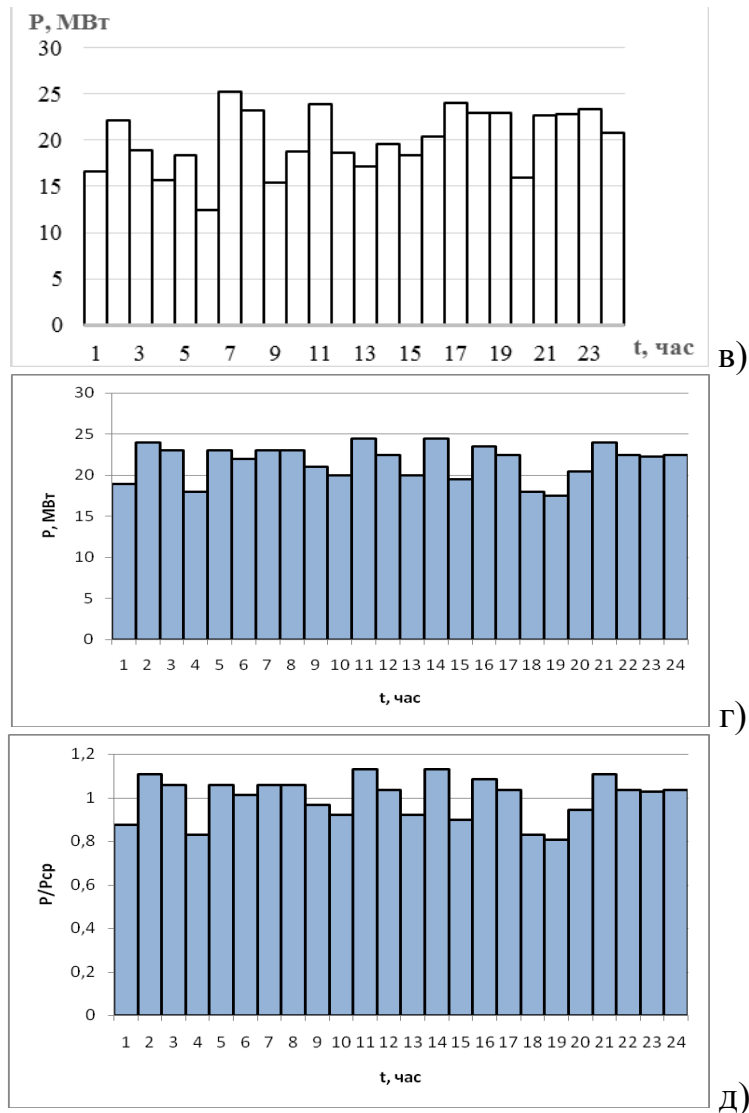


Рис. 3.6. График электрической нагрузки за 22 декабря сортового цеха ПАО «ММК» (окончание): а) 2012 год; б) 2013 год; в) 2014 год; г) типовой график в именованных единицах; д) типовой график в относительных единицах (от средней нагрузки 21,68 МВт)

Зная заказ металлопродукции на сутки (1400 тонн для сортового цеха 22 декабря 2013 г.), можем найти среднюю часовую производительность (58 тонн) и определить значение ФП (0,34). Метод максимальной высоты даёт по табл. 2.5 среднюю нагрузку за сутки 25 МВт. Далее был выполнен расчёт типового графика в относительных единицах \tilde{P}_i^* по (2.5).

$$\tilde{P}_i^* = \frac{\tilde{P}_{i(min)}}{\tilde{P}_{cp(min)}}, \quad (3.5)$$

где $\tilde{P}_{i(min)}$ – значения активной мощности типового графика электрической нагрузки;

$\tilde{P}_{cp(min)}$ – среднее значение типового графика электрической нагрузки.

Значения типовой нагрузки в относительных единицах, позволяют определить ступени прогнозного графика $\tilde{P}_{i(np)}$ по (3.6):

$$\tilde{P}_{i(np)} = \tilde{P}_i^* \cdot \tilde{P}_p, \quad (3.6)$$

где \tilde{P}_p – значение расчётной электрической нагрузки при использовании Z-образной функции принадлежности.

Значения ординат фактического и прогнозного упорядоченных графиков (на рисунках не показаны) сведены в табл. 3.6. В таблице $\delta(P)$ – погрешность расчёта для каждой из ступеней графика нагрузки; $P_{факт}$ – ординаты фактического графика.

Таблица 3.6

Расчёт прогнозного графика в упорядоченной форме

Временной интервал	$\tilde{P}_{i(min)}$, МВт	μ	\tilde{P}_i^*	$\tilde{P}_{i(np)}$, МВт	$P_{факт}$, МВт	$\delta(P)$, %
1	26,26	0,00	1,22	26,84	26,21	-2,38
3	26,09	0,01	1,21	26,66	25,25	-5,59
5	25,57	0,06	1,18	26,13	24,94	-4,80
7	25,07	0,10	1,16	25,62	24,57	-4,30
9	24,41	0,15	1,13	24,95	24,38	-2,36
11	23,41	0,23	1,08	23,92	23,03	-3,89
13	21,58	0,38	1,00	22,06	22,38	1,45
15	20,72	0,45	0,96	21,18	22,14	4,34
17	19,90	0,51	0,92	20,34	21,27	4,35
19	18,01	0,66	0,83	18,41	19,91	7,52
21	16,67	0,78	0,77	17,04	17,64	3,41
23	14,58	0,95	0,69	15,21	14,79	-2,86

Как видно из табл. 3.6, для приведенного примера погрешность не превышает 10%, что приемлемо для решаемой задачи. На основе прогнозных графиков далее может быть выполнена серия расчётов установившихся режимов, позволяющая определить значения потерь активной мощности, токи, напряжения и другие режимные параметры для элементов СЭС.

Перестроив упорядоченный график (табл. 3.6) в соответствии с формой типового графика, окончательно получим прогнозный график (рис. 3.7).

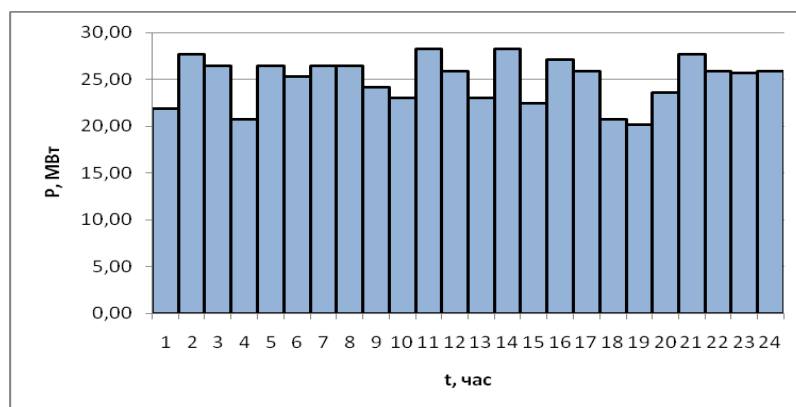


Рис. 3.7. График нагрузки при прогнозном среднем значении 25 МВт

Для оценки корректности предлагаемого подхода необходимо определить, в какой мере отклоняются основные параметры режима – потоки мощности, напряжения, токи, – рассчитанные для ступеней реальных графиков нагрузки, от значений, рассчитанных на основе функции принадлежности, задающей границу нечёткого интервала (табл. 3.8).

Таблица 3.8

Погрешность расчёта потерь активной мощности в системе электроснабжения сортового цеха ПАО «ММК»

Временной интервал	ΔP_{2013} , МВт	$\Delta \tilde{P}_{i(np)}$, МВт	$\delta(\Delta P)$, %
1	0,040	0,039	1,50
3	0,039	0,039	0,48
5	0,039	0,039	1,27
7	0,039	0,039	1,32
9	0,039	0,039	1,45
11	0,039	0,038	1,74
13	0,039	0,038	2,76
15	0,039	0,038	2,79
17	0,039	0,038	3,46
19	0,039	0,037	4,25
21	0,039	0,037	4,67
23	0,039	0,036	7,87

Аналогично был произведен расчёт погрешности тока и напряжения в системе электроснабжения сортового цеха ПАО «ММК». Погрешность расчёта тока лежит в диапазоне [1,13%; 9,48%], погрешность расчёта напряжения – [0,01%; 0,9%]. Результаты расчёта погрешности параметров режима не превысили 10%, что допустимо для прогнозирования графиков электриче-

ских нагрузок металлургического предприятия.

Разработанный принцип позволяет получить суточный график на основе плановой производительности и известной его формы, которая определяется функцией принадлежности для упорядоченного графика и очередностью интервалов исходного графика, что позволяет использовать его для краткосрочного планирования режимов внутризаводских сетей. Аналогичный приём может быть использован и для других горизонтов планирования.

3.5. Выводы по главе 2

1. Предложен метод математического представления графиков цеховых электрических нагрузок (на примере металлургического производства) в виде нечётких интервалов с Z-образной функцией принадлежности с коррекцией по коэффициенту неравномерности графика.

2. Осуществлена оценка погрешности расчёта параметров режима системы электроснабжения на основе сравнения результатов, полученных по замеренным графикам нагрузки и по графикам, задаваемым в расчёт в виде нечётких интервалов. Погрешность расчёта напряжения и потерь активной мощности при использовании суточных графиков нагрузки с интервалом осреднения один час не превышает 2%, тока – 9%. Наибольшая погрешность при использовании графиков с различными интервалами осреднения не превысила 10%, что допустимо в рамках задачи планирования режимов.

3. Предложен способ построения прогнозного суточного графика нагрузки на основе типового графика по данным контрольных замеров. Способ основан на тесной корреляционной связи производительности и нагрузки и предполагает фаззификацию производительности, определение лингвистического значения нагрузки и на его основе – определение лингвистического значения нагрузки и его дефаззификацию. Полученное чёткое значение средней нагрузки используется для построения графика нагрузки в именованных единицах на основе типового графика в относительных единицах.

4. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ РЕЖИМОВ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Четвёртая глава посвящена вопросам определения режимных параметров систем электроснабжения крупных промышленных предприятий. Предложен и рассмотрен метод расчёта токов, напряжений и потерь мощности, основанный на принципах последовательного эквивалентирования [90]. Предложена математическая модель элемента системы электроснабжения, единая для разных по функциональному назначению элементов схемы – источников, приёмников электроэнергии, передающих элементов. Рассмотрены особенности расчёта установившихся режимов сетей верхнего уровня СЭС, непосредственно примыкающих к сетям энергосистемы; предложена методика задания в расчёт узлов примыкания в энергосистеме при отсутствии непрерывного измерения режимных параметров и использовании контрольных замеров. Показана хорошая сходимость разработанного алгоритма.

4.1. Постановка задачи

Как было отмечено в гл. 1, особенностью СЭС крупных промышленных предприятий является существенное преобладание разомкнутых сетей над замкнутыми [255]. При использовании для расчёта режима метода узловых напряжений это приводит к слабой заполненности матрицы узловых проводимостей. Наиболее широко для решения матричного уравнения узловых напряжений используется метод Ньютона и его модификации, в частности, метод по параметру [94]. В большинстве случаев он характеризуется хорошей сходимостью, которая, однако, зависит от обусловленности матрицы первых производных режимных параметров (матрицы Якоби). При большом количестве нулевых элементов матрицы узловых проводимостей будет иметь место плохая обусловленность матрицы Якоби и, соответственно, неудовлетворительная сходимость и существование решения.

Следовательно, необходимо разработать алгоритм расчёта установившегося режима (УР), наиболее приспособленный к условиям СЭС крупных про-

мышленных предприятий и обеспечивающий для них гарантированное существование решения и хорошую сходимость. Должно обеспечиваться решение основных режимных задач, к которым следует отнести разработку и анализ наиболее экономичных нормальных и ремонтных схем, оценку величины потерь мощности и электроэнергии, в том числе в составе оптимизационных алгоритмов; оперативную коррекцию положения коммутационных аппаратов, устройств регулирования напряжения силовых трансформаторов, активных и реактивных мощностей нагрузок и генераторов без предварительной подготовки расчётной схемы [282]. Предлагается использование методов, предполагающих преобразование графа исходной схемы без использования матрично-топологического представления.

Такой метод оперативного расчёта режимов в сочетании с математическими методами оптимизации может служить основой для программного обеспечения, используемого службами режимов и оперативно-технологическим персоналом энергохозяйства крупных промышленных предприятий в своей работе.

4.2. Алгоритм расчёта установившихся режимов

Для расчёта установившихся режимов систем электроснабжения на кафедре ЭПП МГТУ (МГМИ) им. Г.И. Носова научным коллективом под руководством В.А. Игуменцева, Б.И. Заславца, И.А. Саламатова разработаны алгоритм и программа, в которых успешно использован метод последовательного эквивалентирования, учитывающий специфику построения промышленных электрических сетей [93],[92],[151]. Рассмотренная в этих работах реализация метода предполагает наличие одного замкнутого контура, связывающего между собой районы СЭС, имеющие разомкнутую конфигурацию, а также собственные электростанции. Для расчёта режима замкнутой и разомкнутой частей схемы используется две различных процедуры. На прямом ходе решения разомкнутая часть преобразуется по правилам последовательного и параллельного сложения, замкнутый контур преобразуется по правилу преобразования многоугольника в звезду. Связь между элементами задается при помощи таблиц пе-

ресылок. На обратном ходе решения находится распределение токов между элементами схемы. Расчёт напряжений выведен в отдельную процедуру.

В связи с усложнением конфигурации современных СЭС крупных предприятий, сооружением в дополнение к крупным собственным электростанциям мелких источников электроэнергии (газопоршневых, паротурбинных с противодавлением и т.д.) предлагается модификация метода последовательного эквивалентирования, основанная на едином представлении всех элементов схемы (как замкнутой, так и разомкнутой частей) в виде единичного узла и процедуры исключения узла.

Большинство требований к методам эквивалентирования, приведённых в работах [73],[195],[197], ориентировано на использование полученного эквивалента как элемента расчётной схемы с целью уменьшения объёма вычислений и требований к вычислительным ресурсам. В противоположность такому подходу предлагаемый метод основан на представлении разнородных элементов схемы одинаковыми схемами замещения, включающими только ЭДС и проводимость без выделения вращающихся машин, пассивной нагрузки и т.п. Параметры режима (токи, напряжения, потоки мощности) определяются не на основе приближённых соотношений, а по эквивалентным ЭДС и проводимостям каждого шага свёртывания схемы. Итоговый эквивалент схемы любой сложности по выбранному критерию аналогичен схеме замещения одиночного элемента. Свёртывание и развёртывание схемы основано на общих законах электротехники, рекуррентные соотношения между переменными не содержат каких-либо приближений и допущений, что исключает погрешность эквивалентирования, при этом отсутствует и накопление систематической погрешности.

Критерием эквивалентности во всех методах является соблюдение баланса мощностей (токов) в эквивалентной и исходной схемах. Для установившихся режимов определяются точные критерии эквивалентности (критерии первого рода), для расчёта переходных режимов используются критерии второго рода [195], характеризующие оптимальность эквивалентирования. Корректировка параметров эквивалентруемых элементов при этом выносится за пределы про-

цесса эквивалентных преобразований. В предлагаемом же методе соблюдение точности критериев для расчёта установившихся режимов проверяется на каждом шаге эквивалентирования.

При решении всех задач анализа и оценки эксплуатационных режимов использован общий принцип организации вычислительного процесса, основанный на модифицированном методе последовательного эквивалентирования (ММПЭ). Метод позволяет заменить решение сложных систем алгебраических уравнений на пошаговое нахождение соотношений между двумя элементами схемы на каждом шаге расчёта. Существующие методы управления вычислительным процессом позволяют определять связи элементов по их взаимному расположению на диспетчерской схеме, отображаемой графической подсистемой ПК, и автоматизировать наиболее трудоёмкую работу по выбору пути эквивалентирования и развёртывания в любую точку расчётной схемы при изменении положения коммутационного аппарата.

Таким образом, при расчёте установившегося режима не используются какие-либо критерии оптимальности, а последовательное эквивалентирование реализуется в решении системы алгебраических уравнений методом, аналогичным прямой и обратной прогонке.

Представление элементов схемы основано на приёмах объектно-ориентированного программирования. Каждый элемент является экземпляром соответствующего класса (трансформатор, генератор, воздушная линия и т.д.), являющегося, в свою очередь, наследником общего класса элементов схемы. Свойства этих классов включают тип элемента, его порядковый номер, координаты входов-выходов, технические данные, диспетчерскую расцветку, наличие или отсутствие связи с другим элементом, методы – отрисовку элемента, перетаскивание его по канве формы, установление связи при совмещении входов-выходов, расчёт параметров схемы замещения. При сохранении схемы в файл записываются только свойства объектов в двоичном виде, по которым затем восстанавливается вся схема. Это позволяет отказаться от создания громоздких графических файлов, требующих значительного дискового пространства.

Все элементы электрической системы предлагается представлять в виде более общего варианта Т-образной схемы замещения – многолучевой схемой (рис. 4.3). Одна из ветвей такой схемы будет включать в себя поперечную проводимость и, в общем случае, поперечную ЭДС (внутреннюю проводимость $\dot{Y}_{\text{вн}}$ и ЭДС $\dot{E}_{\text{вн}}$); остальные ветви – продольные проводимости. Для точного учёта коэффициентов трансформации используется включение в схему замещения идеальных трансформаторов, коэффициенты трансформации которых могут быть отличны от номинальных, а также принимать комплексные значения.

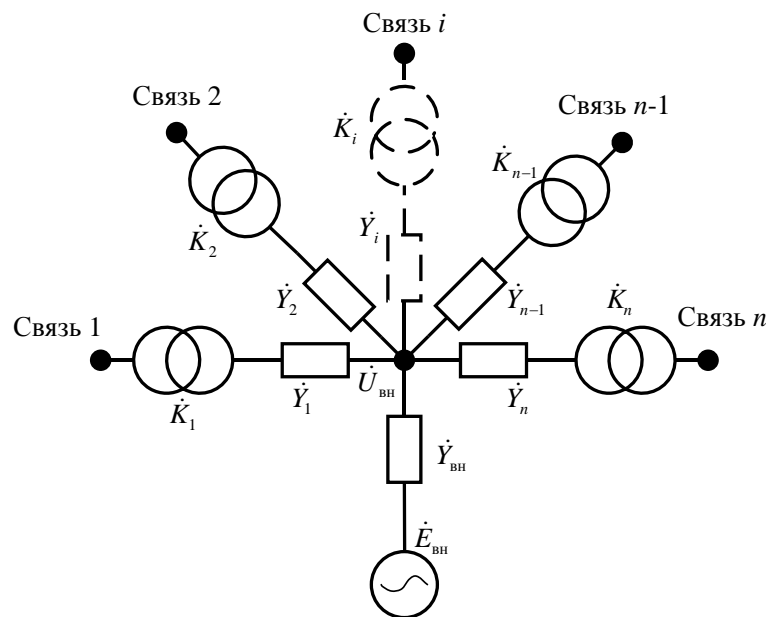


Рис. 4.3. Схема замещения элемента системы электроснабжения

Связи элемента с другими элементами задаются средствами машинной графики, для них организован отдельный класс. Для каждого элемента имеется два массива связей, один из которых используется при свёртывании схемы и элементы которого могут уничтожаться, второй же используется при развёртывании схемы и элементы его остаются неизменными.

Ход вычислительного процесса полностью определяется графическими взаимосвязями элементов. При этом организация прямого хода расчёта не связана непосредственно с тем, каким образом связаны элементы друг с другом, и не требует специального порядка нумерации. Элементы нумеруются в том порядке, в каком они вводились в исходную схему, свёртывание-развёртывание

выполняется в этом же порядке. Непосредственно перед свёртыванием схемы для каждого элемента выявляется наличие связей с другими элементами с учётом положения выключателей.

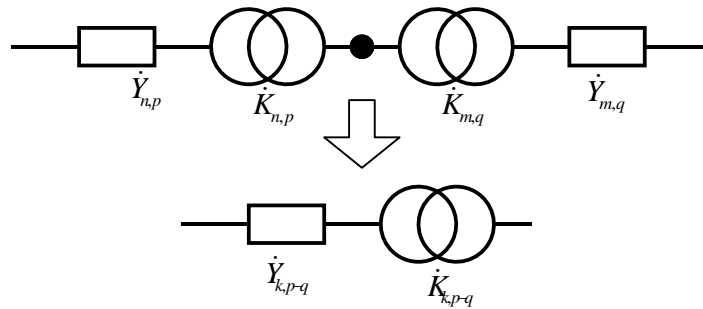


Рис. 4.4. Первичное преобразование схемы

В процессе первичного преобразования схемы (рис. 4.4) объединяются продольные ветви двух связанных между собой элементов (на рис. 4.4 – элементы p и q с номерами ветвей n и m соответственно) с образованием связи $p-q$ с номером k , учитывая, что между двумя элементами может быть несколько связей, как в исходной схеме, так и в процессе эквивалентирования.

При этом создаются экземпляры класса «связь между элементами» как для элемента p , так и для элемента q (см. рис. 4.5), что соответствует понятию ненаправленного графа электрической цепи [165].

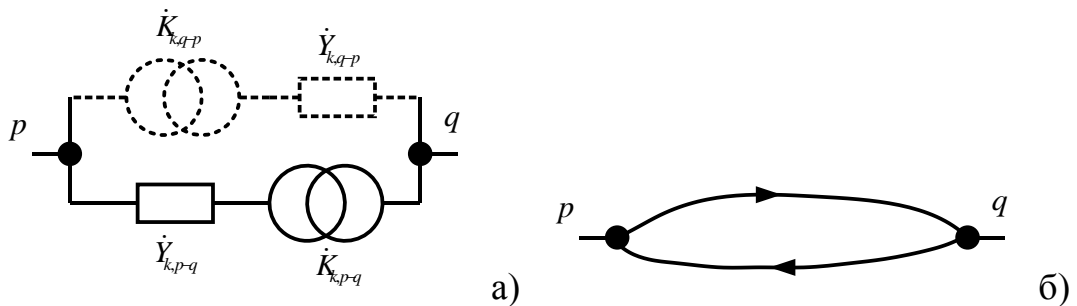


Рис. 4.5. Связь между элементами p и q

а) на электрической схеме; б) в виде ветви ненаправленного графа

Несколько связей между двумя элементами объединяются с образованием одной связи $p-q$. В результате получается схема вида, показанного на рис. 4.6 (для наглядности дублирующие связи на рисунке не показаны).

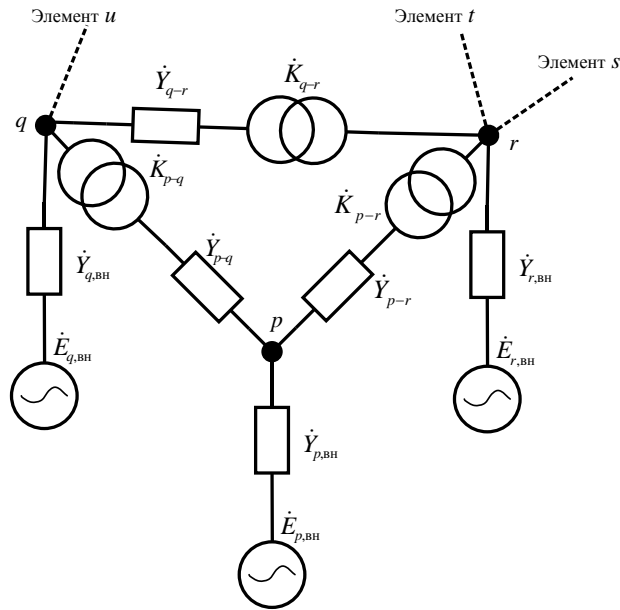


Рис. 4.6. Участок схемы с тремя элементами после первичного преобразования

Затем звезда, образованная проводимостями \dot{Y}_{p-q} , \dot{Y}_{p-r} , $\dot{Y}_{p,ВН}$, преобразуется в треугольник (рис. 4.7).

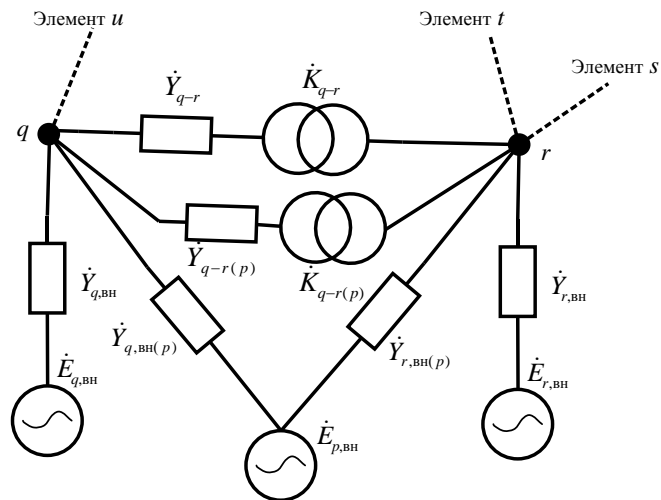


Рис. 4.7. Участок схемы с тремя элементами при исключении узла p после преобразования звезды в треугольник

При исключении элемента p схема на рис. 4.7 преобразуется к виду, показанному на рис. 4.8.

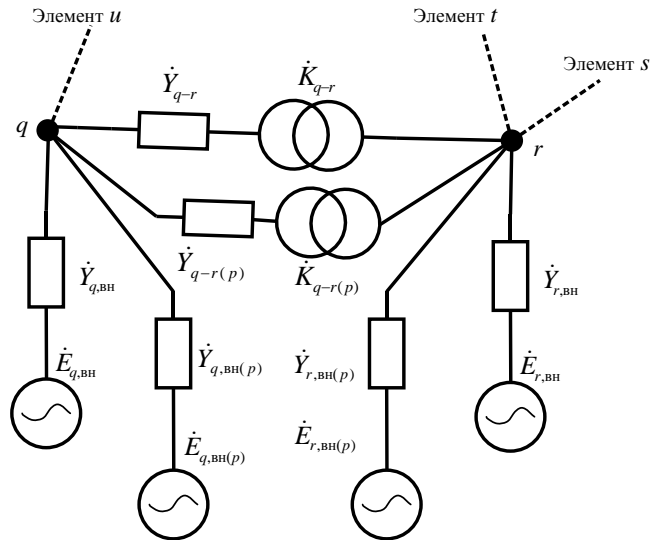


Рис. 4.8. Участок схемы с тремя элементами при исключении узла p после разделения по $\dot{E}_{p,вн}$

В результате преобразования элемента p в эквивалентный треугольник образовалась новая связь между элементами p и q , которая в данном случае должна быть объединена с уже существующей без образования нового объекта. При отсутствии связи $p-q$ до преобразования должен быть создан дополнительный экземпляр класса «связь между элементами» с выделением памяти. Окончательно преобразованный участок схемы после исключения элемента p будет выглядеть так, как показано на рис. 4.9. Схема получена в результате параллельного сложения ветвей с проводимостями \dot{Y}_{q-r} и $\dot{Y}_{q-r(p)}$ (образуется \dot{Y}'_{q-r}), $\dot{Y}_{q,вн}$ и $\dot{Y}_{q,вн(p)}$ (образуется $\dot{Y}'_{q,вн}$), $\dot{Y}_{r,вн}$ и $\dot{Y}_{r,вн(p)}$ (образуется $\dot{Y}'_{r,вн}$).

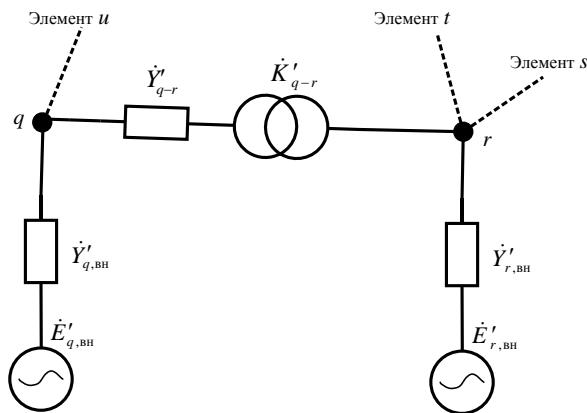


Рис. 4.9. Участок схемы после исключения элемента p

На прямом ходе решения задачи (свёртывании схемы) для каждого элемента схемы вызывается функция исключения элемента, рассматриваемого как некоторый единичный узел (например, q). При этом:

1) суммируются проводимости по всем выходам элемента и определяется его эквивалентная проводимость

$$\dot{Y}'_{\text{вн}q} = \dot{Y}_{\text{вн}q} + \sum_{k=1}^K \dot{Y}_k, \quad (4.1)$$

2) определяется, есть ли у текущего элемента две связи с одним и тем же элементом;

а) если это так, то одна из этих связей удаляется, определяются эквивалентные проводимость, коэффициент трансформации и ЭДС, после чего эти величины по оставшейся связи добавляются к аналогичным величинам следующего элемента, с которым первоначально было две связи (см. рис. 4.2), по формулам (4.2) и (4.3);

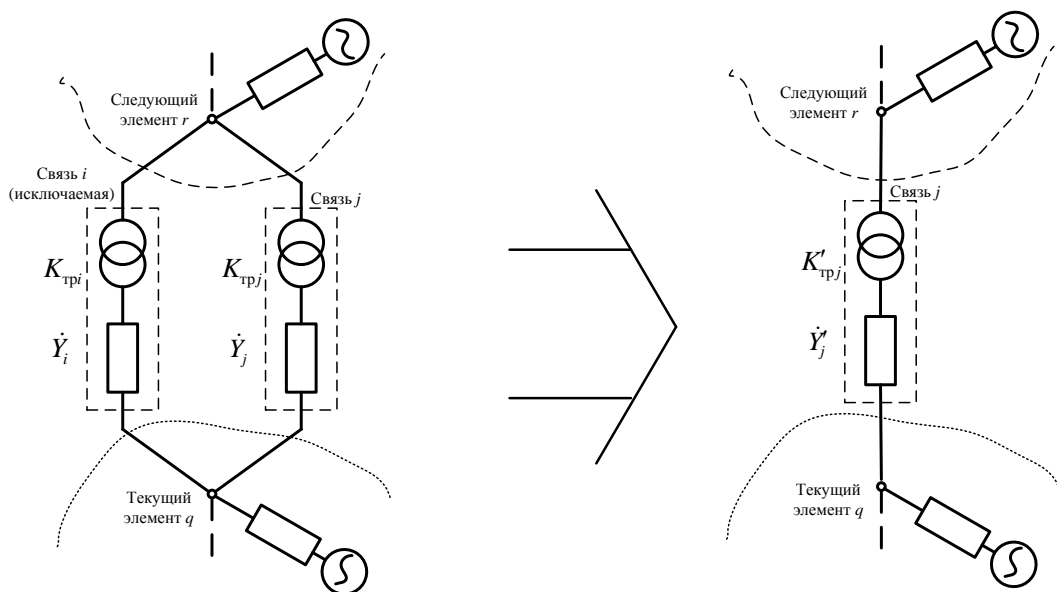


Рис. 4.10. К объединению двух элементов с несколькими связями

$$\dot{Y}_j = \sum_r \dot{Y}_r, \quad (4.2)$$

$$K_{\text{тр}j} = \frac{\dot{Y}_j}{\dot{Y}_r} K_{\text{тр}r}, \quad (4.3)$$

$$\dot{Y}'_j = \left((K_{\text{тp}i} - K_{\text{тp}j})K_{\text{тp}i} + (K_{\text{тp}j} - K_{\text{тp}i})K_{\text{тp}j} \right) \frac{\dot{Y}_i \dot{Y}_j}{\dot{Y}_{\text{вн}q}}, \quad (4.4)$$

$$K'_{\text{тp}j} = \frac{\dot{Y}_j K_{\text{тp}j} + \dot{Y}_i K_{\text{тp}i}}{\dot{Y}_j + \dot{Y}_i}, \quad (4.5)$$

б) если у текущего элемента есть две связи с разными элементами, то выполняется исключение элемента с созданием новой связи с двумя оставшимися, после чего удаляются оставшиеся связи (рис. 4.6, 4.7, 4.8).

Проводимость и коэффициент трансформации новой связи элемента q (связи i и j , из которых исключается связь i):

$$\dot{Y}'_j = \frac{\dot{Y}_i \dot{Y}_j}{\dot{Y}_{\text{экв}q}} K_{\text{тp}i}, \quad (4.6)$$

$$K'_{\text{тp}j} = \frac{K_{\text{тp}i}}{K_{\text{тp}j}}. \quad (4.7)$$

Новые значения ЭДС и проводимостей для элемента q :

$$\dot{E}'_{\text{экв}q} = \frac{\dot{E}_{\text{экв}q} \dot{Y}_{\text{экв}q} + \dot{E}_{\text{экв}r} \dot{Y}_{\text{вн}r} \frac{\dot{Y}_{\text{экв}r}}{\sum_k \dot{Y}_k} K_{\text{тp.экв}r}}{\dot{Y}_{\text{экв}q} + \dot{Y}_{\text{вн}r} \frac{\dot{Y}_{\text{экв}r}}{\sum_k \dot{Y}_k}}, \quad (4.8)$$

$$\dot{Y}'_{\text{экв}q} = \dot{Y}_{\text{экв}q} + \dot{Y}_{\text{вн}r} \frac{\dot{Y}_{\text{экв}r}}{\sum_k \dot{Y}_k}. \quad (4.9)$$

С целью минимизации расходуемого объема памяти предлагается систематизировать порядок исключения узлов за счёт использования метода динамического упорядочивания [39]. Требованию уменьшения необходимого объёма памяти в наибольшей степени удовлетворяет динамическое упорядочивание с введением наименьшего числа новых ветвей. При использовании динамического выделения памяти это способствует созданию меньшего количества экземпляров класса «связь между элементами». Если требованию наименьшего числа новых ветвей удовлетворяет несколько узлов, исключается первый по порядку нумерации. При исключении узла с двумя связями образуется одна новая связь.

Количество новых связей на примере узлов с тремя, четырьмя и пятью связями показано на рис. 4.11.

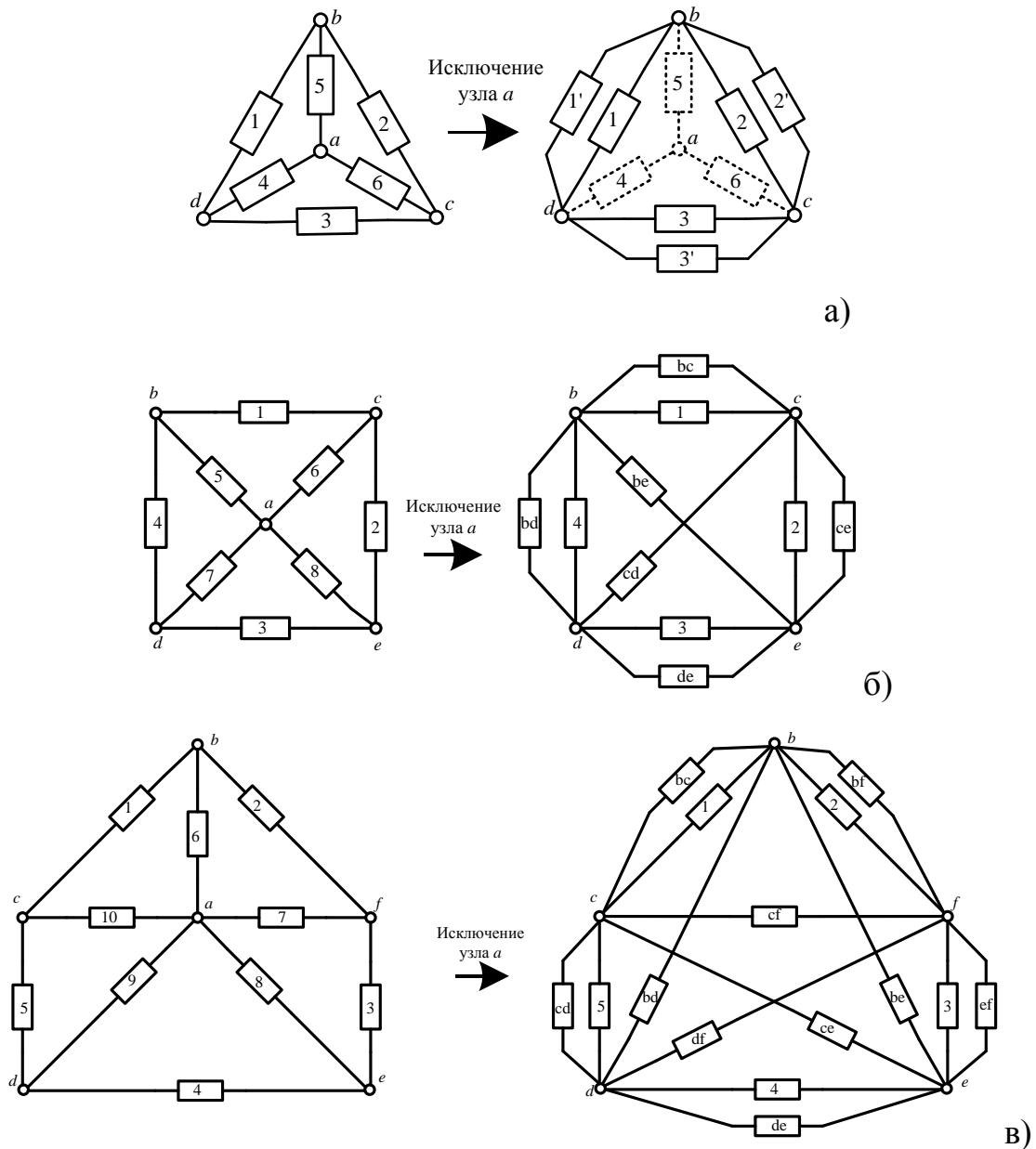


Рис. 4.11. К выбору исключаемого элемента при динамическом упорядочивании
 а) исключение узла с тремя связями; б) исключение узла с четырьмя связями;
 в) исключение узла с пятью связями

Как видно из рис. 4.11, при исключении узла с тремя связями новых связей образуется также три; при исключении узла с четырьмя связями образуется шесть новых связей; при исключении узла с пятью связями количество новых связей равно десяти. В общем случае при исходном количестве связей n число новых связей t будет определяться как число сочетаний из n по 2:

$$m = C_n^2 = \frac{A_n^2}{2!} = \frac{n(n-1)}{2}. \quad (4.10)$$

При выборе исключаемого узла следует, однако, руководствоваться не общим количеством новых связей, а только числом новых связей между теми узлами, между которыми ранее связей не было. Если связь уже была, то пересчитываются её параметры без дополнительного выделения памяти. Если это учитывать, то число новых связей на рис. 4.11 будет: для рис. 4.11, а) – новых связей нет; для рис. 4.11, б) – новых связей две; для рис. 4.11, в) – новых связей пять.

Исключение элемента разомкнутой сети выполняется по такому же алгоритму и отличается наличием одной либо двух связей у исключаемого элемента (узла). Таким образом, по одному и тому же алгоритму исключаются узлы замкнутой и разомкнутой сети, образованные присоединёнными элементарными схемами и связанные с узлами более высокого уровня иерархии.

Порядок эквивалентирования не требует обязательного учёта иерархических принципов построения электрических сетей. Энергосистема или другие источники питания входят в процесс эквивалентирования обычной элементарной схемой, где $E_i = U_c$. Это свойство алгоритма принципиально позволяет рассчитывать схемы, содержащие любое количество балансирующих узлов. Однако при этом требуется точное задание всех ЭДС балансирующих узлов в комплексной форме \dot{E}_i . Ликвидировать этот недостаток можно заданием части узлов связи с системой в виде нагрузки с противоположным знаком, о чем будет сказано позднее.

Прямой ход расчёта режима заканчивается определением эквивалентных характеристик $\dot{E}_{\text{экв}, n}$ и $\dot{Y}_{\text{экв}, n}$ ($\dot{E}_{\text{вн}, n}$ и $\dot{Y}_{\text{вн}, n}$ на последнем шаге прямого хода) на шинах последнего n -го элемента схемы; это может быть любой элемент СЭС.

Обратный ход расчёта (развёртывание схемы) организуется в соответствии с тем же принципом нумерации, что и прямой ход. Развёртывание схемы заключается в выделении на каждом шаге из эквивалентной схемы очередного элемента, для которого определяется ток и падение напряжения.

При определении напряжений первоначально рассчитывается фиктивный внутренний ток, определяемый как сумма токов по отдельным связям с учётом коэффициентов трансформации (рис. 4.12). На рис. 4.12 показана схема замещения эквивалентного элемента, принципиально отличающаяся от схемы замещения элемента исходной схемы только параметрами поперечной ветви. После этого по найденному току, эквивалентной проводимости и эквивалентной ЭДС рассчитывается напряжение в средней точке схемы замещения.

При определении тока, протекающего через элемент-выключатель, используются напряжения на тех элементах, с которыми он связан, и коэффициенты трансформации связей этих элементов (см. рис. 4.13).

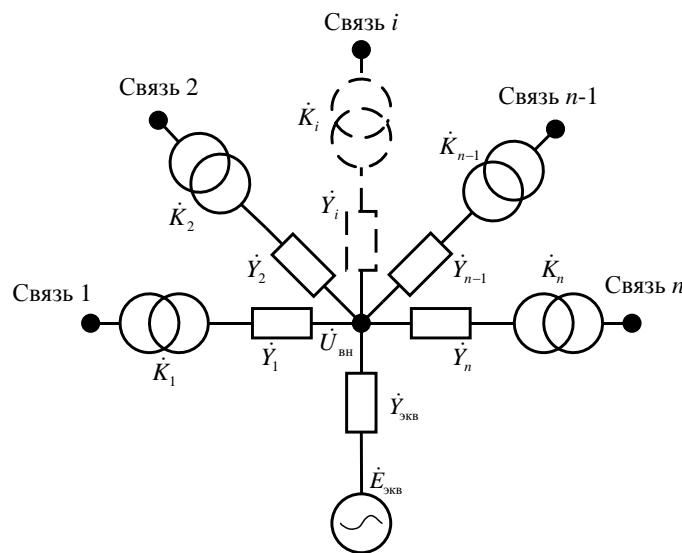


Рис. 4.12. Схема замещения эквивалентного элемента

Ток по i -й связи:

$$I_i = (\dot{E}_{\text{экв}} - \dot{U}_i K_{\text{пр}i}) \dot{Y}_i. \quad (4.11)$$

Внутреннее напряжение:

$$\dot{U}_{\text{вн}} = \dot{E}_{\text{экв}} - \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i}{\dot{Y}_{\text{экв}}}, \quad (4.12)$$

Элементы-выключатели позволяют:

- 1) задавать коммутационное состояние схемы;
- 2) выводить на экран результаты расчета режима.

Ток через элемент-выключатель определяется как

$$\dot{I}_{0-1} = (\dot{U}_0 K_{гр0} - \dot{U}_1 K_{гр1}) \dot{Y}_0. \quad (4.13)$$

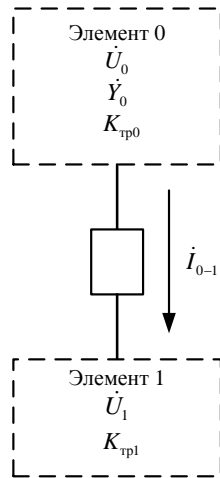


Рис. 4.13. Элемент-выключатель и параметры, необходимые для вычисления тока

На обратном ходе используются значения эквивалентных проводимостей и ЭДС, полученные на всех шагах прямого хода решения. Особенностью алгоритма является организация расчёта напряжений на обратном ходе преобразования без выделения в самостоятельную процедуру. При задании нагрузок неизменной мощностью или статическими характеристиками мощности по напряжению определение режимных параметров, по сути, осуществляется методом простой итерации, однако расчёт напряжений непосредственно на каждом шаге развёртывания схемы и коррекция нагрузок по этим значениям позволяет уменьшить число итераций.

Программная реализация разработанного алгоритма учитывает особенности эксплуатационных режимов СЭС и предназначена для расчёта УР в схеме, содержащей несколько узлов примыкания к энергосистеме, сложнозамкнутые сети, собственные электростанции, устройства регулирования напряжения на трансформаторах.

4.3. Математические модели элементов электрической сети

Первым шагом при проведении расчёта установившегося режима является определение параметров схемы замещения электрической сети, при этом рас-

пределённые сопротивления и проводимости элементов схемы заменяются сосредоточенными.

Методы определения параметров схем замещения широко изучены и рассмотрены во многих литературных источниках [95],[159],[160], в настоящей работе основные формулы сведены в табл. 4.1.

В таблице использованы следующие обозначения:

- l – длина линии, км;
- r_0 – погонное активное сопротивление, Ом/км;
- x_0 – погонное реактивное сопротивление, Ом/км;
- b_0 – поперечная удельная ёмкостная проводимость, См/км;
- g_0 – поперечная удельная активная проводимость, См/км;
- $\operatorname{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь;
- $D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между фазами линии, см;
- r – радиус провода, см;
- n – количество проводов в фазе;
- $\Delta P_{\text{кор}}$ – потери на корону в воздушной линии электропередачи, кВт/км, которые зависят от погоды и в зависимости от характера задач принимаются максимальными или среднегодовыми;
- $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии электропередачи или основного вывода обмотки трансформатора, кВ;
- S_{T} – номинальная мощность трансформатора, МВА.
- K_{p} – коэффициент расщепления обмотки низкого напряжения силового трансформатора (для существующих конструкций трехфазных трансформаторов напряжением 10–220 кВ, как правило, $K_{\text{p}} = 3,5$);

Таблица 4.1

Определение параметров схемы замещения

№ п/п	Элемент сети	Параметры схемы замещения			
		Активное сопротивление, Ом	Индуктивное сопротивление, Ом	Поперечная активная проводимость, См	Поперечная ёмкостная проводимость, См
1	2	3	4	5	6
1	Воздушная линия	$R = r_0 l$	$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{\sqrt[n]{ra_{cp}^{n-1}}}$ $X = x_0 l$	$g_0 = \frac{\Delta P_{kop}}{U_{ном}^2}$ $G = g_0 l$	$b_0 = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{D_{cp}}{\sqrt[n]{ra_{cp}^{n-1}}} \right)} \cdot 10^{-6}$ $B = b_0 l$
2	Кабельная линия	$R = r_0 l$	$X = x_0 l$	$G = B \operatorname{tg} \delta$	$B = b_0 l$
3	Двухобмоточный трансформатор	$R_T = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_T^2 \cdot 10^3}$	$Z_T = \frac{u_k \% \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_T}$ $X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}$	$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2}$	$B_T = \frac{I_x S_T}{100 U_{ном}^2}$
4	Двухобмоточный трансформатор с расщеплённой обмоткой НН	$R_T = \frac{\Delta P_{кВ} U_{ном}^2}{S_T^2 \cdot 10^3}$	$X_{BH} = \frac{u_{кВH} \% \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}}$ $X_B = X_{BH} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right)$ $X_{H1} = X_{H2} = X_{BH} \cdot \frac{K_p}{2}$	$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2}$	$B_T = \frac{I_x S_T}{100 U_{ном}^2}$

Продолжение табл. 4.1

1	2	3	4	5	6
5	Трёхобмоточный трансформатор или автотрансформатор	<p>Значения ΔP_k заменяются следующими значениями:</p> $\Delta P_B = \frac{1}{2}(\Delta P_{BC} + \Delta P_{BH} + \Delta P_{CH})$ $\Delta P_C = \frac{1}{2}(\Delta P_{BC} + \Delta P_{BH} + \Delta P_{CH})$ $\Delta P_H = \frac{1}{2}(\Delta P_{BH} + \Delta P_{CH} + \Delta P_{BC})$	<p>Значения u_k заменяются следующими значениями:</p> $u_{кВ} = \frac{1}{2}(u_{кBC} + u_{кBH} + u_{кCH})$ $u_{кC} = \frac{1}{2}(u_{кBC} + u_{кBH} + u_{кCH})$ $u_{кH} = \frac{1}{2}(u_{кBH} + u_{кCH} + u_{кBC})$	$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{ном}^2}$	$B_T = \frac{I_x S_T}{100 U_{ном}^2}$
6	Одинарный реактор	$R_p = \frac{\Delta P_{н.р} \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{н.р}^2}$	$X_p = \frac{X_p \% \cdot U_{ном}^2 \cdot 10}{S_{н.р}^2}$	—	—
7	Сдвоенный реактор	$R_p = \frac{\Delta P_{н.р} \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{н.р}^2}$	<p>Сопротивления ветвей:</p> $X_B = -X_p K_{св}$ $X_H = X_p (1 + K_{св})$	—	—
8	Сборные шины	$R_{ш} = \frac{\Delta P_{ш} \cdot U_{ном}^2 \cdot 10^3}{S_{нф}^2}$ <p>при нагрузке отходящих линий</p> $S_{нф} = \sum_{i=1}^n S_{ноi}$	—	—	—

- ΔP_x – потери холостого хода в трансформаторе при номинальном напряжении, МВт;
- ΔP_k – потери мощности короткого замыкания в трансформаторе, кВт;
- $\Delta P_{кНН}$ – потери мощности короткого замыкания обмотки низкого напряжения трансформатора, кВт;
- $\Delta P_{кВН}$ – потери мощности короткого замыкания обмотки высокого напряжения, кВт;
- S_{noi} – нагрузка отходящего фидера, приведённая к номинальной нагрузке вводного фидера системы сборных шин, МВА.

Для расчёта предложенным методом необходимо перейти к комплексным величинам сопротивлений и проводимостей. Электрическая нагрузка на каждой итерации также задается величиной комплексной проводимости, зависящей от мощности (неизменной или по СХН) и напряжения:

$$\dot{Y}_n = \frac{\hat{S}}{\hat{U}^2}. \quad (4.14)$$

ЭДС для схемы замещения на рис. 4.3 для нагрузки принимается равной нулю, сопротивления продольных ветвей – также равными нулю.

4.4. Особенности расчёта режимов систем внешнего электроснабжения напряжением 220 кВ и выше крупных промышленных предприятий

Как показывает практика расчётов режимов МЭУ по ММПЭ, сходимость при учёте СХН обеспечивается за 3–4 итерации практически во всех режимах. Однако расчётная схема МЭУ (включая две системные подстанции 500/220 кВ и 500/220/110 кВ) имеет всего три узла примыкания к сетям региональной энергосистемы (в данном случае к сетям Южно-Уральского предприятия магистральных электрических сетей МЭС Урала, ЮУПМЭС). Задание их узлами с неизменным напряжением обеспечивает удовлетворительные результаты на уровне 110 кВ и ниже, для сетей же 220 кВ и выше погрешность расчёта значительна, в первую очередь это касается транзитных перетоков.

В таких условиях встаёт задача совместного расчёта режима системы электроснабжения и примыкающих сетей РЭЭС, с которой она связана. Задание в расчёт узлов примыкания к соседним энергосистемам при этом встречает определённые трудности, связанные с определением их ЭДС и проводимостей.

Рассмотрим решение поставленной задачи на примере расчёта режима сетей ЮУПМЭС. Упрощённая схема сетей показана на рис. 4.14. Представленная схема имеет один замкнутый контур на напряжении 220 кВ, а также пять узлов примыкания на напряжении 500 кВ и два узла примыкания на напряжении 220 кВ. Параметры режима, полученные по результатам телеизмерений, показаны на рис. 4.14 темным шрифтом. Расчёты режима выполнялись при помощи программного комплекса КАТРАН, разработанного на кафедре ЭПП при участии автора [1].

Как показал анализ объема телеизмерений, полностью наблюдаемыми являются далеко не все объекты, схемы подстанций (ПС) «Шагол», «Козырево», «Исаково», «Кропачёво», «Приваловская» являются частично наблюдаемыми. Недостающие параметры режима приведены в табл. 4.2. Схема Троицкой ГРЭС по отношению к ОИК ЮУПМЭС является полностью ненаблюдаемой.

Таблица 4.2

Параметры режима в схеме сетей ЮУПМЭС

Наименование подстанции	Измеряемые параметры	Недостающие параметры
Шагол, 500 кВ	P, U	Q
Челябинская, 500 кВ	P, Q, U	–
Приваловская, 500 кВ	U, I	P, Q
Кропачёво, 500 кВ	U, I	P, Q
Козырево, 500 кВ	P, U	Q
Златоуст, 500 кВ	P, Q, U	–
Исаково, 220 кВ	P, U	Q
Кунашак, 220 кВ	P, Q, U	–
Ново-Металлургическая, 220 кВ	P, Q, U	–
Чебаркуль, 220 кВ	P, Q, U	–

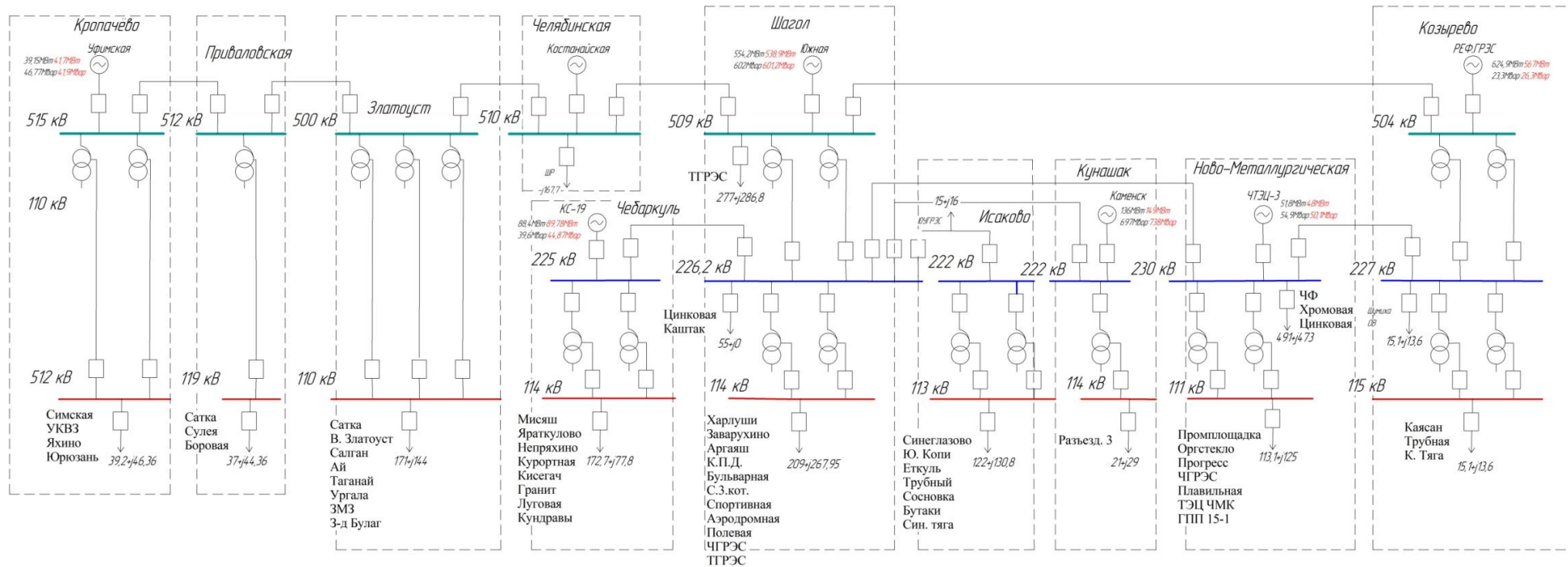


Рис. 4.14. Участок упрощённой схемы сетей ЮУПМЭС

Для определения недостающих параметров режима необходимо сопоставить результаты измерений на линиях, связывающих частично наблюдаемые участки со смежными схемами. При наличии на смежных схемах интересующих данных распространим их и на ненаблюдаемые участки. При отсутствии таких данных одним из возможных решений является допущение о равенстве $\cos \varphi$ нагрузки на ненаблюдаемой схеме и связанной с ней. С целью выявления недостоверных данных были составлены балансы активной и реактивной мощностей по всем схемам, результаты сведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Балансы активной и реактивной мощностей

Наименование подстанции	Данные ОИК				Небаланс	
	$P_{пр}$, МВт	$Q_{пр}$, Мвар	$P_{от}$, МВт	$Q_{от}$, Мвар	δP , %	δQ , %
Козырево	624,9	148	701,2	163,3	12,2	10,33
Кропачёво	39,15	46,77	39,2	46,36	0,12	0,87
Приваловская	111,1	139,1	112	147,4	0,76	5,96
Шагол	1066	1144	1070	1151	0,31	0,66
Златоуст	177,4	71,8	170,5	119,7	3,88	66,71
Челябинская	443,4	304,9	457,2	320,1	3,11	4,98
Чебаркуль	121,9	54,8	170,7	77,8	40,03	41,97
Кунашак	12,8	19,2	12,8	19,2	0	0
Исаково	125,5	129,9	122	130,3	2,78	0,30
Магнитогорская	485	249,4	396	327	18,35	31,11
Смеловская	303	260,9	300	265,9	0,99	1,91

В табл. 4.3 приняты следующие обозначения: $P_{пр}$, $Q_{пр}$ – активная и реактивная мощности, приходящие на шины подстанции; $P_{от}$, $Q_{от}$ – активная и реактивная мощности, отданные с шин подстанции.

Из табл. 4.3 видно, что в схемах ПС «Козырево», «Златоуст», «Чебаркуль», «Магнитогорская» наблюдается значительный небаланс между приёмом и отдачей, превышающий 60% (ПС «Златоуст»), что делает невозможным использование этих данных для формирования расчётной схемы. Для выявления присоединений со значительной погрешностью измерений воспользуемся методом контрольных уравнений [58]. Наибольшие невязки, принятые как разность модулей токов в начале и конце линии, были получены для линий «Магнитогорская–Смеловская» и «Козырево–Шагол» (соответственно 20,8% и 31,8%), в ре-

зультате чего была выполнена корректировка параметров режима. За основу взяты замеренные параметры режима на ПС «Смеловская» и «Шагол», имеющих меньшие небалансы.

Для формирования псевдоизмерений реактивной мощности в узлах примыкания были составлены регрессионные уравнения. Наибольшая корреляционная взаимосвязь наблюдается между активной и реактивной мощностью (коэффициент корреляции достигает 0,7) и при этом существенная взаимосвязь имеет место между активной мощностью и напряжением, поэтому примем в качестве основного влияющего фактора активную мощность. Зависимости, полученные по данным февраля 2014 г., приведены в табл. 4.4. В уравнениях значение Q – в мегаварах, P – в мегаваттах.

Таблица 4.4

Зависимости для расчета реактивной мощности

Наименование подстанции	Регрессионное уравнение
Козырево	$Q = 0,152 P - 14,1$
Смеловская	$Q = 0,457 P + 19,52$
Челябинская	$Q = 0,69 P + 191,3$
Шагол	$Q = 1,005 P + 4,079$
Чебаркуль	$Q = 0,08 P + 19,591$
Кунашак	$Q = 0,0012 P + 22,342$

4.5. Задание в расчет узлов примыкания к внешним сетям

При использовании ММПЭ в условиях объектов с несколькими точками примыкания к внешним сетям при различной взаимной электрической удаленности, а также на разных уровнях напряжения возникает проблема задания в расчёт узлов примыкания. Задание их неизменными модулями напряжений по результатам замеров ОИК (при наличии такой информации) в большинстве случаев приводит к существенным отклонениям расчётных нагрузок этих узлов от фактических и в целом к значительным погрешностям при расчёте потоко-распределения. Выбор одного из узлов в качестве балансирующего (БУ) и задание его неизменным модулем напряжения и представление остальных нагрузками с соответствующим знаком («минус») будет соответствовать приему из

смежного сетевого района или энергосистемы) даёт потокораспределение, близкое к действительному, но напряжения во многих узлах примыкания оказываются меньше реальных [290]. Представление узлов примыкания в виде элементов-нагрузок предполагает задание активной и реактивной мощностей и напряжения, которое необходимо для вычисления проводимости.

Решение возможно за счёт принятия в качестве БУ только небольшой части узлов примыкания. У В.В. Давыдова [74] подобный подход упоминается применительно к расчёту предельных по статической аperiodической устойчивости режимов. Коэффициенты в уравнениях СХН в узлах примыкания, представленных мощностью (УПМ), должны быть заданы с обратным знаком так, чтобы при повышении напряжения нагрузка в узле уменьшалась по модулю (и наоборот). При этом необходимо сформулировать практические рекомендации по выбору БУ. Как правило, в качестве БУ с неизменным напряжением в региональной энергосистеме удобнее всего задавать примерно 10–20% всех узлов примыкания в электрической сети одного класса напряжения.

В случае, если нагрузка УПМ, заданного активной и реактивной мощностью, получена по результатам контрольных замеров, может быть использовано следующее представление. Если для УПМ имеются эпизодические замеры мощности, то для оценки диапазона возможных режимных параметров других узлов и ветвей схемы можно воспользоваться заданием мощностей в виде нечётких чисел (рис. 4.15). Наиболее просто при этом использовать треугольную ФП. В роли моды нечёткого числа $\tilde{P}_{\text{УП}}$ или $\tilde{Q}_{\text{УП}}$ будет выступать измеренное значение мощности $\hat{P}_{\text{УП}} = P_{\text{УП,изм}}$ ($\hat{Q}_{\text{УП}} = Q_{\text{УП,изм}}$). Носитель может быть принят как $\text{supp}\tilde{P}_{\text{УП}} = \{\hat{P}_{\text{УП}} - \Delta_P, \hat{P}_{\text{УП}} + \Delta_P\}$ (аналогично для $\text{supp}\tilde{Q}_{\text{УП}}$), где Δ_P – погрешность задания (примерно 10%).

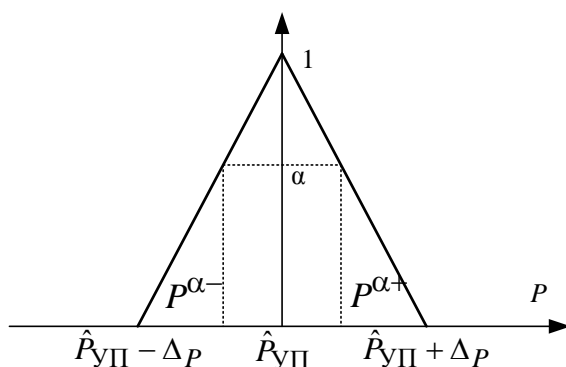


Рис. 4.15. Функция принадлежности для узла примыкания, заданного мощностью

Затем, задаваясь некоторым α -уровнем, выполняются расчёты режима для правой $P^{\alpha+}$ и для левой границы $P^{\alpha-}$ (при $Q^{\alpha+}$ и $Q^{\alpha-}$). В результате для каждой ветви i могут быть получены интервальные оценки $[P_i^{\alpha-}, P_i^{\alpha+}]$, $[Q_i^{\alpha-}, Q_i^{\alpha+}]$, $[I_i^{\alpha-}, I_i^{\alpha+}]$, для каждого узла $j - [U_i^{\alpha-}, U_i^{\alpha+}]$.

Таблица 4.5

Результаты расчёта мощностей в узлах примыкания

Наименование подстанции	$P_{изм}$, МВт	$Q_{изм}$, Мвар	$P_{расч}$, МВт	$Q_{расч}$, Мвар	δP , %	δQ , %
Шагол, 500 кВ	554,2	602	538,9	601,2	3	5
Кропачёво, 500 кВ	39,15	46,77	41,7	41,9	5	10
Козырево, 500 кВ	624,9	23,3	567	26,3	9	10
Кунашак, 220 кВ	136	697	149	738	8	5
Ново-Металлургическая, 220 кВ	51,8	54,9	48	50,1	5	7
Чебаркуль, 220 кВ	88,4	39,6	89,78	44,87	1	10

Результаты расчёта напряжений приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

Результаты расчёта напряжений

Наименование подстанции	$U_{изм}$, кВ	$U_{расч}$, кВ	δ , %
Козырево, 500 кВ	518,9	533,56	2,82
Кропачёво, 500 кВ	512	541,36	5,73
Приваловская, 500 кВ	517	514,45	0,49
Шагол, 500 кВ	516	522,35	1,23
Златоуст, 500 кВ	512,5	504,35	1,59
Челябинская, 500 кВ	510	507,44	0,5
Магнитогорская, 500 кВ	517	525,78	1,69
Смеловская, 500 кВ	512	523,45	2,23
Чебаркуль, 220 кВ	229,2	219,47	4,24
Ново-Металлургическая, 220 кВ	235	228,12	2,92
Кунашак, 220 кВ	224	234,69	4,96
Исаково, 220 кВ	228,7	222,95	2,51

Как видно из табл. 4.5 и 4.6, погрешность расчёта мощностей не превышает 10%, а напряжений – 6%, что можно считать приемлемым для поставленной задачи.

4.6. Расчёт потерь мощности в электрических сетях

Потери электроэнергии оказывают существенное влияние на технико-экономические показатели принятой схемы, так как стоимость потерь включается в расчётную стоимость и себестоимость передачи электрической энергии.

В условиях эксплуатации при управлении режимами наибольший интерес представляет величина отчётных потерь. Отчётные потери оцениваются как разность показаний счётчиков, учитывающих электроэнергию, поступившую в сеть и потреблённую электроприёмниками. Из отчётных потерь исключается расход электроэнергии на собственные нужды станций и сетей.

Разность отчётных потерь и потерь, полученных в результате расчётов, представляет собой небаланс или коммерческие потери [160]. Его значение зависит от точности расчётов и технических характеристик системы учёта. Поскольку значение коммерческих потерь не зависит от электрической нагрузки в СЭС, от выработки собственных электростанций и от уровней напряжения, при разработке оптимальных режимов удобнее учитывать составляющую, называемую техническими (физическими) потерями [159].

Определение потерь по результатам расчёта установившегося режима позволяет выделить участки сети с повышенным значением потерь и разработать мероприятия по их снижению.

Исходными данными для определения потерь являются параметры схемы замещения, данные об электрических нагрузках и результаты расчёта установившегося режима. Для линий электропередачи и реакторов потери в продольной ветви схемы замещения определяются как потери в элементах сети с сосредоточенным сопротивлением по известной формуле:

$$\Delta S = I^2 \dot{Z}, \quad (4.17)$$

где \dot{Z} – полное комплексное сопротивление ветви.

Формула (4.17) приведена применительно к расчёту по данным конца [159], что наиболее удобно при расчёте по параметрам установившегося режима. Определение потерь мощности в поперечной проводимости (потерь холостого хода) выполняется по формуле, учитывающей влияние напряжения:

$$\Delta S_{xx} = (\dot{E}_{\text{вн}} - \dot{U}_{\text{вн}})^2 \dot{Y}_{\text{вн}}. \quad (4.18)$$

Результаты расчёта потерь используются, в первую очередь, для оценки экономичности рассматриваемой схемы нормального режима, кроме того, такие расчёты должны проводиться при выводе в ремонт оборудования на длительный срок. Определение потерь является необходимой частью решения задачи получения оптимального режима.

4.7. Анализ вычислительного процесса по модифицированному методу последовательного эквивалентирования

Одной из основных проблем при разработке и использовании алгоритмов расчёта режимов электрических систем является проблема получения решения при задании нагрузок неизменной мощностью или СХН. Даже при существовании решения плохая сходимость итерационного процесса может привести к тому, что решение получено не будет. Для оценки сходимости алгоритма были проведены расчёты установившегося режима при разном количестве итераций для узлов нагрузки. Отдельно проводились расчёты с учётом и без учёта регулирующего эффекта нагрузки по напряжению. Полученные результаты сведены в табл. 4.7.

Таблица 4.7

Результаты расчёта при различном числе итераций

Итера- ция	$K_u(P)=0$ $K_u(Q)=0$	$K_u(P)=0,1$ $K_u(Q)=0$	$K_u(P)=0,5$ $K_u(Q)=0$	$K_u(P)=0,9$ $K_u(Q)=0$	$K_u(P)=0,5$ $K_u(Q)=0,8$
	1 (ряд 1)	2 (ряд 2)	3 (ряд 3)	4 (ряд 4)	5 (ряд 5)
1	2,72+j2,14	2,72+j2,14	2,72+j2,14	2,72+j2,14	2,72+j2,14
2	2,79+j2,19	2,78+j2,19	2,77+j2,19	2,75+j2,19	2,77+j2,17
3	2,80+j2,20	2,79+j2,20	2,77+j2,20	2,76+j2,20	2,78+j2,17
4	2,80+j2,20	2,79+j2,20	2,78+j2,20	2,76+j2,20	2,78+j2,17
5	2,80+j2,20	2,79+j2,20	2,78+j2,20	2,76+j2,20	2,78+j2,17
6	2,80+j2,20	2,79+j2,20	2,78+j2,20	2,76+j2,20	2,78+j2,17
7	2,80+j2,20	2,79+j2,20	2,78+j2,20	2,76+j2,20	2,78+j2,17

Как видно из табл. 4.7, сходимость достигается за 3–4 итерации. Процесс сходится к заданным значениям мощности нагрузки. В графическом виде процесс нахождения решения показан на рис. 4.16.

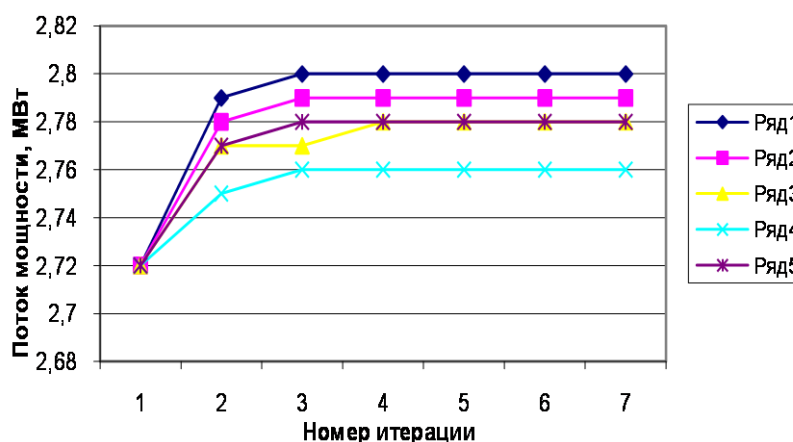


Рис. 4.16. Процесс отыскания решения

При оперативных расчётах ремонтных режимов большую роль играет время счёта. При трёх итерациях время расчёта установившегося режима применительно к схеме МЭУ, включающей в себя 1910 элементов расчётной схемы составило 3 секунды (процессор AMD Athlon A10), что является приемлемой величиной по условиям использования алгоритма. Время расчёта потерь мощности составляет дополнительно 7 с.

Учёт регулирующего эффекта нагрузки по напряжению в условиях работы системы электроснабжения параллельно с энергосистемой позволяет уточнить результаты расчёта потокораспределения и режима напряжений. Снижение расчётных суммарных потерь активной мощности в системе при значениях $K_u(P)=0,5$ и $K_u(Q)=0,8$ составило 1,8% (см. табл. 4.8).

Таблица 4.8

Значения потерь мощности в зависимости от степени учёта регулирующего эффекта нагрузки по напряжению

Степень учёта	Не учитывается	Только активной мощности по напряжению $K_u(P)=0,5$	Активной и реактивной мощности по напряжению $K_u(P)=0,5$ и $K_u(Q)=0,8$
Потери, МВА	33,7+j279	33,4+j276	33,1+j273
Уточнение по активной мощности	0%	0,8%	1,8%
Уточнение по реактивной мощности	0%	1,1%	2,2%

Кроме того, как видно из табл. 4.8, необходим одновременный учёт влияния напряжения на активную и на реактивную мощности нагрузки, поскольку это в равной мере влияет на величину потерь активной мощности.

Основные свойства метода сведены в табл. 4.9.

Таблица 4.9

Основные свойства предлагаемого метода

<p><u>Сходимость метода. Сопоставление с решением уравнений узловых напряжений методом Ньютона.</u></p>	<p><u>Систематическая погрешность расчета.</u> Сопоставление с методами эквивалентирования при упрощении уравнений состояния.</p>
<p>Отсутствует необходимость составления матрицы узловых проводимостей \dot{Y}_v и матрицы Якоби W. Следовательно, отсутствует проблема слабой заполненности и плохой обусловленности этих матриц при преобладании разомкнутых сетей (в этом случае якобиан системы уравнений установившегося режима близок к нулю и метод Ньютона может не сходиться). При этом обеспечивается гарантированное нахождение решения.</p>	<p>Нагрузка задаётся в расчёт проводимостью, рассчитываемой по мощности и напряжению. Эквивалентирование за счёт этого является строгой операцией преобразования пассивных цепей. Это значительно снижает погрешность эквивалентирования для участков схемы с нагрузочными узлами. Погрешность дополнительно снижается за счёт итерационной организации расчёта.</p>
<p>Расчёт напряжений непосредственно на каждом шаге развёртывания схемы и коррекция нагрузок, заданных проводимостями, по этим значениям позволяет уменьшить число итераций (3–4 итерации). Аналогично учёту напряжений при вычислении элементов главной диагонали матрицы Якоби для учёта нелинейности задающих токов.</p>	<p>Предусматривается обратный ход с определением параметров установившегося режима по результатам промежуточных преобразований схемы, полученных на прямом ходе. Преобразованная схема не имеет самостоятельного значения. Следовательно, отпадает необходимость соблюдения равенства мощностей источников и суммарных потерь мощности в исходной и преобразованной схемах.</p>

4.8. Выводы по главе 4

1. Для планирования эксплуатационных режимов оперативным персоналом систем электроснабжения разработан метод расчёта установившегося режима, использующий принципы последовательного эквивалентирования. Алгоритм предусматривает управление ходом эквивалентирования средствами компьютерной графики без предварительной ручной подготовки взаимосвязей между элементами СЭС. Используется единый способ представления всех элементов схемы СЭС независимо от их функционального назначения.

2. Использование обратного хода с одновременным определением напряжений и коррекцией нагрузок по вычисленным напряжениям на каждой итерации позволяет улучшить сходимость алгоритма.

3. Представление разомкнутых и замкнутых сетей по одному и тому же принципу даёт возможность использовать метод для расчёта большинства разновидностей эксплуатационных режимов систем электроснабжения при нескольких узлах примыкания к энергосистеме и нескольких собственных источниках электроэнергии.

4. Для уточнённого расчёта режимов СЭС крупных предприятий на высших уровнях напряжения (220–500 кВ) предлагается выполнять расчёт совместно с прилегающими сетями региональной энергосистемы. При этом часть узлов примыкания к смежным сетям предлагается задавать в виде балансирующих узлов, часть – в виде нагрузки с соответствующим знаком.

5. Алгоритм расчёта установившихся режимов может быть использован для расчёта потерь активной мощности при разработке нормальных, ремонтных и оптимальных режимов системы электроснабжения. Потери холостого хода при этом определяются с учётом напряжений в узлах сети.

5. СНИЖЕНИЕ ЗАТРАТ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ПОТЕРЯМИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

В пятой главе рассмотрены вопросы, связанные с повышением экономических показателей СЭС при передаче электроэнергии.

Первая часть пятой главы посвящена экономически целесообразному регулированию напряжения на главных понизительных подстанциях и подстанциях глубокого ввода 35-220/3-10 кВ промышленного предприятия по критерию минимума стоимости потерь электроэнергии в сетях напряжением 3-10 кВ за счёт изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов с устройствами РПН. При неавтоматическом регулировании по такому критерию необходима оперативная оценка потерь, зависящих от распределения нагрузки между отходящими фидерами ГПП или ПГВ (далее, если не требуется уточнение, – ГПП). Предложено два способа учёта токораспределения между отходящими присоединениями при выборе положения РПН: 1) при преобладании технологически связанных потребителей и при отсутствии телеизмерений на ГПП – за счёт использования типовых таблиц (кривых) потерь мощности от уровня напряжения на РУ НН, предварительно построенных для каждой ГПП, что может быть реализовано при отсутствии вычислительной техники на подстанции; 2) в более сложных случаях – при наличии телеизмерений и вычислительной техники (АРМ дежурного) на подстанции – за счёт использования аналитических зависимостей суммарных потерь мощности в сети НН ГПП.

Отмечена недостаточная наблюдаемость сетей, питающихся от цеховых РП 3-10 кВ. Предложено учитывать распределение нагрузки между отходящими от РП присоединениями на основе контрольных замеров графиков нагрузки с учётом неопределённости по одному из критериев теории игр – критерию Лапласа.

Для учёта износа РПН при определении необходимости изменения по-

ложения предложена и рассмотрена методика, основанная на характеристиках жизненного цикла актива (ЖЦА) и позволяющая определить количество операций, по истечении которого эксплуатация РПН становится экономически нецелесообразной.

Вторая часть пятой главы посвящена вопросам снижения затрат, обусловленных обеспечением электроэнергией потребителей-субабонентов СЭС промышленного предприятия с собственной генерацией. Разработан метод определения стоимости потерь электроэнергии в СЭС при различных технико-экономических характеристиках источников питания. Разработаны алгоритмы определения вклада источников питания и потребителей-субабонентов в потокраспределение и в потери активной мощности с целью разработки мероприятий по предотвращению переноса стоимости потерь электроэнергии с субабонентов на собственных потребителей предприятия-ТСО при планировании эксплуатационных режимов.

5.1. Актуальность задачи

На большинстве крупных предприятий электрические сети имеют несколько уровней напряжения – от 3–10 кВ до 110–220 кВ и, соответственно, несколько ступеней трансформации, а также сложнзамкнутую конфигурацию на уровне 110–220 кВ, актуальной является задача управления режимами таких сетей не только по техническим, но и по экономическим критериям. Это возможно как за счёт выбора рациональной конфигурации сети, так и за счёт оптимального регулирования напряжения, рассмотренного далее. Поскольку крупные предприятия со сложным электросетевым комплексом часто имеют статус территориальных сетевых организаций, при планировании их режимов необходимо учитывать факторы, связанные с покупкой потерь у ЭСК, компенсацией стоимости потерь со стороны потребителей ЭСК, присоединенных к сетям предприятия, а также корректной оценкой стоимости потерь в этих сетях и предложениями по формированию индивидуальных тарифов для взаиморасчётов со смежными сетевыми организациями.

5.2. Снижение потерь активной мощности при регулировании напряжения в распределительных сетях 3–10 кВ

5.2.1. Постановка задачи

При регулировании напряжения в системах электроснабжения промышленных предприятий при помощи РПН силовых трансформаторов главных понизительных подстанций и подстанций глубокого ввода напряжением 35-220/3-10 кВ, функционирующих как в ручном, так и в автоматическом режиме, необходимо учитывать наряду с допустимыми уровнями напряжения требование снижения потерь мощности в сети. Это в особенности важно для предприятий чёрной металлургии, у которых доля энергозатрат в себестоимости продукции высока, в связи с чем политика в области энергосбережения на таких предприятиях чрезвычайно ужесточилась.

Необходимо отметить, что СЭС крупных промышленных предприятий расположены на небольшом электрическом удалении от основных сетей энергосистем, в связи с чем уровень напряжения в СЭС в существенной мере определяется уровнями напряжения на системных подстанциях. Вследствие этого использование потребительских компенсирующих устройств и синхронных двигателей для регулирования напряжения неэффективно.

Заводские распределительные сети, питающиеся с шин 3-10 кВ ГПП или ПГВ (далее – ГПП), образованы чаще всего кабельными линиями большой суммарной протяженности, и трансформаторами 3-10/0,4 кВ, находящимися, как правило, на балансе технологических цехов, а также трансформаторами 10/3-6 кВ, принадлежащими цеху сетей и подстанций (или аналогичному). Таким образом, при выборе ответвлений РПН необходимо учитывать влияние потерь холостого хода на суммарные потери мощности. Кроме того, статические характеристики активной и реактивной нагрузки по напряжению цеховых потребителей (СХН) чрезвычайно разнообразны и во многом определяют характер зависимости нагрузочных потерь от напряжения, причём увеличению напряжения в зависимости от вида СХН может соответствовать

как снижение нагрузочных потерь, так и их увеличение. Вывод в ремонт как технологических агрегатов, так и элементов сети также будет влиять на вид зависимости $\Delta P_{\Sigma}(U_{\text{НН}})$.

Для осуществления ручного регулирования при отсутствии вычислительной техники на подстанции желательно иметь табличные значения номера ответвления в зависимости от токовой нагрузки обмотки НН трансформатора $N_{\text{тр}}(I_{\text{НН}})$. Такие значения должны быть приведены для каждого наиболее вероятного оперативного состояния сети НН. Для получения таких таблиц (или семейств кривых) необходимо выполнить серию расчётов установившихся режимов по расчётной схеме сети НН интересующей ГПП при различных значениях $N_{\text{тр}}$ и изменении $I_{\text{НН}}$ во всём возможном диапазоне, корректируя нагрузку всех присоединений одновременно.

5.2.2. Определение недостающих данных при суточном регулировании напряжения на заводских подстанциях при учёте критерия минимума потерь активной мощности

Устройства РПН для диспетчера электрических сетей чаще всего являются ненаблюдаемыми и неуправляемыми, существующие алгоритмы АРНТ не предусматривают учёт величины потерь мощности в сетях низшего напряжения; кроме того, большинство АРНТ выведено из действия. Следовательно, без оснащения РПН устройствами телерегулирования и телесигнализации возможно только ручное регулирование напряжения оперативным персоналом подстанций. Однако в этом случае необходима оперативная оценка потерь, которая может быть выполнена только группой режимов при наличии соответствующего программного обеспечения, т.к. суммарные потери определяются нагрузкой каждого из присоединений в отдельности и не могут быть определены только по суммарной нагрузке. Оперативный персонал может в рамках своих должностных обязанностей пользоваться составленными заранее таблицами или семействами кривых, отражающими зависимость оптимального уровня напряжения на шинах НН подстанции от нагрузки транс-

форматора и от её распределения между присоединениями на низшем напряжении при различных оперативных состояниях сети НН.

Практически для всех подстанций глубокого ввода и для большинства главных понизительных подстанций количество таких кривых можно существенно сократить за счёт учёта следующих особенностей промышленных потребителей:

1) все присоединения, относящиеся к одному технологическому агрегату или непрерывной технологической линии (прокатный стан, агрегат цинкования, агрегат резки листа и т.д.), находятся в отключенном состоянии в одно и то же время. При этом остаются в работе только те присоединения, по которым питаются еще и соответствующие общецеховые электроприемники (освещение, вентиляция, грузоподъемные механизмы и т.д.); нагрузка их при этом значительно снижается;

2) в плановом ремонте может находиться только одна линия сети НН; это зачастую совмещают с ремонтом технологических агрегатов;

3) нагрузка технологически взаимосвязанных присоединений изменяется практически одновременно и пропорционально их суммарной нагрузке;

4) как правило, с шин ГПП питаются объекты энергохозяйства (насосные, компрессорные, котельные и т.д.), распределённые по территории предприятия. Они запитаны по отдельным фидерам, нагрузка которых практически неизменна в течение сезона года и связана в основном с температурой наружного воздуха (при этом изменяется состав работающих агрегатов; у компрессоров также изменяется расход электроэнергии при заданной производительности).

Таким образом, для ПГВ часто достаточно выделить группу присоединений ГП-1, образованную технологически взаимосвязанными электроприемниками и формирующую переменную часть графика нагрузки трансформатора, и группу присоединений ГП-2, образованную потребителями с неизменной нагрузкой, формирующую базовую часть графика. При этом нагрузку ГП-1 можно определить пропорционально разности нагрузок трансформа-

тора и ГП-2, токораспределение между фидерами может быть принято на основе предварительной обработки графиков по активной и реактивной мощности за аналогичный период. Поскольку ГПП могут питать несколько независимых групп технологически взаимосвязанных потребителей (например, подстанция №64 МЭУ, питающая сортовой и листопрокатный цеха, обеспечивает электроснабжение трех сортовых («170», «370», «450») и двух толстолистовых («2350», «4500») станков), необходимо выделять группы присоединений ГП-1а, ГП-1б и т.д. Внутри этих групп необходимо иметь коэффициенты токораспределения между присоединениями, соответствующие нормальной работе технологической линии и её текущему ремонту. Кроме того, требуются коэффициенты токораспределения между группами ГП-1, соответствующие возможным сочетаниям работающих и выведенных в ремонт агрегатов. Учитывая, что в плановом ремонте в цехе может находиться один стан, для приведенного случая таких сочетаний будет 12.

В более сложных случаях требуется учитывать текущее токораспределение, при этом оперативная оценка потерь может быть выполнена при наличии на подстанции ПК достаточно простым способом.

В случае, когда в отчётные потери цеха входят потери в линиях и трансформаторах второй ступени распределения (пример для ММК – ПС-95, от которой выполнены вводы на распределительные подстанции доменного цеха – №№ 2, 7, 34, 93 и коксохимического производства – №№ 3, 20, 20а, 20а, 70 и др.; на них также имеются ступени трансформации 10/6 кВ и 10/3 кВ), ситуация усложняется, поскольку фидера распределительных подстанций являются ненаблюдаемыми для дежурного ГПП. Как правило, на таких подстанциях снимаются показания счётчиков активной энергии – чаще всего, в начале и в конце смены – дважды в сутки, на некоторых объектах по местным инструкциям через 2 или 4 часа. Периодически в течение суток вручную снимаются показания счётчиков каждый час (при полной загрузке производства). В этом случае, учитывая, что графики реактивных нагрузок цеховых электроприемников, как правило, подобны по форме графикам активных на-

грузок, приходится использовать вместо коэффициентов токораспределения коэффициенты распределения электроэнергии (КРЭ), рассчитанные по суточному или сменному расходу электроэнергии для характерных суток.

Недостатком при этом является сложность учёта оперативного состояния присоединений, отходящих от цеховых РП, однако для внутрицеховых сетей практически всегда плановые ремонты КЛ и оборудования РУ совмещаются с ремонтом технологического оборудования и отражаются в графике ТОиР цеха электросетей. Кроме того, при работе технологического участка, линии, крупного агрегата все соответствующие ему присоединения включены; при остановке объекта все присоединения отключаются оперативным персоналом цеха электросетей или неэлектротехническим персоналом производственного цеха (операторы станков, машинисты насосных и компрессорных, нагревательщики печей прокатных цехов и т.д) со своих рабочих мест.

При определении коэффициентов K_{WP} по балансам электроэнергии за несколько суток возможно появление неоднозначности сочетаний $K_{WP1(i)}$, $K_{WP2(i)}$, ..., $K_{WPn(i)}$, полученных для разных суток i . Неопределённость предлагается учесть [270] при помощи критерия Лапласа (критерия недостаточного основания) – одного из критериев, характеризующего «игры с природой» в теории игр. Этот критерий характеризует случай, когда лицо, принимающее решения (ЛПР), считает, что при выборе любой стратегии возможные состояния природы равновероятны. В данной задаче выбранная стратегия будет определяться напряжением на шинах ГПП, состояние природы – одним из сочетаний КРЭ для каждой из секций РП второй степени распределения. Обозначим через $\Xi_i = \{K_{WP1(i)}; K_{WP2(i)}; \dots; K_{WPn(i)}\}$ сочетание КРЭ, взятое по i -м суткам (количество таких сочетаний L). Тогда будем иметь платёжную матрицу такого вида, как показано в табл. 5.1.

В табл. 5.1 строки соответствуют возможным значениям напряжения, столбцы – сочетаниям КРЭ. Исходом стратегии являются суммарные потери мощности. В качестве цены стратегии принято максимальное значение потерь, в качестве цены игры – минимальная цена стратегии. К реализации

принимается уровень напряжения, для которого эта цена стратегии получена.

Таблица 5.1

Общий вид платёжной матрицы

Стратегия (уровень U)	Состояние природы (сочетание КРЭ)							Цена стратегии (по критерию Лапласа)
	Ξ_1	Ξ_2	...	Ξ_i	...	Ξ_{I-1}	Ξ_I	
U_1	$\Delta P_{\Sigma 1,1}$	$\Delta P_{\Sigma 1,2}$...	$\Delta P_{\Sigma 1,i}$...	$\Delta P_{\Sigma 1,I-1}$	$\Delta P_{\Sigma 1,I}$	$W_1 = \text{med}_i \{ \Delta P_{\Sigma 1,i} \}$
U_2	$\Delta P_{\Sigma 2,1}$	$\Delta P_{\Sigma 2,2}$...	$\Delta P_{\Sigma 2,i}$...	$\Delta P_{\Sigma 2,I-1}$	$\Delta P_{\Sigma 2,I}$	$W_2 = \text{med}_i \{ \Delta P_{\Sigma 2,i} \}$
...
U_j	$\Delta P_{\Sigma j,1}$	$\Delta P_{\Sigma j,2}$...	$\Delta P_{\Sigma j,i}$...	$\Delta P_{\Sigma j,I-1}$	$\Delta P_{\Sigma j,I}$	$W_j = \text{med}_i \{ \Delta P_{\Sigma j,i} \}$
...
U_{J-1}	$\Delta P_{\Sigma J-1,1}$	$\Delta P_{\Sigma J-1,2}$...	$\Delta P_{\Sigma J-1,i}$...	$\Delta P_{\Sigma J-1,I-1}$	$\Delta P_{\Sigma J-1,I}$	$W_{J-1} = \text{med}_i \{ \Delta P_{\Sigma J-1,i} \}$
U_J	$\Delta P_{\Sigma J,1}$	$\Delta P_{\Sigma J,2}$...	$\Delta P_{\Sigma J,i}$...	$\Delta P_{\Sigma J,I-1}$	$\Delta P_{\Sigma J,I}$	$W_J = \text{med}_i \{ \Delta P_{\Sigma J,i} \}$
Цена игры								$W = \min_{j=1,J} W_j$

5.2.3. Оперативное определение оптимальных напряжений при отсутствии телеизмерений на подстанции и в сети низшего напряжения

В качестве примера рассмотрим подстанцию 110/10 кВ №41 ПАО «ММК» с двумя трансформаторами по 80 МВА, на которых предусмотрен стандартный диапазон регулирования $\pm 9 \times 1,78\%$. В распределительной сети низшего напряжения подстанции 10 кВ имеются дополнительные ступени трансформации 10/6 кВ и 10/3 кВ, обеспечивающие питание высоковольтной двигательной нагрузки. Основными потребителями подстанции являются подразделения цехов горячей и холодной прокатки (ЛПЦ-4 и ЛПЦ-5), кислородного цеха (компрессорная станция №6), цеха водоснабжения и паросилового цеха. Нагрузка подстанции весьма разнородная, поскольку среди потребителей есть как спокойная нагрузка (компрессорная, котельная), так и резкопеременная: двухклетевой реверсивный стан ЛПЦ-5. Наибольший интерес представляют сети, запитанные от трансформатора Т-2, поскольку они включают в себя как кабельные линии, так и трансформаторы 10/6 кВ и 10/3 кВ, вносящие значительную долю потерь холостого хода в суммарные потери активной мощности. Упрощённая схема показана на рис. 5.1.

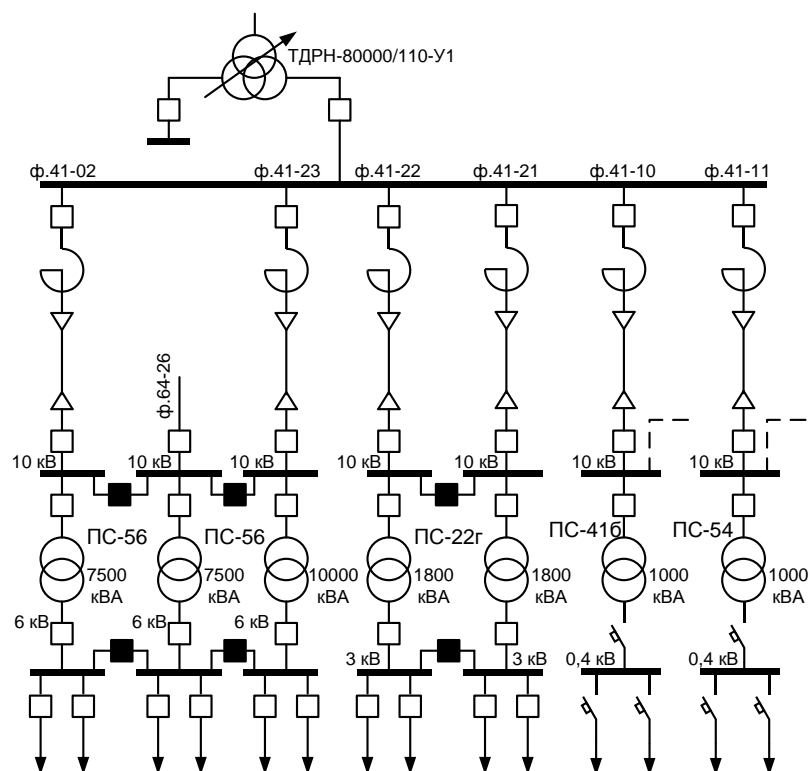


Рис. 5.1. Упрощённая схема распределительной сети

Будем нагрузку задавать в расчёт своими статическими характеристиками по напряжению (СХН) в форме [84]:

$$P_{\text{нагр}i} = P_{\text{ном}i} (a_0 + a_1 U_* + a_2 U_*^2); \quad (5.1)$$

$$Q_{\text{нагр}i} = Q_{\text{ном}i} (b_0 + b_1 U_* + b_2 U_*^2), \quad (5.2)$$

где $P_{\text{ном}i}$, $Q_{\text{ном}i}$ – активная и реактивная мощности присоединения i при напряжении, соответствующем нормальному режиму;

U_* – относительное значение напряжения на шинах подстанции;

$a_0, a_1, a_2, b_0, b_1, b_2$ – коэффициенты СХН.

Суммарные потери активной мощности будут определяться как:

$$\pi = G_x U_{\text{НН}}^2 + \frac{1}{U_{\text{НН}}^2} \sum_{i=1}^n r_{\text{пр}i} P_{\text{нагр}i}^2 + \frac{1}{U_{\text{НН}}^2} \sum_{i=1}^n r_{\text{пр}i} Q_{\text{нагр}i}^2, \quad (5.3)$$

где G_x – эквивалентная проводимость холостого хода;

$r_{\text{пр}i}$ – сопротивление продольной ветви схемы замещения присоединения i .

Построение кривых потерь мощности, необходимых для экспресс-расчета, выполняется по алгоритму, представленному на рис. 5.2. В качестве исходных данных используются: параметры линий, трансформаторов, а также активные и реактивные нагрузки присоединений. При отсутствии учёта реактивной энергии на отходящих линиях следует руководствоваться коэффициентом реактивной мощности $\text{tg}\varphi$, определённым на вводе от трансформатора. Потери рассчитываются в диапазоне напряжений от U_{\min} до U_{\max} . Здесь U_{\min} соответствует напряжению электрических сетей; U_{\max} – максимальное рабочее напряжение для электрооборудования.

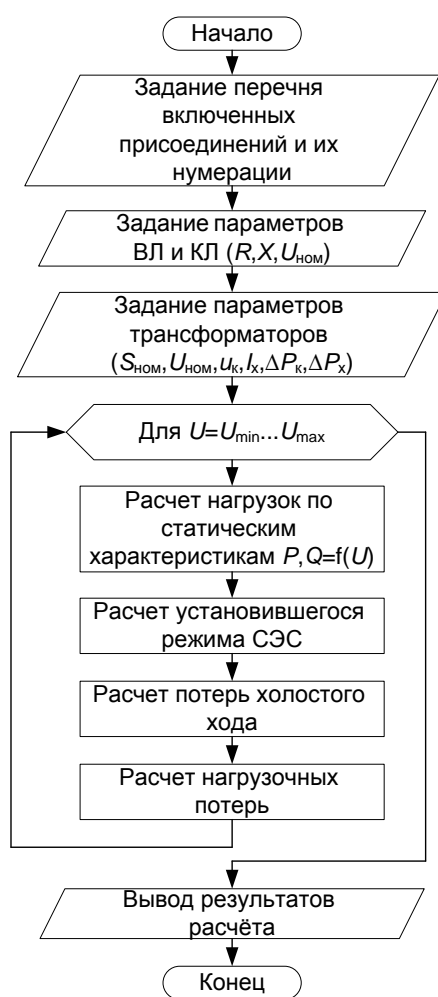


Рис. 5.2. Алгоритм создания расчётных кривых

Для определения оптимального напряжения необходимо:

- 1) определить величину активной мощности на вводе от трансформатора;
- 2) выбрать режим работы по величине нагрузки и соответствующую ему кривую;

3) воспользоваться семейством кривых и определить оптимальный уровень напряжения по критерию минимума потерь активной мощности.

Применение таких кривых возможно лишь при условии одинакового характера изменения нагрузки по присоединениям, что достаточно часто имеет место на подстанциях промышленных предприятий, в первую очередь, на подстанциях глубокого ввода. Для рассматриваемого случая графики нагрузок присоединений показаны на рис. 5.3. Схожесть графиков нагрузки объясняется технологической взаимосвязью.

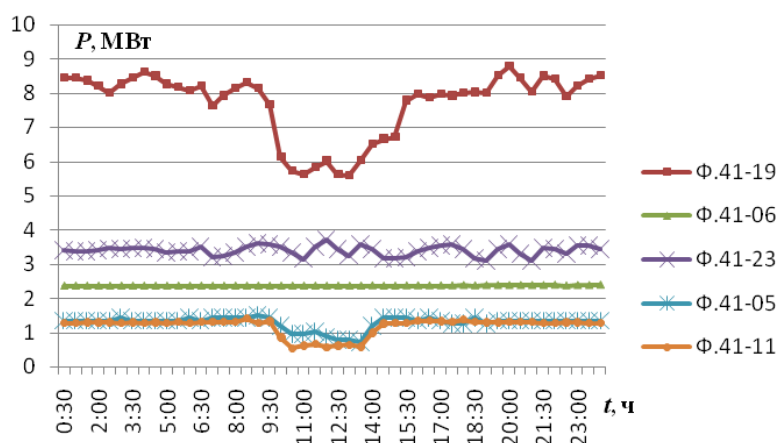


Рис. 5.3. Графики нагрузки кабельных линий 10 кВ

Семейство кривых потерь холостого хода и нагрузочных потерь для различных значений нагрузки приведено на рис. 5.4.

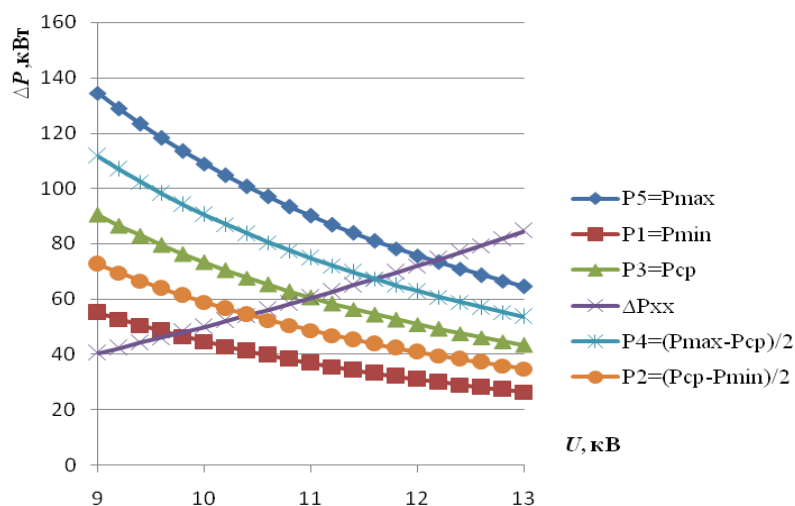


Рис. 5.4. Зависимости потерь активной мощности от напряжения

На рис. 5.4 максимальная, средняя и минимальная нагрузка соответству-

ет графику на рис. 5.3.

Рассмотрим влияние оперативного состояния сетей НН на полученное семейство кривых. При выводе в ремонт наиболее мощного присоединения максимум суммарного графика снижается с 8,8 МВт до 6,92 МВт. Отклонение кривой нагрузочных потерь, получаемое при этом, показано на рис. 5.5. Смещение кривой составляет около 6%, что позволяет использовать как при нормальной схеме, так и при отключении одного из фидеров одно и то же семейство кривых. Плановые ремонты оборудования нескольких присоединений одновременно действующим планом-графиком не предусматриваются.

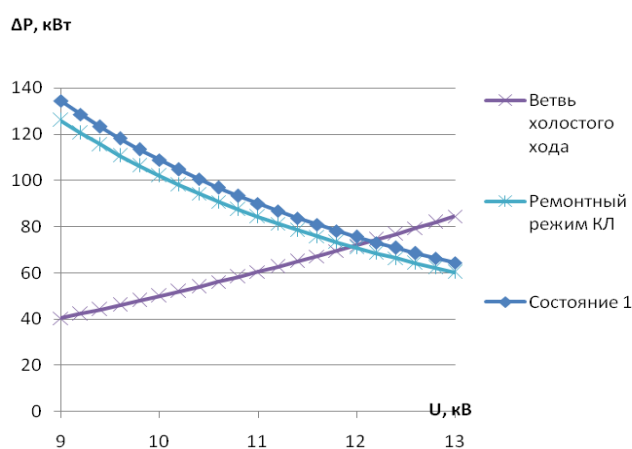


Рис. 5.5. Смещение кривой нагрузочных потерь при выводе в ремонт кабельной линии

5.2.4. Оперативное определение оптимальных напряжений при наличии телеизмерений на подстанции

Рассмотрим случай, показанный на рис. 5.6, когда РУ НН подстанции оснащено контроллерами присоединений ТИ–ТС, информация отображается на АРМ дежурного. Подстанции второго уровня распределения, как правило, оснащены ТИ только на вводе, на отходящих фидерах имеется только ТС. Таким образом, мы располагаем следующей информацией:

- 1) известны технические данные оборудования (и параметры схемы замещения);
- 2) известно текущее оперативное состояние схемы как ГПП, так и РП по данным всех ТС;
- 3) известна токовая нагрузка каждого фидера ГПП;

Здесь принято, что $I_{1-1} = K_{WP2-1}I_{2-1} + \dots + K_{WP2-n}I_{2-n}$.

Зададимся условием неизменности мощности нагрузки. При некотором новом уровне напряжения $U_{\text{нов}}$ получим:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{нов}} = & 3 \frac{U_{\text{факт}}^2}{U_{\text{нов}}^2} I_{1-1}^2 R_{1-1} + \frac{U_{\text{нов}}^2}{U_{\text{ном}}^2} (\Delta P_{x2-1} + \dots + \Delta P_{x2-n}) + \\ & + 3I_{1-1}^2 (K_{WP2-1}^2 R_{2-1} + \dots + K_{WP2-n}^2 R_{2-n}) + K_{WP2-1}^2 \Delta P_{к2-1} + \dots + K_{WP2-n}^2 \Delta P_{к2-n}. \end{aligned} \quad (5.5)$$

Определим оптимальный уровень напряжения $U_{\text{нов}}$. Для этого продифференцируем правую часть выражения по $U_{\text{нов}}$ и приравняем её к нулю:

$$-6U_{\text{нов}}^{-3} U_{\text{факт}}^2 I_{1-1}^2 R_{1-1} + 2U_{\text{нов}} \frac{\Delta P_{x2-1} + \dots + \Delta P_{x2-n}}{U_{\text{ном}}^2} = 0, \quad (5.6)$$

или

$$-3U_{\text{факт}}^2 I_{1-1}^2 R_{1-1} + U_{\text{нов}}^4 \frac{\Delta P_{x2-1} + \dots + \Delta P_{x2-n}}{U_{\text{ном}}^2} = 0. \quad (5.7)$$

Отсюда получаем оптимальное значение:

$$U_{\text{нов,опт}} = \sqrt[4]{\frac{3U_{\text{факт}}^2 U_{\text{ном}}^2 I_{1-1}^2 R_{1-1}}{\Delta P_{x2-1} + \dots + \Delta P_{x2-n}}}. \quad (5.8)$$

Это выражение верно для одного отходящего от ГПП фидера, питающего секцию РП (в данном случае 1-1). При этом принято, что телеизмерение напряжения со стороны РП отсутствует. Для нескольких присоединений ГПП, рассуждая аналогичным образом, получаем:

$$U_{\text{нов,опт}} = \sqrt[4]{\frac{3U_{\text{факт}}^2 U_{\text{ном}}^2 (I_{1-1}^2 R_{1-1} + \dots + I_{1-m}^2 R_{1-m})}{\Delta P_{x2-1} + \dots + \Delta P_{x2-N}}}, \quad (5.9)$$

где N – общее количество присоединений всех РП, питающихся от ГПП.

При этом в (5.9) не вошли значения КРЭ.

Рассмотрим случай задания СХН полиномами второй степени. Примем, что в объём телеизмерений на подстанции входят активная и реактивная на-

грузки отходящих фидеров. Тогда необходимо привести измеренные значения $P_{1-1\text{факт}}$ и $Q_{1-1\text{факт}}$ к номинальному напряжению:

$$P_{1-1\text{ном}} = \frac{P_{1-1\text{факт}}}{a_2 \left(\frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + a_1 \frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} + a_0}; \quad (5.10)$$

$$Q_{1-1\text{ном}} = \frac{Q_{1-1\text{факт}}}{b_2 \left(\frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + b_1 \frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} + b_0}. \quad (5.11)$$

Значения нагрузки при новом напряжении:

$$P_{1-1\text{нов}} = P_{1-1\text{факт}} \frac{a_2 \left(\frac{U_{\text{нов}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + a_1 \frac{U_{\text{нов}}}{U_{\text{ном}}} + a_0}{a_2 \left(\frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + a_1 \frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} + a_0}; \quad (5.12)$$

$$Q_{1-1\text{нов}} = Q_{1-1\text{факт}} \frac{b_2 \left(\frac{U_{\text{нов}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + b_1 \frac{U_{\text{нов}}}{U_{\text{ном}}} + b_0}{b_2 \left(\frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 + b_1 \frac{U_{\text{факт}}}{U_{\text{ном}}} + b_0}; \quad (5.13)$$

$$I_{1-1\text{нов}} = \frac{\sqrt{P_{1-1\text{нов}}^2 + Q_{1-1\text{нов}}^2}}{\sqrt{3} U_{\text{нов}}}. \quad (5.14)$$

Новое значение потерь:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{нов}} = & 3I_{1-1\text{нов}}^2 (U_{\text{нов}})R_{1-1} + 3K_{WP2-1}^2 I_{1-1\text{нов}}^2 (U_{\text{нов}})R_{2-1} + \left(\frac{U_{\text{нов}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \Delta P_{x2-1} + K_{WP2-1}^2 \Delta P_{k2-1} + \dots + \\ & + 3K_{WP2-n}^2 I_{1-1\text{нов}}^2 (U_{\text{нов}})R_{2-n} + \left(\frac{U_{\text{нов}}}{U_{\text{ном}}} \right)^2 \Delta P_{x2-n} + K_{WP2-n}^2 \Delta P_{k2-n}. \end{aligned} \quad (5.15)$$

В (5.15) принято, что значения КРЭ не зависят от напряжения. Аналитическое дифференцирование выражения (5.15) чрезвычайно трудоемко, по-

этому целесообразнее выполнить поиск экстремума каким-либо численным методом одномерного поиска глобального экстремума, учитывая ограничения по напряжению в пределах от $U_{ном}$ до $U_{max\ раб}$ с учётом технологических особенностей потребителей. В качестве такого метода принят метод золотого сечения (см. п.2.3.2).

На рис. 5.7 показан фрагмент схемы подстанции №2 ЦЭСиП ММК 10/3 кВ, питающейся от ПС-95 напряжением 110/10 кВ.

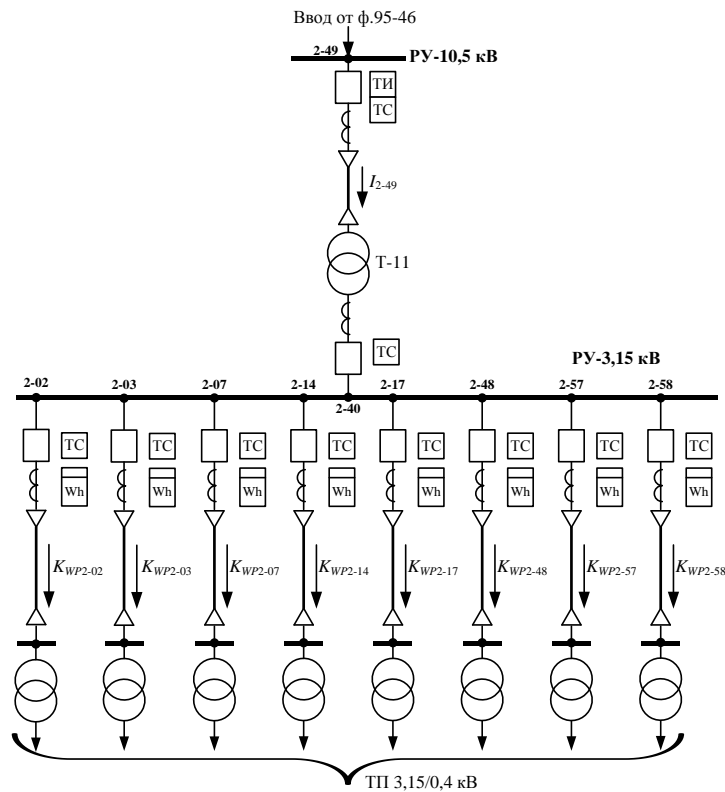


Рис. 5.7. Фрагмент схемы подстанции 10/3 кВ, ненаблюдаемой для дежурного ГПП

Значения КРЭ для присоединений 3 кВ (рис. 5.7) приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Параметры режима отходящих линий

Номер фидера	2-02	2-03	2-07	2-14	2-17	2-48	2-57	2-58
P , МВт	1,11	0,73	1,80	0,47	1,05	2,5	0,55	2,20
КРЭ	0,107	0,070	0,173	0,045	0,101	0,240	0,053	0,211

Платёжная матрица для схемы на рис. 5.7 приведена в табл. 5.3.

Платёжная матрица для подстанции 10/3 кВ

Уровень напряжения, кВ	Сочетание КРЭ / Потери мощности, кВт								Цена стратегии, кВт
	Ξ_1	Ξ_2	Ξ_3	Ξ_4	Ξ_5	Ξ_6	Ξ_7	Ξ_8	
10,1	43,78	60,15	61,01	54,16	61,48	60,71	42,06	56,28	53,88
10,3	43,93	60,08	60,93	54,14	61,39	60,63	42,15	56,25	53,88
10,5	44,09	60,01	60,86	54,13	61,31	60,55	42,25	56,22	53,87
10,7	44,25	59,95	60,79	54,12	61,24	60,49	42,34	56,19	53,88
10,9	44,41	59,89	60,73	54,11	61,17	60,43	42,44	56,16	53,88
Цена игры									53,87

Цена игры по табл. 5.3 составляет 53,87 кВт, что соответствует напряжению 10,5 кВ.

При незначительном допустимом диапазоне изменения напряжения возможно задание СХН линейными моделями [23]. В этом случае нагрузка характеризуется регулируемыми эффектами по напряжению K_{PU} , K_{QU} :

$$P_{1-1\text{ном}} = \frac{P_{1-1\text{факт}}}{1 + K_{PU} \frac{U_{\text{факт}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}}}, \quad (5.16)$$

отсюда

$$P_{1-1\text{нов}} = P_{1-1\text{факт}} \frac{1 + K_{PU} \frac{U_{\text{нов}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}}}{1 + K_{PU} \frac{U_{\text{факт}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}}}. \quad (5.17)$$

Аналогично для реактивной мощности:

$$Q_{1-1\text{нов}} = Q_{1-1\text{факт}} \frac{1 + K_{QU} \frac{U_{\text{нов}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}}}{1 + K_{QU} \frac{U_{\text{факт}} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}}}. \quad (5.18)$$

Новое значение потерь активной мощности далее рассчитывается по (5.15). Нахождение минимума также может быть выполнено одним из методов одномерного поиска.

При учёте СХН слагаемые вида $3K_{WP2-k}^2 I_{1-нов}^2 (U_{нов}) R_{2-k}$ в формуле (5.15), определяющие нагрузочные потери в отходящих от РП линиях, также будут зависеть от напряжения.

Ожидаемый экономический эффект от внедрения предлагаемой методики определяется снижением стоимости потерь электроэнергии $\Delta C_{\Delta w}$ в промышленных сетях 10 кВ и ниже. Графики потерь мощности за характерные зимние сутки для подстанции №41 при отсутствии оптимального регулирования напряжения (при поддержании на шинах $U=10,5$ кВ) и при его использовании показаны на рис. 5.8 и рис. 5.9 соответственно. Для рис. 5.9 принято, что напряжение поддерживается равным 10,1 кВ с 14:00 по 15:00, в остальное время – 11,5 кВ.

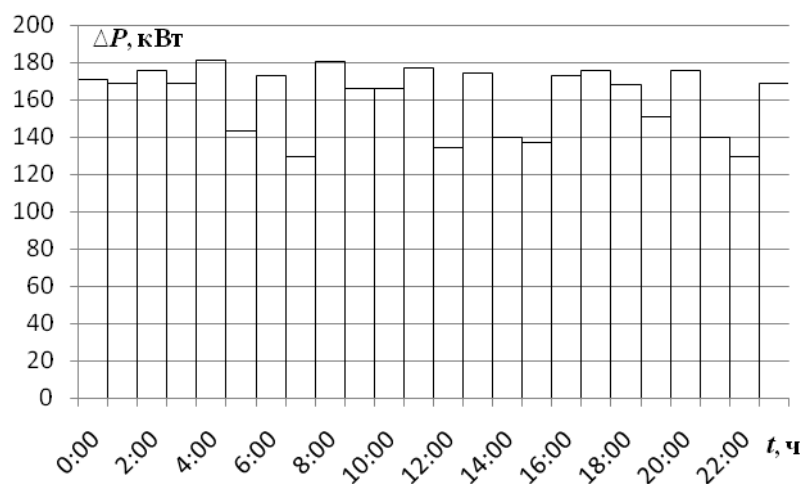


Рис. 5.8. График потерь мощности без оптимального регулирования напряжения

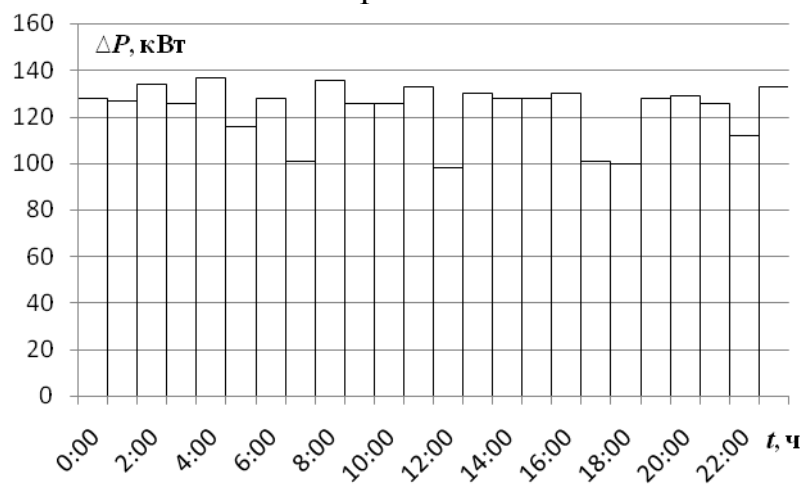


Рис. 5.9. График потерь мощности с использованием предлагаемой методики

Годовые потери электроэнергии рассчитывались исходя из летнего снижения нагрузки до 85% от зимнего значения при количестве летних суток 152 и зимних суток – 213 (климатическая зона Урала). До внедрения расчётные потери

$$\Delta W'_{год} = 152 \Delta W'_{сут.лет} + 213 \Delta W'_{сут.зим} = 152 \cdot 500,2 + 213 \cdot 824,7 = 251,7 \text{ МВт}\cdot\text{ч};$$

после внедрения –

$$\Delta W''_{год} = 152 \Delta W''_{сут.лет} + 213 \Delta W''_{сут.зим} = 152 \cdot 382,4 + 213 \cdot 630,4 = 192,4 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Таким образом, ожидаемый экономический эффект составляет

$$\Delta C_{\Delta W} = (\Delta W'_{год} - \Delta W''_{год}) C_{ЭЭ} = (251,7 - 192,4) \cdot 2,66 \cdot 1000 = 0,18 \text{ млн руб. в год.}$$

При количестве понизительных подстанций порядка 50 (для крупного промышленного объекта) эта величина в целом по предприятию составит около 9 млн руб. в год.

5.2.5. Учёт износа РПН при суточном регулировании напряжения в заводских распределительных сетях 3–10 кВ

В распределительных сетях промышленных предприятий РПН понизительных трансформаторов 35–220/3–10 кВ в настоящее время при суточном ведении режима задействуются достаточно редко, что обусловлено значительным их износом и необходимостью проведения дополнительных работ по графику ТОиР. Тем не менее суточное регулирование напряжения, наряду с обеспечением показателей качества электроэнергии, позволяет снизить потери мощности в сетях 3–10 кВ, что весьма важно при реализации энергосберегающих программ на энергоёмких предприятиях. В этом случае необходимо оценивать экономические последствия от снижения срока службы РПН, что может быть реализовано в виде дополнительного критерия оценки с размерностью времени или количества операций [298].

В работе [150] для оценки целесообразности эксплуатации оборудования использовано понятие «жизненный цикл актива» (ЖЦА), соответствующее периоду, в течение которого прибыль производства будет неотрицательна.

Прибыль производства определяется следующим образом:

$$S = R - F, \quad (5.19)$$

где R – капитальные выгоды; F – стоимость актива.

Стоимость актива включает в себя затраты на эксплуатацию и ущерб от аварийных ситуаций и зависит от технического состояния оборудования. Численно её можно определить как произведение объёма отпущенной электроэнергии $W_{\text{отп}}$, кВт·ч, на стоимость 1 кВт·ч $C_{\text{ЭЭ}}$, руб./кВт·ч, и на удельные затраты на единицу стоимости отпущенной электроэнергии $D_{\text{отп}}^{\text{ЭЭ}}$, о.е.:

$$F(N) = D_{\text{отп}}^{\text{ЭЭ}}(N) C_{\text{ЭЭ}} W_{\text{отп}}. \quad (5.20)$$

Здесь N – количество коммутаций, произведенных РПН с момента ввода в эксплуатацию.

Коэффициент $D_{\text{отп}}^{\text{ЭЭ}}$ по мере увеличения числа коммутаций меняется по следующей зависимости:

$$D_{\text{отп}}^{\text{ЭЭ}}(N) = D_{\text{отп}}^{\text{ЭЭ}}(0) \left[1 - \exp\left(-\xi_D \frac{n}{1-n}\right) \right], \quad (5.21)$$

где $n = N/N_0$ – отношение текущего количества коммутаций к паспортному значению коммутационного ресурса;

$D_{\text{отп}}^{\text{ЭЭ}}(0)$ – удельные затраты на единицу стоимости отпущенной электроэнергии в начальный период эксплуатации;

ξ_D – декремент изменения удельных затрат.

Величина ξ_D в процессе эксплуатации меняется от 0 (при $N=0$) до 1 (при $N=N_0$); её изменение определяет характер зависимости $F(N)$.

Капитальные выгоды представляют собой составляющую добавленной стоимости единицы отпущенной электроэнергии за вычетом затрат на трудовые ресурсы, под которыми понимается произведение трудозатрат на заработную плату персонала. Зависимость величины капитальных выгод от коли-

чества коммутаций РПН будет иметь следующий вид (при неизменном значении добавленной стоимости):

$$R(N) = W_{\text{отп}} v(0) \exp \left[-\xi_v \frac{n}{1-n} \right], \quad (5.22)$$

где $v(0)$ – добавленная стоимость единицы отпущенной электроэнергии в начальный период эксплуатации;

ξ_v – декремент изменения составляющих добавочной стоимости.

Добавленная стоимость может быть определена как

$$v(0) = C_{\text{ЭЭ}} [1 - D_{\text{отп}}^{\text{ЭЭ}}(0)]. \quad (5.23)$$

Таким образом, если брать за основу понятие ЖЦА, целесообразность эксплуатации РПН в режиме суточного регулирования будет определяться предельной величиной $N_{\text{пр}}$, при которой прибыль от его эксплуатации становится равной $S(N_{\text{пр}}) = 0$.

Рассмотрим расчёт ЖЦА на примере трансформатора главной понижающей подстанции металлургического предприятия, питающей распределительные сети двух листопрокатных цехов, цеха водоснабжения, паросилового и кислородного цехов, при следующих условиях:

- 1) цена трансформатора составляет 25 млн руб.;
- 2) количество переключений устройства РПН в течение суток равно четырем, что обусловлено периодами перевалки валков в листопрокатных цехах и, соответственно, существенным снижением нагрузки и изменением уровня напряжения;
- 3) объём отпущенной электроэнергии $W_{\text{отп}}$ составляет 184,75 кВт·ч;
- 4) стоимость электроэнергии 2,44 руб./кВт·ч;
- 5) затраты на обслуживание, ремонт и прочие отчисления – 3%, 2,9% и 5,9% в соответствии с [172].

В этом случае удельные затраты на единицу стоимости отпущенной электроэнергии в начальный период эксплуатации составят:

$$D_{\text{отп}}^{\text{ээ}}(0) = \frac{C_{\text{ТР}} \cdot (P + O + \text{ПО})}{W_{\text{отп}}} = \frac{25 \cdot (3\% + 2,9\% + 5,9\%)}{184,75 \cdot 100} = 0,016,$$

где $C_{\text{ТР}}$ – цена трансформатора, млн руб.;

$P, O, \text{ПО}$ – затраты на ремонт, обслуживание и прочие отчисления, %.

Добавленная стоимость будет равна:

$$v(0) = C_{\text{ээ}} [1 - D_{\text{отп}}^{\text{ээ}}(0)] = 2,44 \cdot (1 - 0,016) = 2,4 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч.}$$

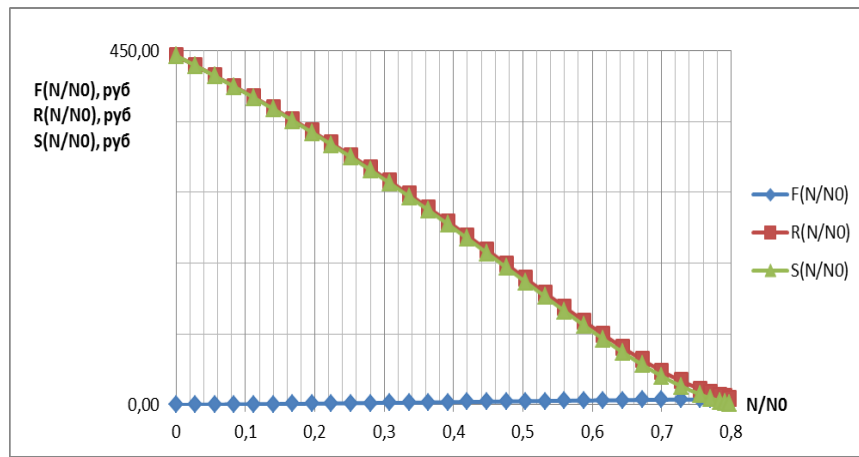
Фрагмент расчёта периода времени, в течение которого прибыль производства будет неотрицательна, представлен в табл. 5.4. Зависимость капитальных выгод R , стоимости актива F и ЖЦА S от отношения текущего количества коммутаций к паспортному значению коммутационного ресурса $n = N/N_0$ показана на рис. 5.10.

При осуществлении 4 переключений в сутки коммутационный ресурс РПН составляет 7150 суток, что составляет 19,6 лет эксплуатации. Исходя из методики определения ЖЦА, экономически целесообразный срок эксплуатации при данном количестве переключений составляет около 5800 суток или 15,8 лет, что меньше технически реализуемого срока на 19,4%. Величина такого порядка должна учитываться и при планировании режимов системы электроснабжения, и при планировании ремонтной деятельности цеха электрических сетей и подстанций или иной аналогичной структуры.

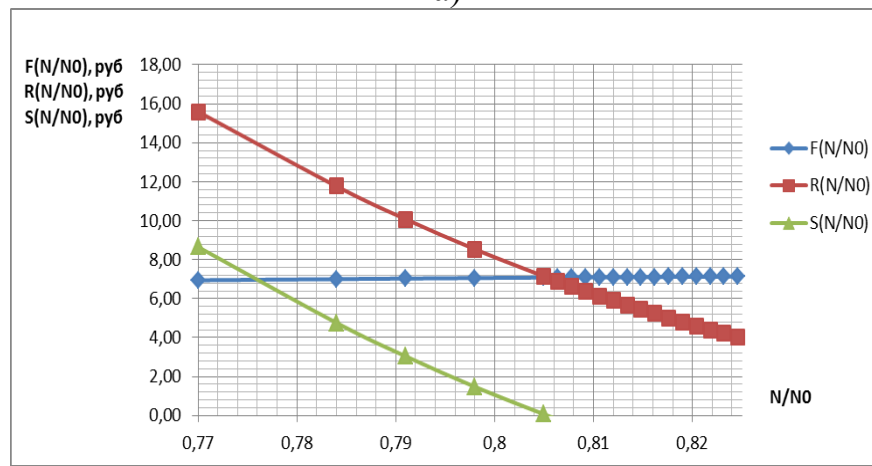
Таблица 5.4

Расчёт жизненного цикла актива

T , сут	$n = N/N_0$	$F(n)$, руб.	$R(n)$, руб.	$S(n)$, руб.
1	0,00028	0,00	443,47	443,47
200	0,056	0,41	418,04	417,63
400	0,112	0,85	391,03	390,18
...
5400	0,756	6,87	20,02	13,14
5600	0,784	7,01	11,77	4,76
5800	0,812	7,10	5,90	-1,20



а)



б)

Рис. 5.10. К определению жизненного цикла актива
а – зависимости стоимости актива F , капитальных выгод R и прибыли производства S от относительного числа коммутаций с начала эксплуатации;
б – фрагмент, соответствующий условию $S=0$ (окончание ЖЦА)

5.3. Затраты, связанные с обеспечением электроэнергией сторонних потребителей промышленного предприятия

5.3.1. Постановка задачи

Расчёт и анализ потерь электроэнергии является одной из наиболее важных задач при управлении эксплуатационными режимами системы электропитания. Управление уровнем потерь электроэнергии в электрических сетях – сложная комплексная задача. В связи с развитием оптового рынка электроэнергии принято подразделять потери на технологические, коммерческие и небалансные. Наиболее полная классификация отчётных потерь с экономических позиций даётся Ю.С. Железко в [81]. Для определения потерь элек-

троэнергии традиционно используются различные методы расчета, подробно описанные в литературе.

Для снижения фактического уровня потерь электрической энергии до их экономически обоснованного и документально подтвержденного технологического уровня осуществляется нормирование потерь. Норматив потерь электрической энергии включается в тариф на передачу электрической энергии по электрическим сетям и, следовательно, оплачивается сторонними потребителями электрической энергии, подключенными к электрической сети рассматриваемого потребителя. Для правильной оценки стоимости услуг по передаче необходимо знать расчётный вклад каждого потребителя в суммарные потери электроэнергии [97]. Кроме того, одним из важнейших экономических показателей системы электроснабжения является стоимость потерь электроэнергии. Стоимость дополнительных потерь электроэнергии в сетях крупного градообразующего предприятия компенсируется за счёт включения стоимости услуг по её передаче в тарифы для сторонних потребителей предприятия. В настоящее время большинство предприятий имеют в своем составе собственные электростанции, а также покупают электроэнергию у различных энергоснабжающих организаций. Стоимость покупной электроэнергии и себестоимость электроэнергии, выработанной на собственных электростанциях, различна. Это значительно усложняет процедуру расчёта с потребителями. Правильно оценить стоимость услуг по передаче электроэнергии можно лишь, зная долю каждого потребителя в потерях активной мощности и в стоимости потерь [258],[261].

5.3.2. Определение стоимости потерь электроэнергии с учётом технико-экономических характеристик источников

В качестве исходных данных используются результаты расчёта установленного режима, на основе которых определяются затраты на передачу электроэнергии для каждого элемента схемы сети, после чего эти величины суммируются. Дополнительными данными для расчёта величины стоимости

потерь является величина стоимости электроэнергии для её источников. В этом качестве могут использоваться:

- для узлов примыкания к сетям сетевой компании – цена, установленная для данного потребителя на розничном рынке с учётом его ценовой категории, присоединённой мощности и других факторов, либо цена, установленная в результате торгов на РСВ. Поскольку промышленное предприятие с собственными электростанциями является активным потребителем с регулируемой нагрузкой [161], то цена на электроэнергию для него может устанавливаться и на БР;

- для собственных электростанций предприятия – на основе их экономико-математических моделей (см. п. 4.3).

Функция определения стоимости вызывается для всех элементов, кроме источников электроэнергии и выключателей [286]. Пример схемы замещения, используемой для расчётов, показан на рис. 5.11. Обозначения параметров режима в точках связи между элементами даны для случая, когда текущим является «Элемент 1». Для связи текущего элемента определяется ток связи (на рис. 5.1 – токи \dot{I}_{14} , \dot{I}_{13} , \dot{I}_{12}):

$$\dot{I}_{ij} = (\dot{U}_{\text{вн}i} - \dot{U}_j K_{\text{тр}ij}) \dot{Y}_{ij}, \quad (5.24)$$

где i – текущий элемент схемы;

j – связь текущего элемента с другим элементом; напряжения в точках связей элемента i с элементом j \dot{U}_j – на рис. 5.1 \dot{U}_2 , \dot{U}_3 , \dot{U}_4 .

$\dot{U}_{\text{вн}i}$ – фиктивное напряжение в средней точке схемы замещения элемента – на рис. 5.1 $\dot{U}_{\text{вн}1}$, $\dot{U}_{\text{вн}2}$, $\dot{U}_{\text{вн}3}$; параметры ветви схемы замещения элемента i в сторону элемента j – $K_{\text{тр}ij}$ и \dot{Y}_{ij} – соответственно $K_{\text{тр}12}$, $K_{\text{тр}13}$, $K_{\text{тр}14}$ и \dot{Y}_{12} , \dot{Y}_{13} , \dot{Y}_{14} .

При этом определяется знак величины. Если ток направлен по связи к текущему элементу, то определяется комплексный поток мощности по этой связи. Затем потоки мощности для всех элементов схемы суммируются.

$$\dot{S}_{ij} = \dot{U}_j \hat{I}_{ij}; \quad (5.25)$$

$$\dot{S}_{\Sigma i} = \sum_{j=1}^K \dot{S}_{ij}. \quad (5.26)$$

где i – текущий элемент схемы;

j – связь текущего элемента с другим элементом;

K – количество учитываемых связей.

Стоимость для текущего элемента схемы определяется по активной составляющей потока мощности с помощью рекурсивной функции пропорционально потокам от каждого предыдущего элемента, с которым у текущего элемента есть связь:

$$C_{\Sigma i} = \frac{\sum_{j=1}^K \operatorname{Re} \dot{S}_{ij} C_{ij}}{\operatorname{Re} \dot{S}_{\Sigma i}}, \quad (5.27)$$

здесь C_{ij} – стоимость потерь электроэнергии.

Затем стоимости для каждого потребителя M суммируются

$$C_{M\Sigma} = \sum_{i=1}^N C_{M\Sigma i} \Delta P_{Mi}, \quad (5.28)$$

где N – количество элементов.

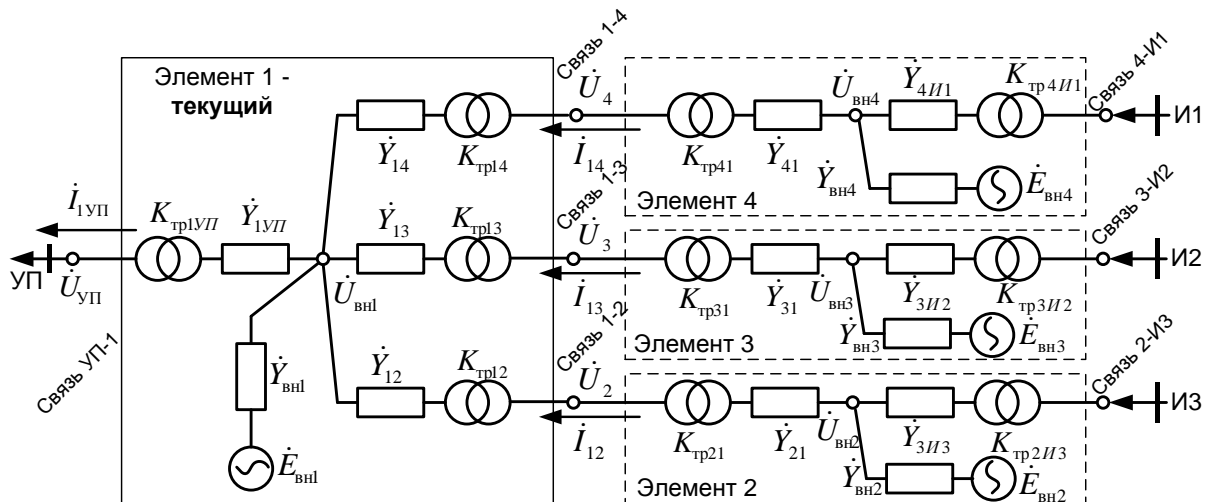


Рис. 5.11. Схема замещения участка сети

Расчёт стоимости повторяется для следующего элемента сети, источником для которого является только что пройденный элемент. Расчёт ведется для каждого из несвязанных участков сети и может начинаться с любого из элементов-источников электроэнергии. За источник электроэнергии для начала расчёта берется синхронный генератор или узел связи с энергосистемой. Общая стоимость потерь электроэнергии определяется суммированием стоимостей потерь по каждому элементу.

5.3.3. Вклад источников питания и потребителей системы электроснабжения промышленного предприятия в потоки активной мощности, потери активной мощности и их стоимость по элементам сети

В системе электроснабжения крупного промышленного предприятия действует, как правило, несколько источников электроэнергии, к которым могут относиться:

1) точки (группы точек, ГТП) поставки электроэнергии с ОРЭМ (только для крупных потребителей – участников оптового рынка); цены и объёмы поставки чаще всего определяются по результатам торговой сессии на рынке «на сутки вперед», РСВ, затем цены корректируются по фактическим параметрам режима в процессе торгов на балансирующем рынке (БР). Потребители с собственными электростанциями, являющиеся активными промышленными потребителями в связи с возможностью регулирования нагрузки за счёт управления местной генерацией, участвуют в ценообразовании не только на РСВ, но и на БР, подавая и на том, и на другом рынке ценовые заявки. Каждая ГТП может характеризоваться своей узловой ценой, учитывающей сетевые ограничения. Коммерческий интервал, используемый в настоящее время, – 1 час;

2) ГТП электроэнергии с розничных рынков электроэнергии (РРЭ), как от гарантирующих поставщиков (ГП), так и от независимых сбытовых компаний (НСК) или сетевых организаций, имеющих право продажи электроэнергии на розничном рынке. В данном случае объём и стоимость определя-

ются двусторонними договорами, фактический объём зависит от реальных режимных параметров, стоимость же зависит от цены на ОРЭМ для субъекта РРЭ с учётом сбытовой надбавки (для ГП устанавливается регламентами РРЭ) и тарифов на услуги по передаче электроэнергии, а также по оперативно-диспетчерскому управлению. Коммерческий интервал на РРЭ – 1 месяц;

3) собственные источники электроэнергии, которыми чаще всего являются теплофикационные (ТЭЦ), газотурбинные, парогазовые и газопоршневые электростанции; ТЭЦ позволяют эффективно утилизировать вторичные энергоресурсы, что определило одно из основных их назначений на предприятиях чёрной металлургии. На последних основными видами вторичных энергоресурсов являются доменный и коксовый газы; при их использовании на ТЭЦ осуществляется сжигание топливных смесей с различным соотношением видов топлива, зависящим от текущей нагрузки электростанций и их отдельных агрегатов. В таких случаях стоимость выдаваемой электроэнергии будет определяться текущим режимом.

В сетях промышленного предприятия со сложнотамкнутыми участками с выдачей мощности СИЭ на различных ступенях напряжения и поставкой электроэнергии от нескольких энергоснабжающих организаций стоимость потерь электроэнергии в элементах системы электроснабжения определяется вкладом каждого из источников в потокораспределение с учётом их экономических характеристик [264]. На практике для оценки стоимости потерь чаще всего рассчитывается средневзвешенная цена, учитывающая только лишь долю в вырабатываемой электроэнергии каждого из источников. Это приводит к некорректной оценке стоимости услуг по передаче электроэнергии сторонним потребителям.

Знание вклада каждого из источников необходимо для анализа структуры стоимости потерь, а также для рассмотрения заявок на технологическое присоединение к сетям предприятия.

Крупные градообразующие предприятия нередко наряду с городскими электрическими сетями, производственными отделениями филиалов МРСК и

пр. выполняют функции сетевых компаний (например, ПАО «ММК» входит в реестр зарегистрированных территориальных сетевых организаций Челябинской области). В этом случае, кроме структурных подразделений промышленного предприятия, от его электрических сетей питаются разнородные сторонние потребители, различающиеся как по величине, так и по составу нагрузки. Их электроснабжение осуществляется на различных уровнях напряжения, от 6 кВ до 110 кВ.

В роли таких потребителей могут выступать субъекты розничного рынка – либо потребители, либо сетевые компании. Это могут быть другие собственники промышленных, торговых, сервисных и т.п. объектов (от индивидуальных предпринимателей и мелких ООО до предприятий, сопоставимых по присоединенной мощности с предприятием – собственником электрических сетей (ПСЭС)), городские электросети и другие сетевые компании; подрядные организации, имеющие производственные участки на территории предприятия. В результате того, что многие предприятия избавляются от «непрофильных» активов с выводом их в дочерние структуры, довольно крупные объекты сторонних потребителей могут находиться на территории ПСЭС; точки присоединения таких потребителей могут быть разбросаны практически по всем его сетям 6–10 кВ (иногда и 0,4 кВ).

В связи с этим актуально корректное определение вклада каждого из потребителей в потокораспределение и суммарные потери мощности, что необходимо для расчёта тарифа на услуги по передаче электроэнергии.

Предлагается следующий способ расчёта коэффициентов долевого вклада источника (КДВи) в поток мощности $F_{\text{ИМ}}$ и в потери мощности $F_{\text{ИП}}$. На рис. 5.12 показан участок электрической сети с тремя генерирующими узлами (1, 2, 3) и тремя нагрузочными узлами (4, 5, 6).

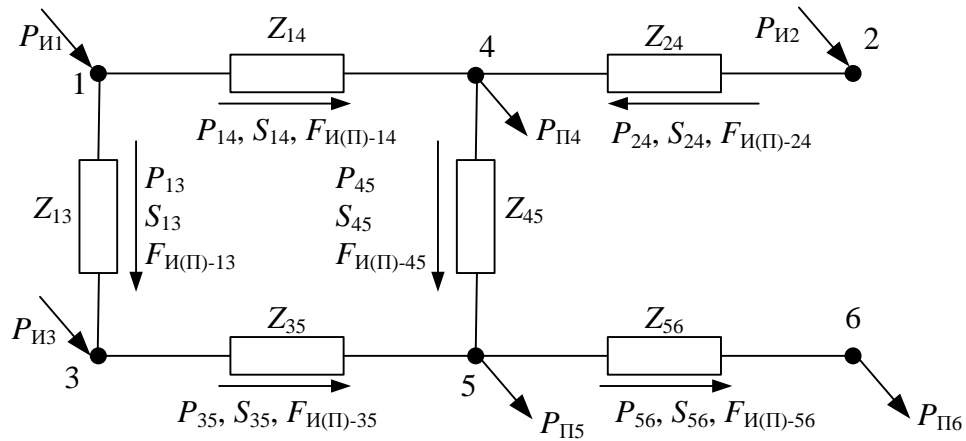


Рис. 5.12. Участок электрической сети с тремя источниками питания

Для источника И1:

– вклад в поток мощности и потери на участке 1–4 (или для узла 1):

$$F_{ИМ1-14} = \frac{P_{И1}}{P_{И1}} = 1; \quad F_{ИП1-14} = \frac{S_{И1}^2}{S_{И1}^2} = 1;$$

вклады от других источников на этом же участке равны нулю, как следует из приведённого на рис. 5.12 потокораспределения:

$$F_{ИМ2-14} = F_{ИМ3-14} = 0; \quad F_{ИП2-14} = F_{ИП3-14} = 0;$$

– для участка 2–4 (для узла 2):

$$F_{ИМ1-24} = F_{ИП1-24} = 0; \quad F_{ИМ2-24} = F_{ИП2-24} = 1;$$

– для участка 4–5 (для узла 4):

$$F_{ИМ1-45} = \frac{P_{14}}{P_{14} + P_{24}}; \quad F_{ИП1-45} = \frac{S_{14}^2}{S_{14}^2 + S_{24}^2};$$

$$F_{ИМ2-45} = \frac{P_{24}}{P_{14} + P_{24}}; \quad F_{ИМ2-45} = \frac{S_{24}^2}{S_{14}^2 + S_{24}^2};$$

– для участка 3–5 (для узла 3):

$$F_{ИМ1-35} = \frac{F_{ИМ1-13}P_{13} + F_{ИМ1-ИМ3}P_{ИМ3}}{P_{13} + P_{ИМ3}} = \frac{F_{ИМ1-13}P_{13}}{P_{13} + P_{ИМ3}},$$

т.к. вклад источника И1 в поток источника И3 отсутствует; при этом

$$F_{ИП1-35} = \frac{F_{ИП1-13}S_{13}^2 + F_{ИП1-ИП3}S_{ИП3}^2}{S_{13}^2 + S_{ИП3}^2} = \frac{F_{ИП1-13}S_{13}^2}{S_{13}^2 + S_{ИП3}^2};$$

– для участка 5–6 (для узла 5):

$$F_{ИМ1-56} = \frac{F_{ИМ1-35}P_{35} + F_{ИМ1-45}P_{45}}{P_{35} + P_{45}}; \quad F_{ИП1-56} = \frac{F_{ИП1-35}S_{35}^2 + F_{ИП1-45}S_{45}^2}{S_{35}^2 + S_{45}^2};$$

В общем виде получаем:

$$F_{ИМi-k} = \frac{F_{ИМi-jk}P_{jk} + F_{ИМi-(j+1)k}P_{(j+1)k} + \dots + F_{ИМi-(n-1)k}P_{(n-1)k} + F_{ИМi-nk}P_{nk}}{P_{jk} + P_{(j+1)k} + \dots + P_{(n-1)k} + P_{nk}}, \quad (5.29)$$

$$F_{ИПi-k} = \frac{F_{ИПi-jk}S_{jk}^2 + F_{ИПi-(j+1)k}S_{(j+1)k}^2 + \dots + F_{ИПi-(n-1)k}S_{(n-1)k}^2 + F_{ИПi-nk}S_{nk}^2}{S_{jk}^2 + S_{(j+1)k}^2 + \dots + S_{(n-1)k}^2 + S_{nk}^2}, \quad (5.30)$$

где i – номер источника;

$j, j+1, j+2, \dots, n-1, n$ – номера ветвей, входящих в узел, для которого определяется КДВи;

k – номер узла, для которого определяется КДВи.

Во всех полученных формулах в знаменателе сумма потоков мощности по ветвям, имеющих положительное направление (в узел). Полученный коэффициент долевого вклада справедлив для всех ветвей, потоки по которым имеют отрицательное направление (выходят из узла). Числитель для какого-либо определённого узла (или выходящих из него ветвей) может быть определён только тогда, когда найдены КДВи по всем входящим ветвям, т.е. выполнен полный обход схемы от рассматриваемого источника. Программно это реализуется в виде рекуррентной функции DetectShareSource, вычисляющей КДВи для одного выбранного источника, и отмечающей пройденную ветвь установкой флага (IsCalcFS). На рис. 5.13–5.15 показаны результаты работы функции при обходе схемы от источников И1, И2, И3.

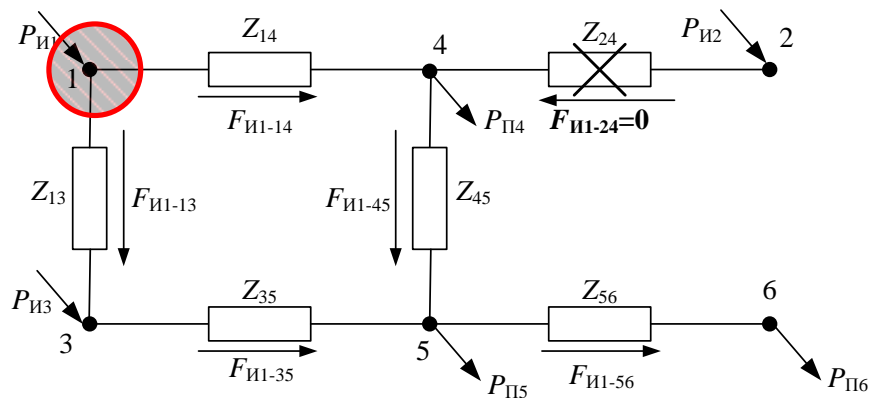


Рис. 5.13. Результат обхода схемы от источника И1

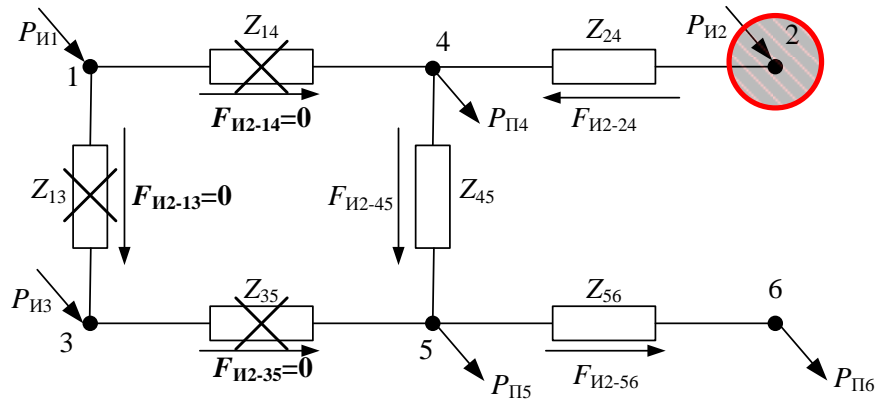


Рис. 5.14. Результат обхода схемы от источника И2

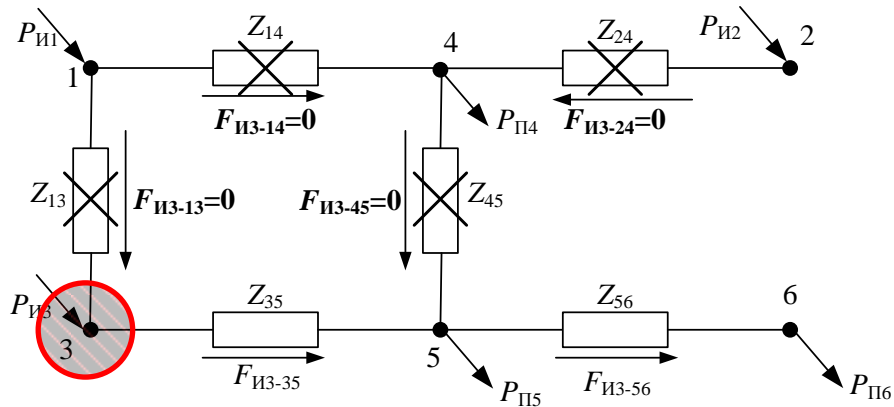


Рис. 5.15. Результат обхода схемы от источника И3

Аналогичный подход предлагается использовать и для определения коэффициентов $F_{МП}$ и $F_{ПП}$ долевого вклада потребителя (КДВп). Расчёт организован также в виде цикла по числу нагрузочных узлов, внутри которого для каждого из них запускается рекуррентная функция `DetectShareConsumer`. Функция выполняет обход схемы в соответствии с рассчитанным ранее потокораспределением активных мощностей. КДВп для узла рассчитывается тогда, когда определены КДВп по всем выходящим ветвям, что контролируется путём установки флагов `IsCalcFL`. Для всех входящих ветвей КДВп принимается одинаковым.

По аналогии с (5.29) и (5.30) получаем:

$$F_{\text{ПМ}i-k} = \frac{F_{\text{ПМ}i-jk} P_{jk} + F_{\text{ПМ}i-(j+1)k} P_{(j+1)k} + \dots + F_{\text{ПМ}i-(n-1)k} P_{(n-1)k} + F_{\text{ПМ}i-nk} P_{nk}}{P_{jk} + P_{(j+1)k} + \dots + P_{(n-1)k} + P_{nk}}, \quad (5.31)$$

$$F_{\text{ПП}i-k} = \frac{F_{\text{ПП}i-jk} S_{jk}^2 + F_{\text{ПП}i-(j+1)k} S_{(j+1)k}^2 + \dots + F_{\text{ПП}i-(n-1)k} S_{(n-1)k}^2 + F_{\text{ПП}i-nk} S_{nk}^2}{S_{jk}^2 + S_{(j+1)k}^2 + \dots + S_{(n-1)k}^2 + S_{nk}^2}, \quad (5.32)$$

где i – номер потребителя;

$j, j+1, j+2, \dots, n-1, n$ – номера ветвей, выходящих из узла, для которого определяется КДВп;

k – номер узла, для которого определяется КДВп.

В случае, если с шин какой-либо подстанции питается несколько сторонних потребителей и граница балансовой принадлежности проходит по шинам подстанции, полученное значение КДВп должно быть поделено между ними пропорционально их нагрузке.

Результаты обхода функцией DetectShareConsumer схемы, показанной на рис. 5.9, от потребителей П6, П7, П8 приведены на рис. 5.16–5.18.

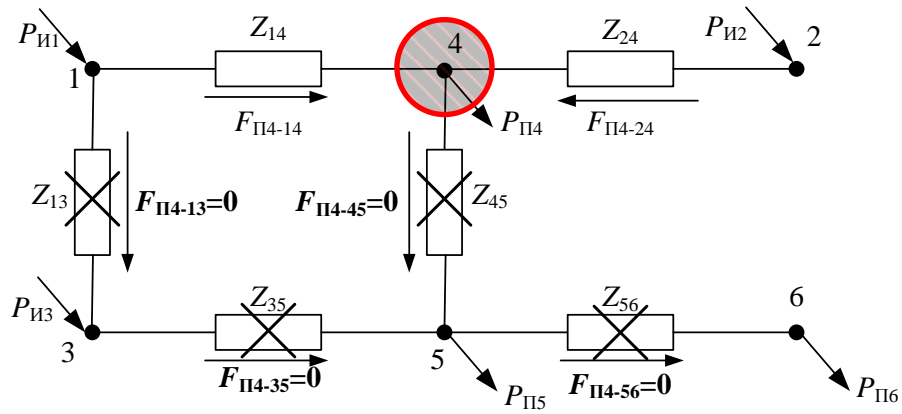


Рис. 5.16. Результаты обхода схемы от потребителя П4

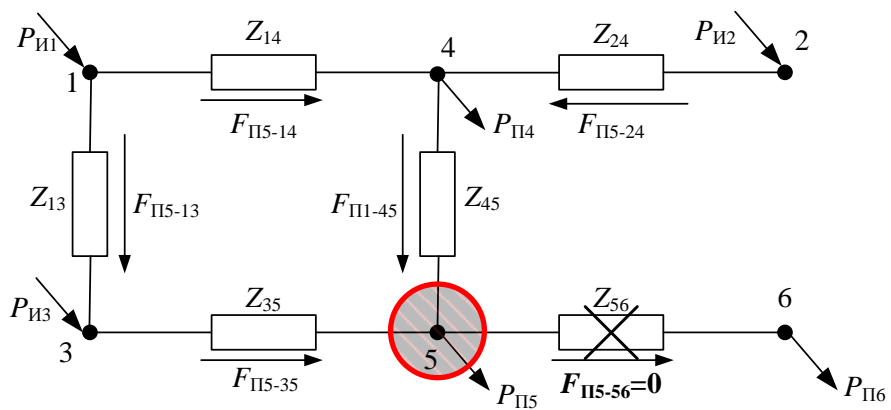


Рис. 5.17. Результаты обхода схемы от потребителя П5

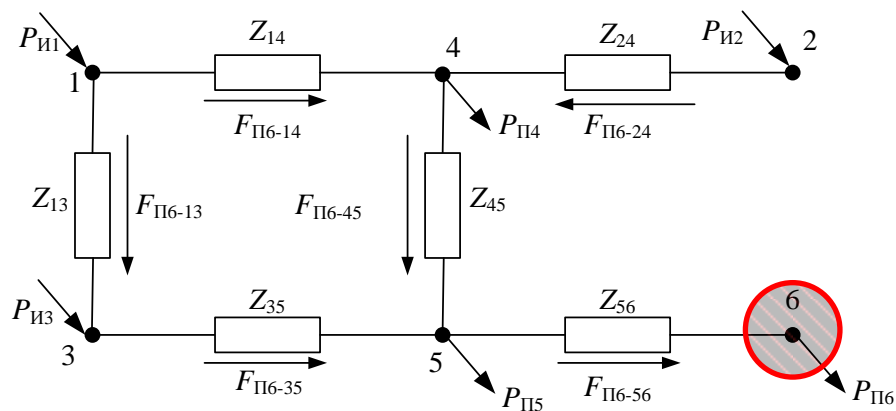


Рис. 5.18. Результаты обхода схемы от потребителя П6

Вклад потребителей в потери электроэнергии территориальной сетевой организации (ТСО)

Анализ изменения вклада в потери электроэнергии потребителей сетей АО «Горэлектросеть» был выполнен на примере узлов нагрузки ПС-44 и ПС-89, большинство потребителей которых – небольшие промышленные предприятия [296]. Результаты расчётов приведены в табл. 5.5. Мощность вновь подключаемых в течение года (регулируемый период) потребителей принята равной $3+j2,25$ МВА – для ПС-44 и $1,4+j0,78$ МВА – для ПС-89; эти значения соответствуют средней нагрузке имеющихся присоединений. По действующей схеме ПС-44 (рис. 5.19) получает питание по двум вводам с ТЭЦ, два резервных ввода (с ПС-97) отключены. Для поддержания потерь на нормативном уровне после подключения потребителей примем следующие варианты изменения схемы – перевод питания одного питающего фидера с ТЭЦ на ПС 97; включение третьего (резервного) трансформатора Т-3; одновременное изменение схемы питания по 35 кВ и включение Т-3.

При расчёте потерь получены следующие результаты:

1) при переводе хотя бы одного питающего фидера на ПС-97 вклад в нагрузочные потери сетей ГорЭС снижается примерно на 0,2%, за сутки это примерно 2,69 МВт·ч. В среднем за месяц, получится около 83,7 МВт·ч, что значительно сказывается на компенсации стоимости потерь для ГорЭС;

Таблица 5.5

Влияние изменений в схеме на изменение суммарного вклада
в нагрузочные потери электроэнергии сетей АО «Горэлектросеть»
и прилегающих к ним сетей

Изменение в схеме	Суммарный вклад в потери до изменения схемы, %		Вклад в потери после изменения схемы, %		Разница между значениями, %
	АО «Горэлектросеть»	Прилегающие сети	АО «Горэлектросеть»	Прилегающие сети	
Перевод одного фидера с ТЭЦ на ПС-97	77,0485	22,9515	76,954	23,0456	0,094
Перевод двух фидеров на ПС-97			76,932	23,067	0,1159
Включение 3-го трансформатора, питание с ТЭЦ по двум фидерам			76,986	23,0161	0,0645
Включение 3-го трансформатора, питание с ПС-97 по двум фидерам			76,872	23,127	0,1762
Включение 3-го трансформатора, 1 фидер питается с ТЭЦ, второй фидер переведен на ПС-97			76,890	23,109	0,158

2) максимальное снижение вклада в потери сетей ГорЭС (0,38%) можно получить переводом двух питающих ПС-44 фидеров с ТЭЦ на ПС-97 и включением резервного трансформатора Т-3. Но со снижением вклада в потери ПС-44 растёт вклад в потери сетей, прилегающих к ГорЭС; в этом слу-

чае минимальный рост вклада нагрузок прилегающих сетей будет при включении Т-3 и питании по двум вводам от ТЭЦ;

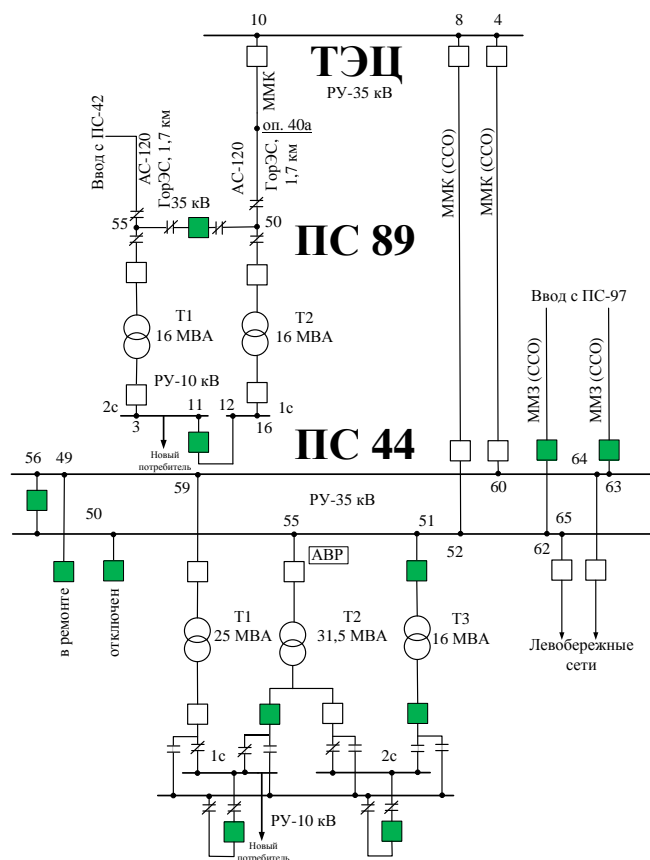


Рис. 5.19. Схема рассматриваемого узла городских электрических сетей, прилегающих к сетям промышленного предприятия

3) наилучшее соотношение для ГорЭС изменений вкладов получается в случае включения Т-3 на ПС-44 и одновременно с этим при переводе одного питающего подстанцию ввода с ТЭЦ на ПС-97. Вклад ГорЭС уменьшается на 0,16%, но при этом вклад смежных ТСО увеличивается на ту же величину;

4) минимальное изменение вклада в потери будет при включении Т-3 на ПС-44. Вклад после подключения новых потребителей практически не изменится. В случае подключения потребителей к ПС-44 и ПС-89 минимальное увеличение вклада в потери будет при вводе Т-3 и переводе одного ввода с ТЭЦ на ПС-97. Вклад в потери прилегающих сетей возрастает, но незначительно (для узла ПС-44 – 0,0008 %). Этот вариант можно принять для поддержания потерь на примерно одинаковом уровне без ущерба для смежных сетевых организаций.

Рассмотренный подход может быть использован в целях разработки мероприятий по нормированию потерь электроэнергии при подключении новых потребителей производственно-техническими отделами, отделами услуг по регулируемым видам деятельности и аналогичными службами ТСО.

Полученные рассмотренным выше способом КДВи могут быть использованы для определения доли какого-либо источника i в суммарных потерях мощности:

$$\Delta P_{\text{ИП}i} = \sum_{m=1}^M F_{\text{ИП}i-mk} \Delta P_m, \quad (5.33)$$

где ΔP_m – потери мощности в ветви m ;

k – узел, в который входит ветвь m ;

M – общее количество ветвей в схеме.

а также для определения доли источника в суммарном потоке мощности, втекающем в некоторый узел k :

$$P_{\text{ИМ}i-k} = \sum_{j=1}^n F_{\text{ИМ}i-jk} P_{j-k}, \quad (5.34)$$

где P_{j-k} – поток мощности, втекающий в узел k по ветви j ;

n – количество ветвей, входящих в узел k .

В стоимости $C_{\Sigma i}$ (см. (5.27); рассчитанной, например, для элемента «сборные шины») значения (5.34) позволяют определить долю каждого источника:

$$C_{\text{ИМ}i-k} = C_{\Sigma i} \frac{P_{\text{ИМ}i-k}}{\sum_{j=1}^n P_{j-k}}. \quad (5.35)$$

Вклад потребителей и источников в потери для промышленного предприятия со статусом ТСО

Рассмотрим применение изложенного подхода на примере крупного металлургического предприятия, имеющего в своём составе три собственных электростанции с различными технико-экономическими характеристиками и себестоимостью электроэнергии. Упрощённая схема такого промышленного энергоузла приведена на рис. 5.20.

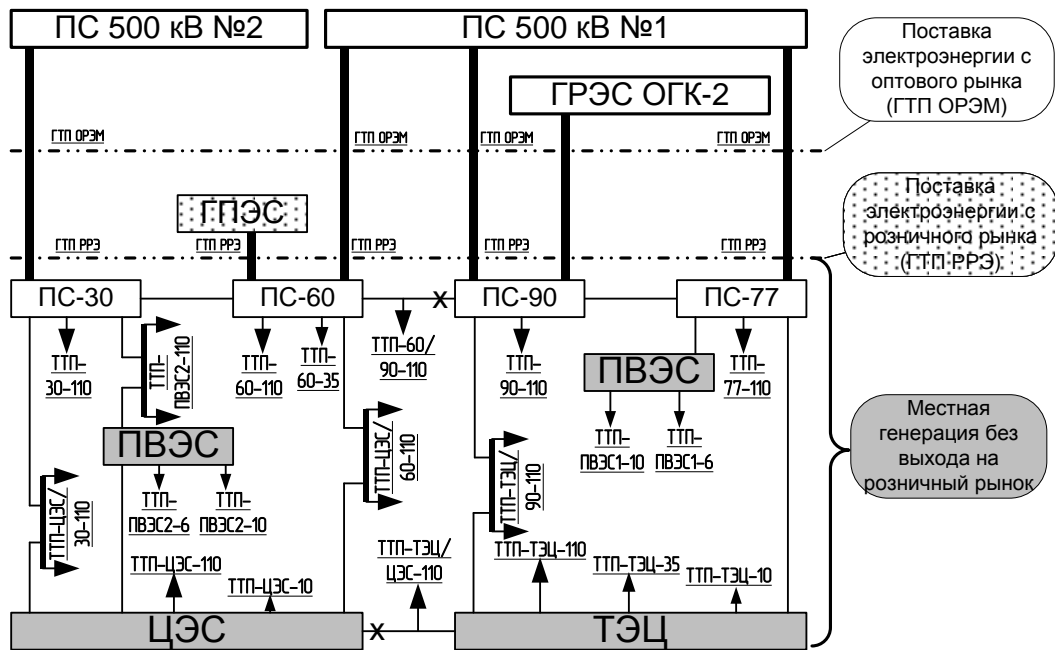


Рис. 5.20. Упрощённая схема промышленного энергоузла

В схеме имеют место поставки на предприятие электроэнергии с розничного рынка РРЭ (из сетей региональной энергосистемы и от электростанции розничного рынка ГПЭС) по цене, установленной в договоре, а также от собственных электростанций – по их себестоимости; у каждой электростанции себестоимость электроэнергии различна и определяется характеристиками оборудования и применяемого топлива. Электроснабжение потребителей осуществляется на напряжениях 6, 10, 35, 110 кВ. Наряду с цехами крупного предприятия получают питание сторонние потребители – более мелкие предприятия, городская коммунально-бытовая нагрузка, близлежащие сельские районы. Ввиду наличия сторонних потребителей и транзита мощности в сети региональных сетевых компаний предприятие имеет статус ТСО и оказывает услуги по передаче электроэнергии и по технологическому присоединению к электрическим сетям. Точки присоединения потребителей на схеме показаны следующим образом: например, ТТП-ЦЭС-110 – точка технологического присоединения потребителей к шинам ЦЭС на напряжении 110 кВ. Тонкими линиями показаны связи внутри системы электроснабжения предприятия на напряжениях 110-220 кВ. Они

участвуют в передаче потребителям электроэнергии как от внешних источников питания, так и от собственных электростанций. Степень участия каждой связи в этом процессе определяется потокораспределением в конкретном режиме. Утолщенными линиями показаны связи, по которым осуществляются поставки электроэнергии извне.

Сторонние потребители, подключенные к сетям предприятия, оплачивают услуги по передаче электроэнергии по котловому тарифу (см. рис. 5.21), устанавливаемому региональной службой по тарифам (министерство тарифного регулирования и энергетики, департамент тарифного регулирования и т.д. в зависимости от региона), гарантирующему поставщику, который передает эти средства сетевой организации–котлодержателю (чаще всего МРСК). При этом предприятие-ТСО осуществляет покупку потерь на РРЭ у того же гарантирующего поставщика по индивидуально устанавливаемой цене; компенсация этой суммы производится со стороны котлодержателя также по индивидуальному договору на основе необходимой валовой выручки. Котловой тариф на услуги по передаче электроэнергии дифференцируется только по уровням напряжения, на которых подключены потребители (ВН – 110 кВ и выше, СН-I – 35 кВ, СН-II – 3–10 кВ, НН – ниже 1 кВ)¹¹. При этом не учитывается электрическая удалённость ТТП от собственного источника или точки поставки с розничного рынка. В Инструкции Минэнерго¹² указывается, что расчёт нормативов технологических потерь электроэнергии (НТПЭ) для формирования тарифов на передачу должен вестись для выделенного участка сети, участвующего в электроснабжении субабонентов, с учётом собственной нагрузки предприятия. Отнесение потерь на того или иного потребителя в этом документе предполагается

¹¹ Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 г. №1178 (ред. от 08.12.2018 г.) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике» (вместе с «Основами ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», «Правилами государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике»).

¹² Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (утв. приказом Минэнерго РФ от 30 декабря 2008 г. №326).

осуществлять пропорционально объемам переданной электроэнергии. В сложносвязанной сети с несколькими источниками питания с разной стоимостью электроэнергии (рис. 5.20) в этом случае необходимо для каждой ТТП вычислять узловую стоимость потерь с учетом вклада каждого из источников.

Тариф на услуги по передаче электроэнергии устанавливается в двух формах: как двухставочный тариф, включающий в себя ставку на содержание электрических сетей и ставку на оплату нормативных потерь электроэнергии; как одноставочный тариф со ставкой на оплату нормативных потерь. Применяемый вариант тарифа выбирается потребителем. Вклад источника питания в узловую стоимость потерь определяет именно ставку на оплату нормативных потерь.

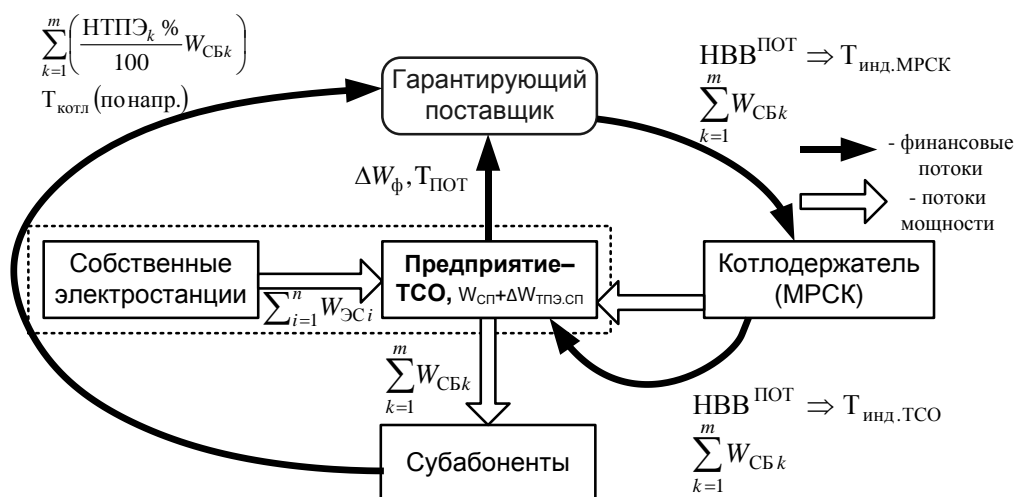


Рис. 5.21. Направление потоков мощности и финансовых потоков при оплате субабонентами предприятия-ТСО услуг по передаче электроэнергии по котловому тарифу

Значения узловых цен могут быть использованы для выдачи технических заданий на технологическое присоединение новых сторонних потребителей, а также для определения рациональных схем подключения существующих потребителей при проведении реконструкции СЭС. Узловые цены для основных точек технологического присоединения потребителей (см. рис. 5.20) в порядке убывания приведены в табл. 5.6.

Результаты расчёта узловых цен для объекта исследования

Точка технологического присоединения	Узловая цена, руб./кВт·ч
ТПП-90-110	3,04
ТПП-60-110	2,72
ТПП-77-110	2,48
ТПП-30-110	2,41
ТПП-ПВЭС2-10	1,77
ТПП-ТЭЦ-110	1,75
ТПП-ТЭЦ/90-110	1,75
ТПП-ЦЭС/30-110	1,61
ТПП-ЦЭС-110	1,55

В расчёт задавались значения: для ЭСК и ГПЭС – 3,2 руб./кВт·ч; для ПВЭС – 1,77 руб./кВт·ч; для ТЭЦ – 1,75 руб./кВт·ч; для ЦЭС – 1,55 руб./кВт·ч.

Для ТПП-90-110 узловая цена обусловлена в основном потоком мощности от энергосистемы, доля ТЭЦ невелика в связи с тем, что в рассечку связи ТЭЦ-ПС90 включена крупная подстанция 110/35/6 кВ и, соответственно, точка ТПП-ТЭЦ/90-110, для которой узловая цена существенно ниже и равна 1,75 руб./кВт·ч. На шинах самой ТЭЦ (точка ТПП-ТЭЦ-110) цена такая же, т.к. по всем линиям идет выдача. Для точки ТПП-77-110 узловая цена практически в равной мере обусловлена ТЭЦ и энергосистемой (2,48 руб./кВт·ч), т.к. связь ТЭЦ-ПС77 – прямая, без заходов и отпаек.

Подобная ситуация наблюдается для ТПП-30-110 (2,41 руб./кВт·ч). По мере удаления от шин 110 кВ ЦЭС узловая цена возрастает (ТПП-ЦЭС/30-110 – 1,61 руб./кВт·ч; для ТПП-ПВЭС2-10 – 1,77 руб./кВт·ч; для ТПП-30-110 – 2,41 руб./кВт·ч), поскольку в рассечку одной из линий ТЭЦ-ПС30 включена ПВЭС, выдающая электроэнергию с большей себестоимостью, чем ЦЭС. На шинах ПС60 доля энергосистемы в балансе больше, чем для ПС30, что обуславливает и большую узловую цену.

Экономическая целесообразность подключения потребителя к той или иной ТПП (в рамках одного класса напряжения) зависит от способа расчёта индивидуального тарифа на покупку потерь электроэнергии у

гарантирующего поставщика. По сложившейся практике тариф покупки потерь $T_{\text{пот}}$ у единственного гарантирующего поставщика для промышленного предприятия–ТСО, имеющего собственные электростанции, рассчитывается аналогично ТСО, покупающей потери у нескольких гарантирующих поставщиков (см. Приказ Федеральной службы по тарифам №20-э/2¹³), в виде средневзвешенной величины:

$$T_{\text{пот}} = \frac{T_{\text{ГП}} W_{\text{ГП}} + \sum_{i=1}^n C_{\text{ЭС}i} W_{\text{ЭС}i}}{W_{\text{ОС}}} + T_{\text{усл.ГП}}, \quad (5.36)$$

где $T_{\text{ГП}}$ – ставка оплаты единицы электроэнергии от гарантирующего поставщика;

$W_{\text{ГП}}$ – отпуск в сети предприятия–ТСО от ГП;

$T_{\text{усл.ГП}}$ – ставка, включающая сбытовую надбавку и услуги ГП;

$C_{\text{ЭС}i}$ – себестоимость электроэнергии i -й собственной электростанции;

$W_{\text{ЭС}i}$ – отпуск в сети предприятия–ТСО от i -й собственной электростанции;

n – число собственных электростанций;

$W_{\text{ОС}}$ – суммарный отпуск в сети предприятия–ТСО, $W_{\text{ОС}} = W_{\text{ГП}} + \sum_{i=1}^n W_{\text{ЭС}i}$.

При этом имеет место допущение, что долевой вклад i -й электростанции (или ГП) в потери электроэнергии равен долевному вкладу в суммарный отпуск в сеть. В действительности он зависит от расположения точек выдачи мощности электростанций и групп точек поставки электроэнергии с розничного рынка по отношению к точкам присоединения потребителей, а также от потокораспределения в сложнзамкнутой сети. Расчёт по формулам (5.29)–(5.35) позволит определить более обоснованное значение $T_{\text{пот}}$.

Если ГТП, точки выдачи мощности электростанций и ТТП

¹³ Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. №20-э/2 «Об утверждении методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» (в ред. от 29 марта 2018 г.).

субабонентов равномерно (с учётом выдаваемой и потребляемой мощности) распределены по сети, $T_{\text{пот}}$ примерно будет соответствовать величине, полученной по (5.36). То же будет наблюдаться, если источники и субабоненты сконцентрированы в одном районе СЭС, – при этом уменьшается число элементов схемы, участвующих в передаче электроэнергии субабонентам, и общий объём покупки потерь. В случае, если ГТП и электростанции максимально удалены от всех субабонентов, а взаимная удалённость отдельных ГТП и электростанций мала, объём покупки потерь будет наибольшим, значительная часть схемы будет участвовать в передаче электроэнергии субабонентам, однако долевой вклад каждого из источников будет практически такой же, как и при концентрированном расположении объектов. В иных случаях требуется оценка долевого вклада каждого из источников в суммарные потери по (5.29)–(5.35) и уточнение (5.36) введением коэффициентов $K_{\text{ГТП}}$ и $K_{\text{ЭС}i}$:

$$T_{\text{пот}} = \frac{T_{\text{ГТП}} K_{\text{ГТП}} W_{\text{ГТП}} + \sum_{i=1}^n C_{\text{ЭС}i} K_{\text{ЭС}i} W_{\text{ЭС}i}}{W_{\text{ос}}} + T_{\text{учл.ГТП}}, \quad (5.37)$$

где

$$K_{\text{ГТП}} + \sum_{i=1}^n K_{\text{ЭС}i} = 1 + n. \quad (5.38)$$

Расчёты, проведённые для сетей 110 кВ объекта исследования, показали следующее соотношение (см. рис. 5.22).

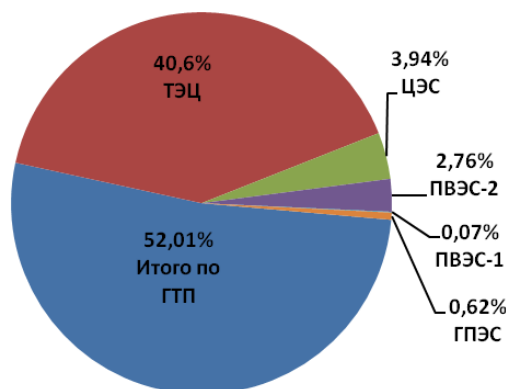


Рис. 5.22. Вклад источников питания в потери мощности

Как видно из рис. 5.22, вклад ТЭЦ в потери оказывается практически в

десять раз больше, чем для ЦЭС, хотя выдаваемая мощность её превышает аналогичный показатель ЦЭС примерно на 30%, что объясняется незначительной выдачей ЦЭС на 110 кВ по сравнению с 10 кВ. Так же объясняется и незначительный вклад ПВЭС-2 (выдача в основном в сети 6 кВ и 10 кВ). В целом потери в сетях 110 кВ обусловлены, в первую очередь, поставками мощности с РРЭ и отпуском с шин высшего напряжения ТЭЦ. При этом ТЭЦ выдаёт мощность только в Южное кольцо, связь с Северным кольцом в нормальном режиме отсутствует. Коэффициенты по (5.38) будут равны (при $1+n=6$): для ТЭЦ $40,6\% \times 6/100=2,436$; для ГТП розничного рынка $52,01\% \times 6/100=3,1206$; для ЦЭС $3,94\% \times 6/100=0,2364$; для ПВЭС-2 $2,76\% \times 6/100=0,1656$; для ГПЭС $0,62\% \times 6/100=0,0372$; для ПВЭС-1 $0,07 \times 6/100=0,0042$. В сумме $2,436+3,1206+0,2364+0,1656+0,0372+0,0042=6=1+n$. В данном случае введение коэффициентов (5.38) увеличивает долю ТЭЦ и ГТП в $T_{\text{ПОТ}}$.

Необходимая валовая выручка в части оплаты технологического расхода (потерь) электрической энергии (при использовании метода долгосрочной индексации НВВ¹⁴) определяется на основе тарифа покупки потерь электроэнергии в сетях $T_{\text{ПОТ}}$ и объёма потерь в сетях ТСО ΔW_{ϕ} :

$$\text{НВВ}^{\text{ПОТ}} = T_{\text{ПОТ}} \Delta W_{\phi} \quad (5.39)$$

Эффективность компенсации стоимости потерь субабонентами ТСО определяется разностью (5.40), которая при полной компенсации должна быть равна нулю:

$$\text{ЭК}_{\text{СБ}} = T_{\text{ПОТ}} \Delta W_{\phi} - T_{\text{КОТЛ}} \sum_{k=1}^m \left(\frac{\text{НТПЭ}_k \%}{100} W_{\text{СБ}k} \right). \quad (5.40)$$

Технологические потери электроэнергии в сетях ТСО, обусловленные нагрузкой субабонента (согласно Приказу №32 Минэнерго):

¹⁴ Приказ ФСТ России от 17.02.2012 №98-э (ред. от 24.08.2017) «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки» (Зарег. в Минюсте России 29.02.2012 №23367).

$$\Delta W_{\text{ТПЭ.СБ.Р}} = \Delta W_{\text{ТПЭ.С.Р}} \frac{W_{\text{П.СБ.Р}}}{W_{\text{П.СБ.Р}} + W_{\text{П.СП.Р}}}, \quad (5.41)$$

где $W_{\text{П.СБ.Р}}$ – объём электроэнергии, передаваемый субабоненту;

$W_{\text{П.СП.Р}}$ – объём электроэнергии, передаваемый предприятием-ТСО собственным потребителям;

$W_{\text{ТПЭ.С.Р}}$ – полные потери электроэнергии в сетях предприятия-ТСО.

Норматив технологических потерь электроэнергии для субабонента, %, равен (также Приказ №326 Минэнерго, величина вклада субабонента в потери в сетях ТСО при этом считается равной его вкладу в отпуск в сеть ТСО):

$$\text{НТПЭ}\% = \frac{\Delta W_{\text{ТПЭ.СБ.Р}}}{W_{\text{ОС.СБ.Р}}} \cdot 100\%, \quad (5.42)$$

здесь отпуск в сеть определяется как

$$W_{\text{ОС.СБ.Р}} = W_{\text{П.СБ.Р}} + \Delta W_{\text{ТПЭ.СБ.Р}}. \quad (5.43)$$

Отсюда при $\text{ЭК}_{\text{СБ}}=0$ получаем соотношение между $T_{\text{ПОТ}}$ и $T_{\text{КОТЛ}}$, соответствующее полной компенсации со стороны субабонентов при заданных величинах $\text{НТПЭ}_k\%$:

$$T_{\text{ПОТ}} = \frac{T_{\text{КОТЛ}}}{\Delta W_{\phi}} \sum_{k=1}^m \left(\frac{\text{НТПЭ}_k\%}{100} W_{\text{СБ}k} \right). \quad (5.44)$$

Соотношение (5.44) может быть использовано при заключении договора с гарантирующим поставщиком (при наличии такой возможности) для определения индивидуального тарифа покупки потерь электроэнергии на розничном рынке.

Величина индивидуального тарифа для взаиморасчётов между котлодержателем и предприятием-ТСО при тех же условиях (Приказ ФСТ №20-э/2):

$$T_{\text{инд.ТСО}} = \frac{\text{НВВ}^{\text{ПОТ}}}{\sum_{k=1}^m W_{\text{СБ}k}} = \frac{T_{\text{ПОТ}} \Delta W_{\phi}}{\sum_{k=1}^m W_{\text{СБ}k}}. \quad (5.45)$$

Выражение (5.45) может быть использовано при заключении договора с региональной сетевой компанией-котлодержателем для определения условий взаиморасчетов в целях компенсации необходимой валовой выручки $HBB^{ПOT}$ для оплаты потерь электроэнергии.

Вместе с тем важно следующее. Выражение (5.41) не учитывает место субабонента в схеме предприятия-ТСО. Предположим, что реальный вклад субабонента (с учётом его места в схеме) в потери больше, чем получается по (5.41), т.е. его НТПЭ расчетный меньше НТПЭ реального. Следовательно, у других субабонентов или собственных потребителей – больше, и они вынуждены компенсировать потери, обусловленные этим субабонентом. Особенно важно, если потери этих субабонентов перекладываются на собственных потребителей предприятия-ТСО (входят в долю ТПЭ на собственное потребление, которое оплачивается предприятием-ТСО уже не по тарифу на покупку потерь, а по нерегулируемым розничным ценам в соответствии с ценовой категорией предприятия).

При существующей нормативно-правовой базе в интересах предприятиях-ТСО распределять субабонентов в схеме таким образом, чтобы их фактический НТПЭ, определенный с учётом адресности потерь, был равен (или не меньше) расчетному НТПЭ. В этом случае не происходит переноса стоимости потерь с субабонентов на собственное потребление предприятия-ТСО. При этом субабоненты рассчитываются с гарантирующим поставщиком в любом случае по котловому тарифу, а следовательно, при одном и том же уровне напряжения в точке присоединения субабоненты не несут дополнительных расходов. НТПЭ должен быть определен по стоимости потерь с учётом стоимостей источников по (5.27), (5.28):

$$\text{НТПЭ}_c \% = \frac{C_{M\Sigma}}{\sum_{i=1}^N C_{\Sigma i}} 100\% . \quad (5.46)$$

Надо отметить также, что доля оплаты потерь в сетях предприятия-ТСО (ΔW_{ϕ}), которая идёт на собственное потребление и не компенсируется субабонентами, при этом снижается. Следовательно, снижается величина затрат на электроэнергию и их доля в себестоимости готовой продукции предприятия-ТСО. Выявление точек присоединения субабонентов в этом случае зависит от конкретной схемы и технико-экономических характеристик источников питания и должно определяться индивидуально соответствующими расчётами.

5.4. Выводы по главе 5

1. Предложена методика оптимального суточного регулирования напряжения в распределительных сетях 3–10 кВ крупных промышленных предприятий, учитывающий преобладание участков с радиальной двухступенчатой конфигурацией и частичную ненаблюдаемость второго – цехового – уровня распределения. В качестве критерия оптимальности принят минимум потерь активной мощности.

2. В связи с отсутствием телеизмерений по отходящим фидерам на подстанциях с большим сроком эксплуатации, питающих технологически связанные объекты, для суточного регулирования предложено использование типовых таблиц оптимальных напряжений, составленных для возможных оперативных состояний сетей 3–10 кВ. Число таких состояний по причине технологической взаимосвязи объектов относительно невелико.

3. Для подстанций, оснащённых средствами телеизмерений и имеющих автоматизированное рабочее место дежурного, предложен подход к учёту неполной наблюдаемости подстанций второй ступени распределения, основанный на критерии Лапласа и предполагающий использование контрольных замеров нагрузок для аналогичного периода года.

4. Ожидаемый экономический эффект от снижения потерь электроэнергии в сетях напряжением 3–10 кВ оценивается примерно в 0,2 млн руб. в год для узла одной главной понизительной подстанции. Для крупных пред-

приятий с несколькими десятками подстанций 35–220/3–10 кВ суммарный эффект может быть существенным.

5. Предложен способ оценки стоимости потерь электроэнергии в сетях промышленного предприятия, имеющего несколько источников питания, в т.ч. собственные электростанции с различными технико-экономическими характеристиками.

6. Разработан метод определения долевого вклада потребителей и источников электроэнергии в потери сетевой организации и выполнен анализ вклада существующих и планируемых к присоединению потребителей в условиях городских электрических сетей, прилегающих к сетям промышленного предприятия. Сформулированы условия выбора точек присоединения новых субабонентов к сетям промышленного предприятия и разработки схемно-режимных мероприятий при планировании эксплуатационных режимов. Метод может быть использован в целях разработки мероприятий по нормированию потерь электроэнергии при подключении новых потребителей производственно–техническими отделами, отделами услуг по регулируемым видам деятельности и аналогичными службами ТСО, включая промышленные предприятия, обладающие статусом ТСО.

6. УЧЁТ КРИТЕРИЕВ НАДЁЖНОСТИ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕЖИМАМИ И ПЛАНИРОВАНИИ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Шестая глава посвящена вопросам оценки надёжности систем электроснабжения промышленных предприятий. Разработан метод расчёта показателей надёжности, позволяющий рассчитывать основные показатели надёжности по отношению к любому выбранному потребителю или точке выдачи мощности собственной электростанции с учётом направления потоков мощности как для отказов типа «разрыв», так и для отказов типа «КЗ». Разработана методика оценки производственных рисков от внедрения схемно-режимных мероприятий в системе электроснабжения при малом объеме статистической информации об отключениях и их последствиях, основанная на теории нечётких множеств и применении экспертных оценок. Изложен разработанный способ учёта технологических взаимосвязей при оценке ущерба от снижения надёжности электроснабжения потребителей промышленного предприятия, основанный на составлении для них схем нечёткого вывода. Разработана схема принятия решений при управлении режимами СЭС промышленного предприятия с учётом надёжности, учитывающая необходимость взаимодействия между субъектами оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления и со смежными структурными подразделениями предприятия. В заключение рассмотрена разработанная методика принятия решений по реконструкции СЭС на основе критерия Ходжа-Лемана, позволяющая учесть неопределённость, связанную с фактическими величинами нагрузок вновь вводимых объектов, ценами на энергоносители, характером и продолжительностью возможных аварийных ситуаций.

6.1. Актуальность и постановка задачи

В условиях современной экономики большое значение приобретают финансовые последствия недостаточно надёжного электроснабжения потребителей. Особое внимание должно быть уделено надёжности систем

электроснабжения предприятий энергоёмких стратегических отраслей промышленности, таких как металлургия, нефтяная и газотранспортная отрасли, тяжёлое машиностроение и т.д.

Как уже отмечалось, СЭС крупного предприятия черной металлургии, обладающего значительным запасом вторичных энергоресурсов и характеризующегося существенной долей ответственных потребителей в общей нагрузке, по ряду свойств приближается к региональной энергосистеме. К таким свойствам следует отнести развитую собственную генерирующую базу, обеспечивающую покрытие в ряде случаев до 80-90% нагрузки предприятия; замкнутые сети напряжением 110-220 кВ, эксплуатируемые предприятием; существование транзитных перетоков через сети 110-220 кВ в нормальных и (или) ремонтных режимах.

Вместе с тем для таких объектов характерно существенное отличие технологических характеристик потребителей, присоединённых к различным узлам системы электроснабжения, что определяет и разные категории по надёжности электроснабжения, и разные величины удельных ущербов при нарушении электроснабжения. Собственные электростанции металлургического предприятия используют различные виды покупных и вторичных энергоресурсов (доменный и коксовый газы, коксовая мелочь и коксовая смола, пар за охладителями конвертерного газа и нагревательными печами прокатных цехов и др.), что приводит к различной себестоимости собственной электроэнергии, а следовательно, к различному ущербу для предприятия–собственника электростанции при полном или частичном её погашении и вынужденном дополнительном потреблении более дорогой электроэнергии из энергосистемы.

При эксплуатации и развитии такого объекта учёт фактора надёжности необходим практически на всех стадиях – при проектировании новых участков системы электроснабжения и при реконструкции существующих, при диспетчерской проработке заявок на вывод оборудования в ремонт или резерв, при разработке мероприятий по энергосбережению и т.п.

Если учесть тот факт, что при проектировании таких систем электроснабжения закладывается существенный запас по перегрузочной способности их элементов, в особенности для уровней напряжения 35–110 кВ, то в первую очередь следует оценивать надёжность структурную, учитывающую лишь схему соединений элементов сети без рассмотрения отклонения режимных параметров от допустимых значений, что значительно упрощает решение.

Таким образом, в зависимости от решаемой задачи при комплексной оценке надёжности системы электроснабжения крупного промышленного предприятия необходимо выполнять анализ:

- 1) схем электроснабжения структурных подразделений предприятия;
- 2) схем выдачи мощности собственных электростанций;
- 3) возможности обеспечения транзита мощности через сети 110-220 кВ, определяемого внутрисистемными (в ряде случаев – и межсистемными) перетоками.

Во многих случаях такой анализ необходимо выполнять по всем трём пунктам. Для первых двух основной величиной следует считать ущерб от ненадёжности, являющийся комплексным показателем, для третьего пункта – вероятность отказа (в связи со сложностью расчёта ущерба) или ущерб [170], связанный с возмещением убытков потребителям в соответствии с договором между промышленным предприятием и энергоснабжающей организацией.

6.2. Метод расчёта показателей надёжности

Для определения показателей надёжности сложно-замкнутых сетей предлагается метод, основанный на сочетании принципов последовательного эквивалентирования для расчёта установившихся режимов систем электроснабжения [90] и метода Ньютона первого порядка для решения систем нелинейных уравнений [86]. Метод базируется на аналитическом подходе к расчёту показателей надёжности, предполагающем замену реальной схемы электрических соединений структурной схемой, в которую каждый элемент

вводится своими значениями вероятности отказа, интенсивности отказов, времени восстановления и др. Используется иерархия классов и графическое представление расчётной схемы, реализованные в программном комплексе КАТРАН [1]. Алгоритм [266] предполагает использование приемов объектно-ориентированного программирования. Пользовательский интерфейс программы предусматривает выбор элемента системы электроснабжения, по отношению к которому будет осуществляться свёртывание оставшейся части схемы. В качестве такого элемента при оценке надёжности электроснабжения выступают шины питания потребителя, при оценке надёжности схем выдачи мощности – шины, на которые осуществляется выдача мощности той или иной собственной электростанцией; выбранный элемент в эквивалентировании не участвует. Кроме того, предусматривается выбор типа отказа – «разрыв» или «КЗ».

В схему для расчёта надёжности при рассмотрении отказов типа «разрыв» включаются только те элементы, которые участвуют в передаче мощности определённому потребителю либо от определённой собственной электростанции в соответствии с направлением потоков мощности.

Направления потоков мощности предлагается учитывать программно, что позволит исключить из расчётной схемы элементы, не участвующие в передаче электроэнергии какому-либо определённому потребителю. На рис. 6.1 приведён пример расчётной схемы для определения направления потоков мощности для выбранного потребителя (на рис. 6.1 – нагрузка Н1).

В программном модуле организован рекурсивный обход расчётной схемы, начиная с выбранного элемента. Первоначально для текущего элемента устанавливается флаг **NeedRel=true**. Далее для каждой связи с соседними элементами определяется комплексный поток мощности, например, для связи между элементами «а» и «б» (рис. 6.1) будем иметь

$$\dot{I}_{a-b} = (\dot{U}_a - \dot{U}_b) \frac{\dot{Y}_a \dot{Y}_b}{\dot{Y}_a + \dot{Y}_b}; \quad (6.1)$$

$$\dot{S}_{a-b} = \hat{I}_{a-b} \dot{U}_a. \quad (6.2)$$

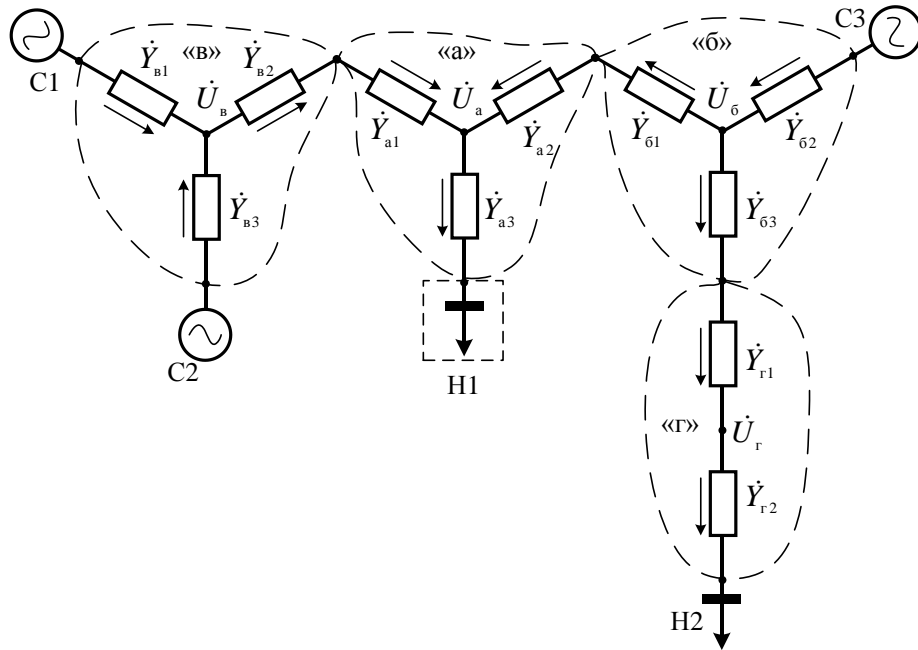


Рис. 6.1. К определению направления потоков мощности

В приведённых формулах значения \dot{U}_a и $\dot{U}_б$ определены в ходе предварительного расчёта установившегося режима.

Если $\text{Re } \dot{S}_{a-б} > 0$, то для текущего элемента устанавливается флаг **InstRel=true**, и, если для очередного элемента, связанного с текущим, выполняется условие **NeedRel=false**, для него осуществляется рекурсивный вызов функции.

Элементы, для которых в результате полного обхода схемы **InstRel=false**, исключаются из структурной схемы для расчёта надёжности. В приведённом на рис. 6.1 примере из расчётной схемы исключается элемент «г», во избежание ошибок при свёртывании схемы для связи «б–г» устанавливается указатель NULL [130].

Далее в соответствии с методом последовательного эквивалентирования каждый элемент электрической сети (линия, трансформатор и др.) представляется в виде многолучевой звезды (рис. 6.3), количество лучей которой равно количеству соединённых с рассматриваемым элементом других элементов в окне редактирования схемы и вывода результатов. Таким образом, каждый

элемент исходной схемы замещается узлом с некоторым количеством связей (так, узел, эквивалентный линии электропередачи, будет иметь две связи; трансформатору с расщепленной обмоткой – три связи и т.д.). При этом приняты следующие соотношения:

– для интенсивности потока отказов:

$$\lambda_{i,j} = \lambda_i / 2; \quad (6.3)$$

– для времени восстановления:

$$T_{Bi,j} = T_{Bi}. \quad (6.4)$$

По полученным значениям рассчитываются значения вероятности безотказной работы для каждого луча многолучевой звезды:

$$P_{i,j} = \exp(-\lambda_{i,j} T_{Bi,j}). \quad (6.5)$$

В формулах (6.3)–(6.5) λ_i , T_{Bi} – интенсивность потока отказов и время восстановления, заданные для элемента с номером i исходной схемы системы электроснабжения; $\lambda_{i,j}$, $T_{Bi,j}$ – интенсивность потока отказов и время восстановления, рассчитанные для некоторой ветви j эквивалентного узла, соответствующего элементу i .

Интенсивность потока отказов для выключателей принимается для модели, рассмотренной в [24], в этом случае для отказов типов «КЗ в обе стороны» и «КЗ в одну сторону», приводящих к отключению смежных присоединений, интенсивность потока отказов выключателя задаётся в расчёт с коэффициентом 0,6; для отказа типа «разрыв» коэффициенты не вводятся.

Далее для каждых двух связанных узлов (i и $i+1$) определяются параметры ветвей, связывающих их, по правилам последовательного сложения (рис. 6.2):

$$\lambda_{i,i+1} = \lambda_{i,j} + \lambda_{i+1,k}; \quad (6.6)$$

$$T_{Bi,i+1} = (\lambda_{i,j} T_{Bi,j} + \lambda_{i+1,k} T_{Bi+1,k}) / (\lambda_{i,j} + \lambda_{i+1,k}); \quad (6.7)$$

$$P_{i,i+1} = P_{i,j} P_{i+1,k}; \quad (6.8)$$

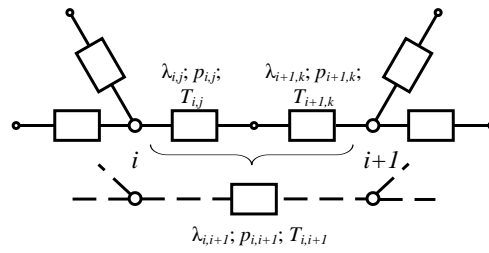


Рис. 6.2. К определению параметров связи

Затем после подготовки структурной схемы организуется цикл по количеству элементов, внутри которого запускается функция исключения узла, выполняющая замену многолучевой звезды (рис. 6.3) многоугольником с диагоналями (рис. 6.4).

Функция включает в себя два основных блока:

1) выполняется расчёт параметров сторон и диагоналей эквивалентного многоугольника, соответствующего исключаемому узлу i (см. выражения (6.3)–(6.8)).

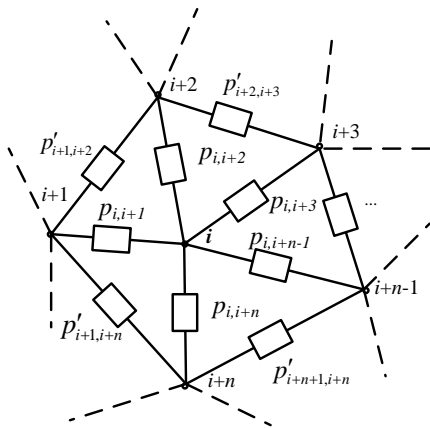


Рис. 6.3. Участок схемы до исключения узла i

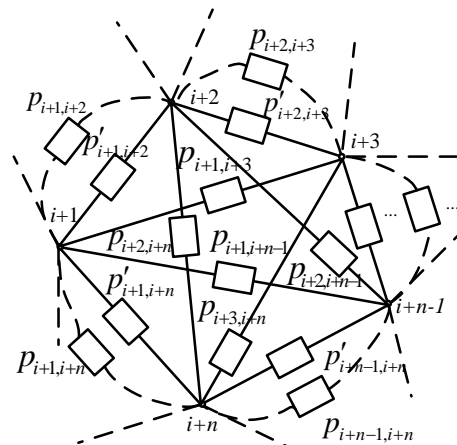


Рис. 6.4. Участок схемы в результате выполнения блока 1 функции исключения узла i

2) полученные диагонали эквивалентного многоугольника объединяются с уже имеющимися связями между узлами по правилам параллельного сложения (см. рис. 6.4, 6.5), например, значение $p_{i+1,i+2,э\text{кв}}$ для узлов $i+1$ и $i+2$:

$$p_{i+1,i+2,э\text{кв}} = 1 - (1 - p_{i+1,i+2})(1 - p'_{i+1,i+2}), \quad (6.9)$$

где $p_{i+1,i+2}$ – значение, полученное в результате преобразования звезды в многоугольник;

$P'_{i+1,i+2}$ – значение, определённое ранее для связи, имеющейся в исходной схеме либо на одном из этапов эквивалентирования.

Окончательно преобразованный в результате исключения узла участок схемы будет иметь вид, показанный на рис. 6.5.

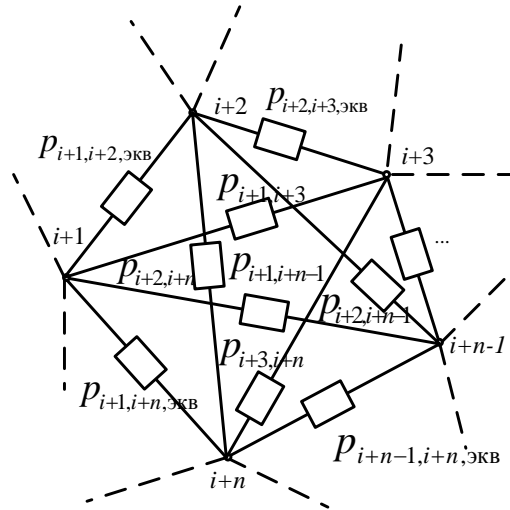


Рис. 6.5. Участок схемы в результате выполнения блока 2 функции исключения узла i

Элементы разомкнутой сети исключаются по аналогичному алгоритму.

Расчёт вероятностей безотказной работы для сторон и диагоналей эквивалентного многоугольника в составе преобразованной структурной схемы электрической сети осуществляется путём численного решения системы уравнений, связывающих параметры исходной многолучевой звезды и эквивалентного многоугольника. Для решения используется метод Ньютона. Так, для узла с четырьмя связями система уравнений при пренебрежении членами четвертого и более высоких порядков, компенсирующими друг друга, имеет вид:

$$\begin{cases} P_1 P_2 - P_{12} - P_{14} P_{24} - P_{13} P_{23} + P_{14} P_{24} P_{12} + P_{13} P_{23} P_{12} = 0; \\ P_1 P_3 - P_{13} - P_{12} P_{23} - P_{14} P_{34} + P_{12} P_{23} P_{13} + P_{14} P_{34} P_{13} = 0; \\ P_1 P_4 - P_{14} - P_{13} P_{34} - P_{12} P_{24} + P_{13} P_{34} P_{14} + P_{12} P_{24} P_{14} = 0; \\ P_2 P_3 - P_{23} - P_{12} P_{13} - P_{24} P_{34} + P_{12} P_{13} P_{23} + P_{24} P_{34} P_{23} = 0; \\ P_2 P_4 - P_{24} - P_{23} P_{34} - P_{12} P_{14} + P_{23} P_{34} P_{24} + P_{12} P_{14} P_{24} = 0; \\ P_3 P_4 - P_{34} - P_{24} P_{23} - P_{13} P_{14} + P_{24} P_{23} P_{34} + P_{13} P_{14} P_{34} = 0; \end{cases} \quad (6.10)$$

матрица Якоби для системы уравнений (6.10):

$$W = \begin{bmatrix} -1 & -p_{13} + & 0 & -p_{24} + & -p_{23} + & -p_{14} + \\ & + p_{13}p_{23} & & + p_{24}p_{14} & + p_{23}p_{13} & + p_{14}p_{24} \\ -p_{13} + & -1 & -p_{24} + & 0 & -p_{12} + & -p_{34} + \\ + p_{13}p_{12} & & + p_{24}p_{34} & & + p_{12}p_{13} & + p_{34}p_{24} \\ 0 & -p_{24} + & -1 & -p_{13} + & -p_{14} + & -p_{23} + \\ & + p_{24}p_{23} & & + p_{13}p_{14} & + p_{14}p_{13} & + p_{23}p_{24} \\ -p_{24} + & 0 & -p_{13} + & -1 & -p_{34} + & -p_{12} + \\ + p_{24}p_{12} & & + p_{13}p_{34} & & + p_{34}p_{13} & + p_{12}p_{24} \\ -p_{23} + & -p_{12} + & -p_{14} + & -p_{34} + & -1 & 0 \\ + p_{23}p_{12} & + p_{12}p_{23} & + p_{14}p_{34} & + p_{34}p_{14} & & \\ -p_{14} + & -p_{34} + & -p_{23} + & -p_{12} + & 0 & -1 \\ + p_{14}p_{12} & + p_{34}p_{23} & + p_{23}p_{34} & + p_{12}p_{14} & & \end{bmatrix} \quad (6.11)$$

При составлении матрицы Якоби для произвольного числа связей учитываются следующие ее свойства. На главной диагонали располагаются элементы, равные -1 . На пересечении строк, соответствующей произведениям вида $p_a p_b$, и столбцов, соответствующих переменным p_{cd} , где $a \neq b \neq c \neq d$, располагаются нули. В случае, если строка соответствует $p_a p_b$, столбец $-p_{bc}$, где $a \neq b \neq c$, элементом матрицы будет $-p_{cb} + p_{cb} p_{ab}$. Как показывают расчёты, сходимость достигается за 2–3 итерации.

Для определения эквивалентных значений интенсивности потока отказов и времени восстановления дополнительно составляется система уравнений по соотношениям, приведенным в [102]:

$$\begin{cases} \Lambda_{12} = \lambda_{12} + \lambda_{13}Q_{12} + \lambda_{14}Q_{12} + \lambda_{23}Q_{12} + \lambda_{24}Q_{12} + \lambda_{34} \cdot 0; \\ \Lambda_{13} = \lambda_{12}Q_{13} + \lambda_{13} + \lambda_{14}Q_{13} + \lambda_{23}Q_{13} + \lambda_{24} \cdot 0 + \lambda_{34}Q_{13}; \\ \Lambda_{14} = \lambda_{12}Q_{14} + \lambda_{13}Q_{14} + \lambda_{14} + \lambda_{23} \cdot 0 + \lambda_{24}Q_{14} + \lambda_{34}Q_{14}; \\ \Lambda_{23} = \lambda_{12}Q_{23} + \lambda_{13}Q_{23} + \lambda_{14} \cdot 0 + \lambda_{23} + \lambda_{24}Q_{23} + \lambda_{34}Q_{23}; \\ \Lambda_{24} = \lambda_{12}Q_{24} + \lambda_{13} \cdot 0 + \lambda_{14}Q_{24} + \lambda_{23}Q_{24} + \lambda_{24} + \lambda_{34}Q_{24}; \\ \Lambda_{34} = \lambda_{12} \cdot 0 + \lambda_{13}Q_{34} + \lambda_{14}Q_{34} + \lambda_{23}Q_{34} + \lambda_{24}Q_{34} + \lambda_{34}, \end{cases} \quad (6.12)$$

где $\Lambda_{ab} = \lambda_a + \lambda_b$, $Q_{ab} = 1 - p_{ab}$.

В матричной форме получаем:

$$\begin{bmatrix} \Lambda_{12} \\ \Lambda_{13} \\ \Lambda_{14} \\ \Lambda_{23} \\ \Lambda_{24} \\ \Lambda_{34} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & Q_{12} & Q_{12} & Q_{12} & Q_{12} & 0 \\ Q_{13} & 1 & Q_{13} & Q_{13} & 0 & Q_{13} \\ Q_{14} & Q_{14} & 1 & 0 & Q_{14} & Q_{14} \\ Q_{23} & Q_{23} & 0 & 1 & Q_{23} & Q_{23} \\ Q_{24} & 0 & Q_{24} & Q_{24} & 1 & Q_{24} \\ 0 & Q_{34} & Q_{34} & Q_{34} & Q_{34} & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \lambda_{12} \\ \lambda_{13} \\ \lambda_{14} \\ \lambda_{23} \\ \lambda_{24} \\ \lambda_{34} \end{bmatrix}, \quad (6.13)$$

или

$$[\Lambda_{ij}] = [Q_{ij}] [\lambda_{ij}], \text{ отсюда } [\lambda_{ij}] = [Q_{ij}]^{-1} [\Lambda_{ij}].$$

Матрица составляется по следующим правилам. Элементы главной диагонали равны 1, элементы, соответствующие Λ_{ab} и λ_{cd} , где $a \neq b \neq c \neq d$, равны нулю. Все остальные элементы, соответствующие каким-либо Λ_{ab} , равны Q_{ab} .

Окончательно эквивалентное время восстановления будет найдено:

$$T_{в, экв} = (1 - p_{экв}) / \lambda_{экв}. \quad (6.14)$$

В случае частичного отказа системы электроснабжения в послеаварийных режимах (или параметрического отказа – в терминологии ГОСТ 27.004-85 «Надежность в технике. Системы технологические. Термины и определения»), под которым применительно к системе электроснабжения следует понимать прежде всего необходимость ограничения потребления или выдачи мощности, на основе рассчитанных параметров установившегося режима необходимо определить:

1) для потребителей – необходимую глубину ограничения нагрузки $P_{п,огр}$, определяемую допустимой токовой перегрузкой линий, трансформаторов, оборудования распределительных устройств; уровнями напряжения у потребителей и в контрольных точках сети;

2) для схем выдачи мощности собственных электростанций – вынужденное ограничение выработки рассматриваемой собственной электростанции $P_{ст,огр}$, определяемое также на основе токовой перегрузки оборудования,

величин напряжений и (или) предварительных расчетов статической устойчивости.

Показатели частичных отказов системы электроснабжения, сопровождающихся не полным прекращением питания потребителя, а его ограничением на некоторую величину $P_{п,огр}$, могут быть определены по методике, приведенной в [187]. В большинстве случаев частичные отказы сопровождаются отключением не более чем двух элементов схемы. Тогда без учёта преднамеренных отключений интенсивность потока отказов для состояния $\lambda_{c,i,j}$, соответствующего ограничению $P_{п,огр}$ в результате отключения элементов i и j , определится как

$$\lambda_{c,i,j} = (\lambda_i q_j + \lambda_j q_i) k_{г,i,j}, \quad (6.15)$$

где λ_i , λ_j , q_i , q_j – интенсивности потока отказов и вероятности отказов элементов i и j соответственно;

$k_{г,i,j}$ – коэффициент готовности системы без элементов i и j .

Вероятность этого состояния:

$$Q_{c,i,j} = q_i q_j k_{г,i,j}. \quad (6.16)$$

Коэффициент готовности:

$$k_{г,i,j} = T_{i,j} / (T_{i,j} + T_{Вi,j}), \quad (6.17)$$

где $T_{i,j} = 1/\lambda_{i,j}$ – время безотказной работы системы электроснабжения в состоянии, соответствующем отключению элементов i и j , $\lambda_{i,j}$ и $T_{Вi,j}$ – интенсивность потока отказов и время восстановления, соответствующие этому состоянию.

Величины $\lambda_{i,j}$ и $T_{Вi,j}$ рассчитываются по алгоритму, изложенному выше (формулы (6.3)–(6.14)), при исключении из расчетной схемы элементов i и j .

Следует, однако, отметить, что для верхних уровней системы электроснабжения – замкнутых сетей 110-220 кВ и узловых подстанций 220/110 кВ – отказы по причинам режимного характера имеют место крайне редко, как отмечено, например, в [170], т.к. при проектировании таких объектов закла-

дывается существенная избыточность по пропускной способности как в целях обеспечения работы предприятия в послеаварийных режимах, так и из соображений развития производства (в частности, для Магнитогорского энергетического узла токовая загрузка оборудования этих сетей в нормальном режиме составляет 30–40%).

Ущерб от нарушения электроснабжения потребителя может быть найден в соответствии с [173]:

$$Y = y_0 P_{п,огр} T_{В экв} , \quad (6.18)$$

где y_0 – удельный ущерб, зависящий от вида производства, руб./кВт·ч;

$P_{п,огр}$ – глубина ограничения нагрузки потребителя, для которого оценивается надёжность электроснабжения (вплоть до полного отключения), кВт;

$T_{В экв}$ – среднее время восстановления системы, ч.

По аналогии с (6.18) ущерб предприятия от недовыработки электроэнергии собственной электростанцией предприятия [292],[293] определится как:

$$Y = (c_{ЭО} - c_{ст}) P_{ст,огр} T_{В экв} , \quad (6.19)$$

где $c_{ЭО}$ – стоимость электроэнергии, приобретаемой у энергоснабжающей организации, руб./кВт·ч;

$c_{ст}$ – себестоимость электроэнергии, производимой собственной электростанцией, для которой оценивается надёжность схемы выдачи мощности, руб./кВт·ч;

$P_{ст,огр}$ – снижение выработки рассматриваемой электростанции, кВт.

6.3. Особенности расчёта применительно к отказам типа «короткое замыкание»

Одной из составляющих задачи оценки надёжности электроснабжения потребителей всегда является выбор модели отказа. Наряду со статистическими характеристиками при этом необходимо определить, следует ли рассматривать отказы типа «разрыв» или отказы типа «короткое замыкание» («КЗ»). Короткие замыкания в сравнении с обрывами намного чаще имеют

место как в схемах электрических станций и подстанций, так и в электрических сетях. Обрывы, имеющие место в ряде случаев на воздушных линиях и гибкой ошиновке распределительных устройств, чаще всего также развиваются в сложные повреждения, представляющие собой обрыв фазных проводников с замыканием их друг на друга или на землю. Так, в сетях 110-220 кВ МЭУ обрывы наблюдаются в среднем 2 раза в год, в то время как короткие замыкания – около 50–60 раз.

Следует также отметить, что КЗ независимо от того, симметричные они или нет, приводят к отключению поврежденного участка, в то время как несимметричные обрывы являются частичными отказами. При этом изменяются показатели функциональной надёжности, оценка которых достаточно трудоёмка.

Особенность расчёта показателей надёжности электроснабжения потребителей для отказов типа «КЗ» заключается прежде всего в том, что схема для расчета надёжности не будет совпадать с реальной схемой электрических соединений, поскольку элементы схемы, не разделённые выключателями [187], с точки зрения надёжности оказываются в любом случае соединёнными последовательно. Это относится к сборным шинам с шинными разъединителями; линиям с отпайками, присоединёнными наглухо или через отпаечные разъединители; кабельным линиям из нескольких параллельно проложенных кабелей, присоединённых через общий выключатель, и др. [272].

Разработан алгоритм расчёта структурной надёжности, позволяющий осуществлять расчёт эквивалентных показателей надёжности применительно к произвольно выбранному потребителю с учётом того, какие именно элементы схемы участвуют в передаче мощности этому потребителю [130]. Алгоритм позволяет выполнять расчёты для систем электроснабжения, включающих в себя разомкнутые и замкнутые сети, несколько узлов связи с региональной энергосистемой, собственные электростанции, и основан на методе последовательного эквивалентирования [90]. Алгоритм реализован в модуле «Надёжность» программного комплекса (ПК) КАТРАН [1] на языке C++.

Первоначально выполняется предварительный расчёт установившегося режима, основным результатом которого является направление потоков мощности через элементы схемы. Пользователем выделяется элемент-нагрузка, относительно которого будет осуществляться эквивалентирование.

Следующим этапом расчёта является маркировка элементов схемы, которая предусматривает выделение элементов, участвующих в передаче мощности к выделенному элементу (далее – группа I; этим элементам в программном коде соответствует флаг *InstRel*), а также элементов с противоположным направлением потоков мощности, связанных с элементами группы I напрямую (группа II и соответствующий флаг *FailSC*). Особо выделяются элементы группы II, примыкающие к выключателям и образующие границы этой группы (группа II-а, флаг *FailSCEnd*).

Функция, выполняющая маркировку элементов, первоначально вызывается для элемента, связанного с выделенным, затем осуществляется рекурсивный её вызов для одного из элементов, связанного с текущим, до тех пор, пока не будут пройдены все элементы, входящие в группы I и II.

После маркировки элементов выполняется группировка элементов, входящих в группу II. Функции группировки в качестве параметров передаются значения интенсивности потока отказов $\lambda_{гр}$ и среднего времени восстановления $T_{Вгр}$, которые для некоторого элемента i , входящего в группу II, и предыдущего элемента $i-1$, определяются по правилам последовательного сложения (6.20), (6.21):

$$\lambda_{грj} = \lambda_{грj-1} + \lambda_i; \quad (6.20)$$

$$T_{Вгрj} = \frac{T_{Вгрj-1} \lambda_{грj-1} + T_{Вj} \lambda_i}{\lambda_{грj-1} + \lambda_i}. \quad (6.21)$$

При первом вызове функции эти величины принимаются равными нулю.

Внутри функции группировки определяется, является ли текущий элемент началом какой-либо цепи с противоположным потоком мощности, входящей в гр. II. Для всех уже учтённых элементов группы устанавливается флаг *IsReduct*. Для каждого элемента выявляется, связан ли он с цепью, для которой *FailSC=true*, но которая еще не пройдена при группировке (*IsReduct=false*). В этом случае для текущего элемента

устанавливается флаг *IsFirstFailSC*. Рекурсивный вызов функции группировки осуществляется, если у элемента, связанного с текущим, значения флагов *InstRel=true*, *FailSC=true*, *IsReduct=false* (вызов еще не выполнялся). В противном случае этот элемент является первым для рассматриваемой цепи и для него производится заключительное вычисление сумм (6.20), (6.21). Для пройденных элементов цепи принимается *InstRel=false* и они исключаются из дальнейшего хода эквивалентирования.

Ход маркировки элементов показан на рис. 6.6, 6.7 на примере участка системы электроснабжения, включающего в себя линию с отпайкой.

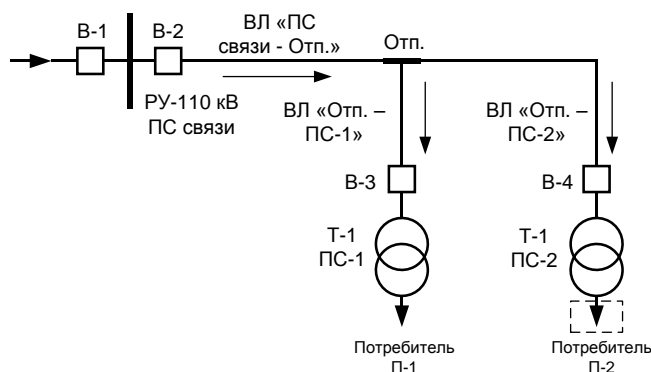


Рис. 6.6. Участок системы электроснабжения – к расчёту отказа типа «к.з.»

На расчётной схеме каждый из элементов системы электроснабжения, показанных на рис. 6.6, представлен в виде узла, количество связей которого равно числу соединений реального элемента с другими элементами (для линии, двухобмоточного трансформатора, выключателя – две связи, для трёхобмоточного трансформатора – три и т.д.). Отпайка введена в схему фиктивным узлом 2 с тремя связями. Показатели надёжности электроснабжения оцениваются относительно потребителя П-2. Этот потребитель потеряет питание как при КЗ на линии «Отп. – ПС-2», так и на линии «Отп. – ПС-1». Таким образом, при анализе отказов типа «КЗ» необходим учёт цепи, образованной узлами 2 и 3 (элемент «Отпайка» и линия «Отп. – ПС-1»). Её границей является выключатель В-3, что выявляется в результате выполнения функции маркировки. Суммарная интенсивность потока отказов этой цепи будет равна $\lambda_{2-3} + \lambda_{3-2} + \lambda_{3-V3}$. Это значение в результате вызова функции группировки присваивается переменной λ_{2-4} , поскольку ветви 2-4 соответст-

вует поток мощности \dot{S}_{4-2} , направленный от источника питания «ПС связи». Далее узел 2 участвует в эквивалентировании только значением λ_{2-4} .

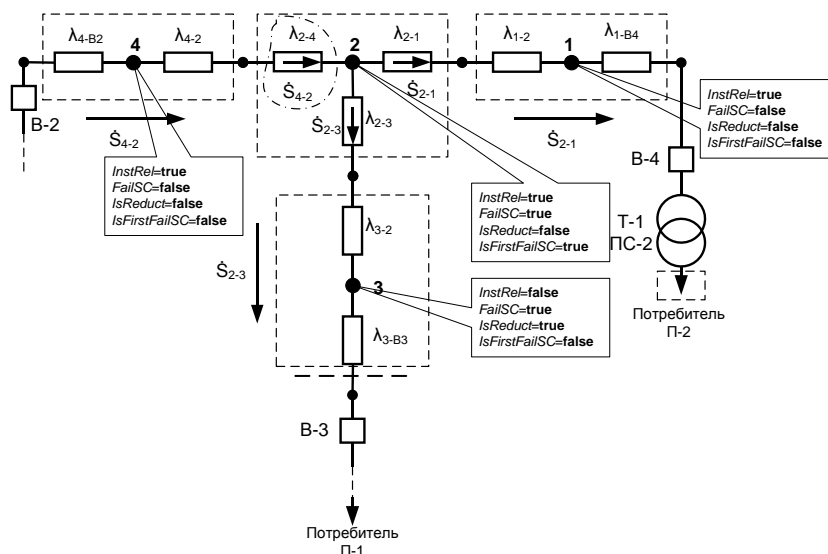


Рис. 6.7. Расчётная схема участка системы электроснабжения после маркировки и группировки элементов

Для дальнейшего эквивалентирования используется алгоритм, рассмотренный выше [293]. Общая блок-схема алгоритма приведена на рис. 6.8; использованы обозначения $\lambda_{\text{экв}}$, $T_{\text{вЭКВ}}$, $p_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентные значения интенсивности потока отказов, времени восстановления и вероятности безотказной работы соответственно.

6.4. Анализ надёжности в условиях Магнитогорского энергетического узла

Основными потребителями Магнитогорского энергетического узла (МЭУ) следует считать объекты ПАО «ММК» – доменный, кислородно-конвертерный (ККЦ) и электросталеплавильный (ЭСПЦ) цеха, цеха горячей и холодной прокатки, цеха управления главного энергетика [262]. Для наиболее крупных потребителей комбината характерны три основных подхода к формированию схемы электроснабжения:

1) питание с шин 3–10 кВ главных понизительных и распределительных подстанций и с шин генераторного напряжения собственных электростанций (характерно для цехов со значительной долей электроприемников I категории либо особой группы, технологические агрегаты которых рассредоточены по большой территории – доменный цех, ЦВС, паросиловой цех и др.);

2) питание с шин 3–10 кВ подстанций глубокого ввода или главных понижительных подстанций, запитанных, в свою очередь, с шин низшего напряжения узловых подстанций 220/110 кВ. Отдельные агрегаты (например, «печной трансформатор – печь-ковш») присоединены непосредственно к шинам 110 кВ. Могут предусматриваться резервные вводы по генераторному напряжению от собственных электростанций (ККЦ, прокатные цеха);

3) питание с шин 10–35 кВ ПГВ, присоединённых к шинам ВН узловых подстанций 220/110 кВ или включенных в рассечку линий 220 кВ (характерно для наиболее энергоёмких потребителей – ЭСПЦ, кислородный цех).

Сопоставление нормальной и ремонтных эксплуатационных схем проведём на примере ККЦ и ЭСПЦ. Схема электроснабжения ККЦ представлена на рис. 6.9. Производственная мощность ККЦ составляет около 10 млн т нерафинированной стали в год. Электроснабжение ККЦ осуществляется от ПС-29 и ПС-96, для которых основными источниками питания являются ПС-30 и ЦЭС. Через ПС-30 также осуществляется связь с энергосистемой. Для оценки надёжности электроснабжения потребителей ККЦ произведен анализ для ПС-29 (относительно РУ-10 кВ) и ПС-96 (относительно РУ-110 кВ – сетевые трансформаторы агрегатов внепечной доводки) (рис. 6.9). Результаты расчёта сведены в табл. 6.1.

Как видно из табл. 6.1, наихудшими показателями надёжности обладают следующие режимы: для ПС-29 – вывод в ремонт (или отказ) Т-1 80 МВА 110/10 кВ, для ПС-96 – КЛ-2 ПС-30 – ПС-96.

Таблица 6.1

Показатели надёжности электроснабжения ККЦ

№ п/п	Режим работы	$P_{\text{ЭКВ}}$	$\omega_{\text{ЭКВ}}$, 1/ГОД	$T_{\text{ВЭКВ}}$, ГОД
1	ПС-29			
1.1	Нормальный режим	0,99980	0,047	0,0043
1.2	Отключение КЛ-1	0,99915	0,055	0,0155
1.3	Отключение Т-1	0,99849	0,064	0,0236
2	ПС-96			
2.1	Нормальный режим	0,99984	0,045	0,0036
2.2	Отключение КЛ-2	0,99811	0,067	0,0282
2.3	Отключение АТ-1	0,99892	0,059	0,0183

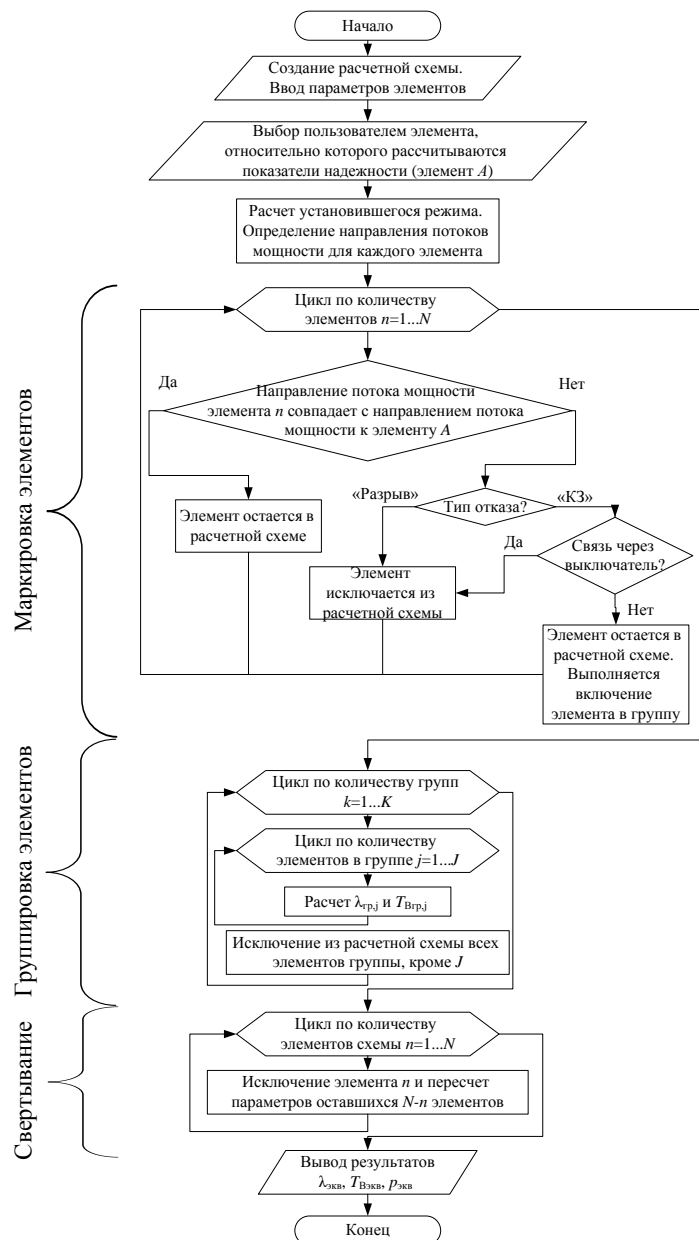


Рис. 6.8. Алгоритм расчета структурной надёжности

Схема электроснабжения основных агрегатов ЭСПЦ представлена на рис. 6.10. Электроснабжение основных агрегатов – ДСП-180 №1 и №2 и АПК-3 осуществляется с шин 35 кВ подстанции №4, запитанной по двухцепной воздушно-кабельной линии от РУ-220 кВ ПС-77 с одной рабочей секционированной и обходной системами шин.

Результаты расчёта приведены в табл. 6.2.

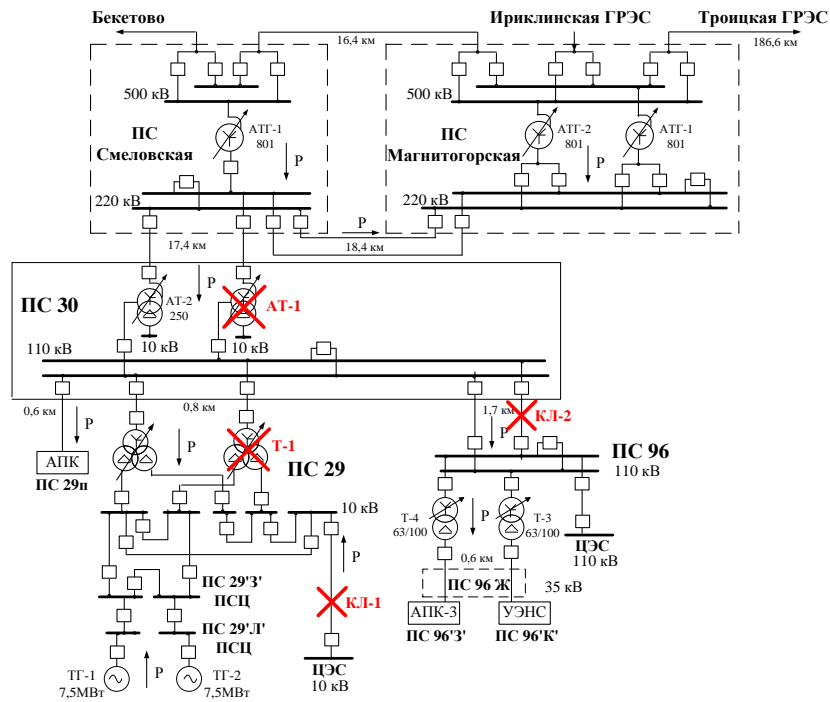


Рис. 6.9. Схема электроснабжения кислородно-конвертерного цеха

Таблица 6.2

Показатели надёжности электроснабжения ЭСПЦ

Режим работы	$P_{эkv}$	$\omega_{эkv}$, 1/ ГОД	$T_{Bэkv}$, 1/ ГОД
Нормальный	0,99966	0,053	0,0064
Отключение ВЛ-1	0,99801	0,069	0,0288
Отключение ВЛ-2 (аналогичные величины – при отключении ВЛ-3 или В-1)	0,99823	0,065	0,0272

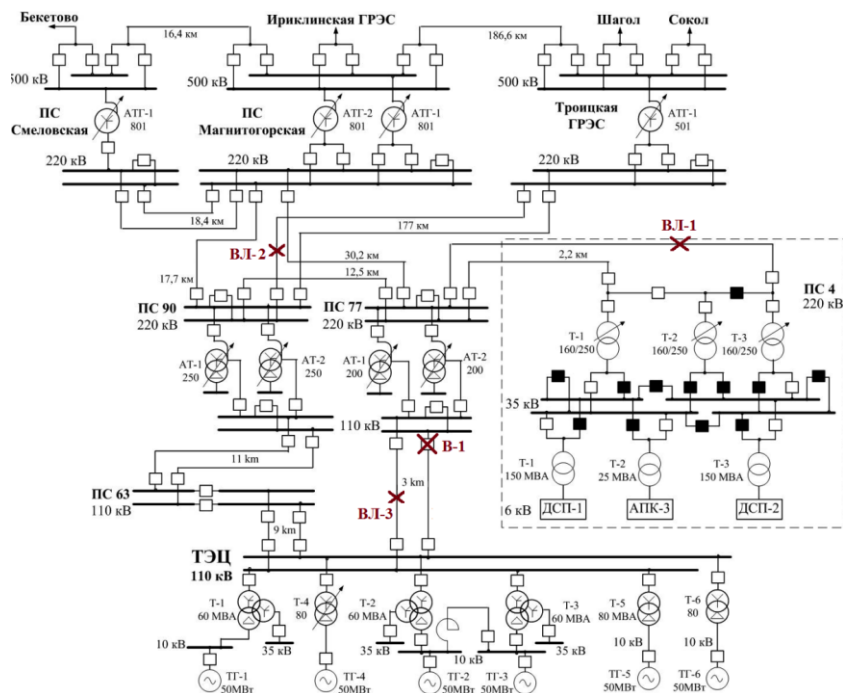


Рис. 6.10. Схема электроснабжения электросталеплавильного цеха

Как видно, наихудшими показателями обладает ремонтная схема при выводе в ремонт одной из питающих линий ПС-4.

Результаты расчёта для рассмотренных цехов применительно к нормальным эксплуатационным схемам сведены в табл. 6.3. Ущерб от нарушения электроснабжения определялся как ущерб от недоотпуска продукции $У_{НП}$, являющийся основным для производственных цехов.

Таблица 6.3

Сравнительный анализ показателей надёжности СЭС цехов ПАО «ММК»

Цех	$p_{ЭКВ}$	$\omega_{ЭКВ}$, 1/год	$T_{ВЭКВ}$, год	$У_{НП}$, млн руб
Доменный	0,99989	0,042	0,0026	435,67
ЭСПЦ	0,99966	0,053	0,0064	599,97
ККЦ	0,99980	0,047	0,0043	925,53

Из рассмотренных объектов наиболее высокая надёжность электроснабжения у доменного цеха. Это объясняется тем, что для обеспечения особой и первой категорий надёжности доменного производства электроснабжение осуществляется от нескольких источников питания: от собственных электростанций предприятия – ЦЭС, ПВЭС, а также от ГПП 110/10 кВ, причём на цеховой подстанции 10/6 кВ (ПС-7) установлено три трансформатора.

Высокие показатели надёжности ПС 29, питающей основных потребителей ККЦ ($p_{ЭКВ}=0,9998$), также обусловлены наличием нескольких источников питания: 1) КЛ 10 кВ от ЦЭС; 2) собственные источники генерации на ПС 29л; 3) КЛ 110 кВ от ПС 30 с достаточно высокими показателями надёжности. Тем не менее, наибольший ущерб от невыработки продукции также наблюдается для ККЦ – 925,53 млн руб, что обусловлено значительной производственной мощностью и большим временем восстановления нормальной работы по сравнению с доменным производством. Для повышения надёжности электроснабжения предлагается прокладка второй линии 10 кВ ЦЭС–ПС-29 в существующем тоннеле, при этом вероятность безотказной работы возрастает до 0,99985, ущерб снижается до 741,48 млн руб. (на 184,05 млн руб. или 19,9%).

Из рассмотренных схем наименьшие значения показателей надёжности у ЭСПЦ, т.к. подстанция глубокого ввода ПС-4 получает питание по двум линиям, дополнительных источников питания не предусмотрено. Но потребители ЭСПЦ, в отличие от доменного производства и ККЦ, относятся ко второй категории и допускают перерывы электроснабжения на время, необходимое для ручного включения резерва дежурным персоналом. Для повышения надёжности электроснабжения предлагается изменить схему питания ПС-4, соорудив вторую цепь 220 кВ между ПС-77 и ПС-90 и переведя существующую двухцепную линию ПС-77–ПС-4 на питание по отпаечной схеме от линии ПС-77–ПС-90. В этом случае вероятность безотказной работы увеличивается до 0,99982, ущерб снижается до 382,6 млн руб. (на 217,37 млн руб. или 36,2%).

Через РУ-110 кВ ПС 90 осуществляется транзит в направлении ПС «Магнитная», ПС «Агаповская», ПС «Магнитогорск–тяга», ПС «Субуак–тяга», ПС «Красная горка» (ПО «Магнитогорские электрические сети» филиала «Челябэнерго» ОАО «МРСК Урала»), ПС «Сибай» (ООО «Башкирэнерго»). Схема участка сети представлена на рис. 6.11. Результаты расчётов, включающие эквивалентные значения вероятности безотказной работы, параметра потока отказов, времени восстановления приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Результаты расчёта показателей надёжности для транзита через ПС-90

Режим работы	$P_{\text{экв}}$	$\omega_{\text{экв}},$ 1/ГОД	$T_{\text{вэкв}},$ ГОД
Нормальный	0,99986	0,049	0,0029
Отказ: ВЛ-1, В-1, ремонт – АТ-1	0,99901	0,053	0,0187

Как видно из табл. 6.4, действующая схема обеспечивает высокую надёжность транзита.

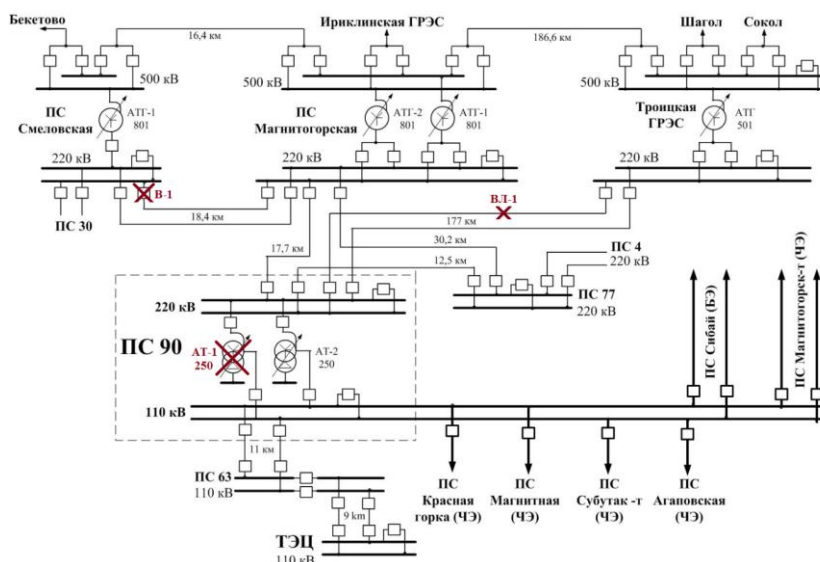


Рис. 6.11. Участок схемы МЭУ с ПС-90 и транзитными линиями

6.5. Схема принятия решений при управлении режимами с учётом надёжности

Блок-схема принятия решений, приведённая на рис. 6.12, составлена на основе структуры энергохозяйства ПАО «ММК». Показан случай рассмотрения заявки на вывод в ремонт оборудования, находящегося в диспетчерском ведении РДУ. Решение задач, связанных с выбором вариантов эксплуатационных схем [288],[289], расчётом установившихся режимов, показателей надёжности и ущерба от нарушения электроснабжения потребителей и от нарушения выдачи мощности собственными электростанциями предприятия возлагается на группу режимов, которая действует на основе запроса начальника смены цеха электрических сетей и подстанций (ДС) и использует информацию об оперативном состоянии оборудования энергосистемы, плановой производительности цехов и стоимости продукции, составе и стоимости первичных энергоресурсов. При реализации предлагаемого подхода оценка планируемого нормального или ремонтного режима будет определяться как загрузкой оборудования, уровнями напряжения, потерями электроэнергии, так и ущербом от ненадёжности.

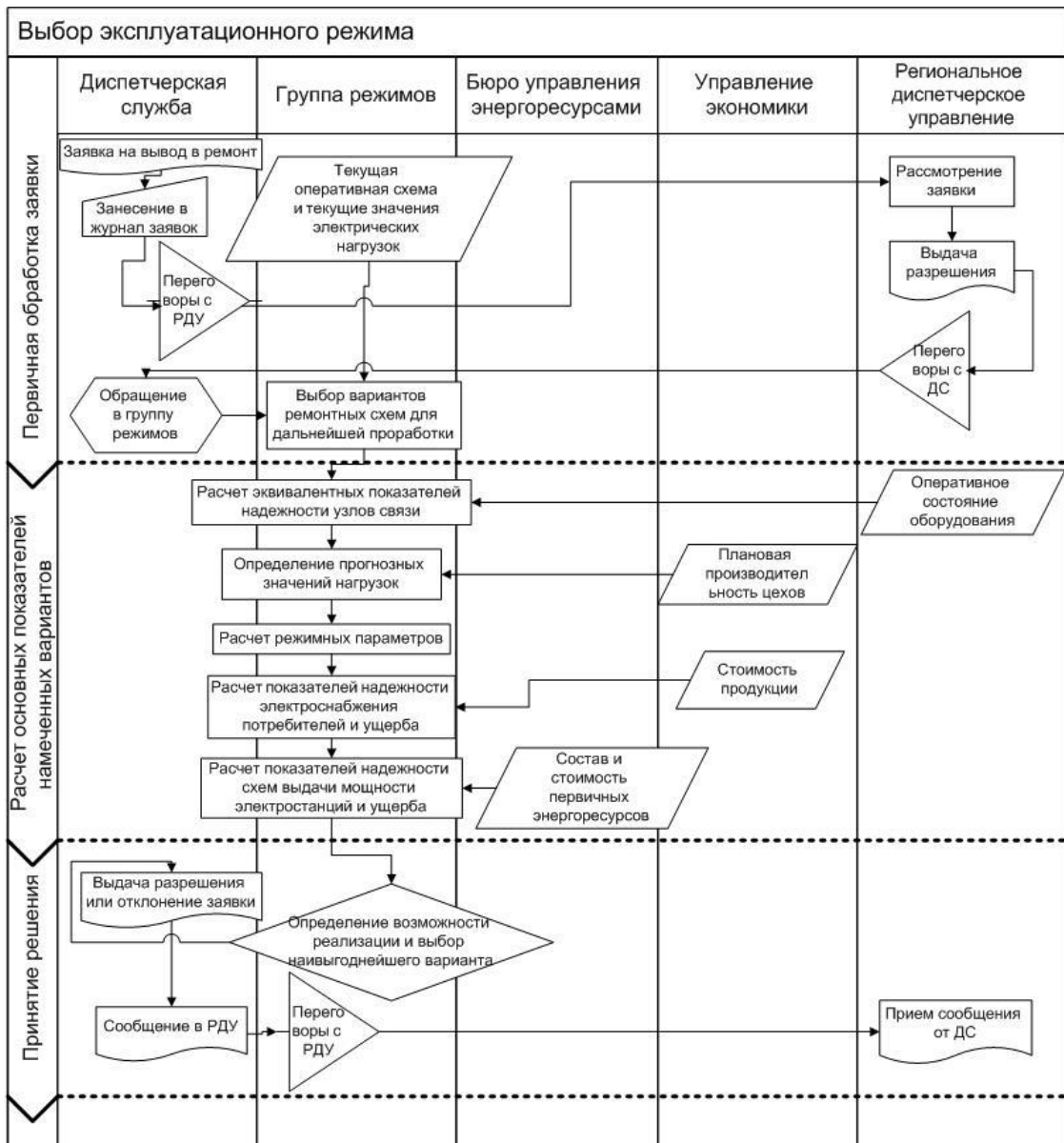


Рис. 6.12. Блок-схема принятия решения при планировании режима

6.6. Оценка производственных рисков при управлении режимами системы электроснабжения промышленного предприятия

Функционирование систем электроснабжения крупных промышленных предприятий, имеющих в своем составе собственные источники электроэнергии и сложнозамкнутые распределительные сети напряжением 110-220 кВ, сопровождается производственными рисками, обусловленными техническим состоянием электросетевого и станционного оборудования, работой релейной защиты и автоматики, решениями по управлению режимами сетей и станций и выводу оборудования в ремонт или резерв, реализацией инвестиционных проектов, реализацией проектов по энергосбережению. К таким

объектам, в частности, можно отнести и предприятия чёрной металлургии. Если риски, связанные с отказами оборудования, успешно оцениваются методами теории надёжности, то риски, связанные с принятием решений оперативным и административно-техническим персоналом, должны оцениваться с учётом определенных психологических аспектов. Так, в течение определенного периода кризисные явления в экономике на металлургических предприятиях привели к чрезвычайному ужесточению энергосберегающей политики, в связи с чем решения по энергосбережению часто принимаются без учёта надёжности электроснабжения цехов [265]. Основанием при этом зачастую является относительно малая частота аварийных отключений какого-либо конкретного электросетевого объекта.

Так, ошибочно принятые решения по снижению потерь электроэнергии за счёт вывода в резерв оборудования с повышенной долей потерь холостого хода, приводят к повышению риска возникновения ущерба от нарушения электроснабжения структурных подразделений предприятия. Объём статистической информации по аварийным отключениям в таких режимах крайне недостаточен для определения вероятности отключения и, как следствие, возникновения ущерба. Следовательно, для количественной оценки риска необходимо использовать подходы, позволяющие учесть фактор неопределённости.

В настоящей работе предлагается для учёта неопределённости использовать аппарат теории нечётких множеств. Производственные риски, как указано в [50], качественно схожи с операционными. Следовательно, для них характерно незначительное снижение вероятности ущерба с увеличением его значения. Наибольший ущерб будет при этом наблюдаться у цехов доменного, сталеплавильного и прокатного переделов, который достаточно велик, несмотря на различную вероятность нарушения электроснабжения этих объектов (для питания наиболее ответственных потребителей могут использоваться шины собственных электростанций). При большом объёме статистической информации для учёта этого явления используются

распределения с т.н. «тяжелым хвостом» [85]. Достаточно часто для этой цели используются обобщённое распределение Парето (generalized Pareto distribution, GPD) и обобщённое распределение экстремальных значений (generalized extreme value distribution, GEV). Однако эти распределения характеризуются достаточно большим количеством параметров (в большей степени – GEV), определение которых представляет существенную сложность [71] (пороговое значение, масштабный коэффициент, коэффициент формы и т.д.), в особенности при малой выборке.

В таких условиях более простым и удобным решением является представление ущерба нечётким числом с одной нечёткой границей. Функция принадлежности при этом должна обладать свойствами, характерными для названных выше распределений. В настоящей работе предлагается в этом качестве использовать функцию распределения в виде кривой Коши, параметризованной по уровню 0,5 [111]:

$$\mu(Y) = \frac{1}{1 + \left(\frac{Y - Y_{гр}}{c - Y_{гр}} \right)^2}, \quad (6.22)$$

где Y – ущерб;

$Y_{гр}$ – правая граница ядра нечёткого интервала, в качестве которого выступает граничное значение ущерба;

c – параметр, соответствующий уровню значимости 0,5.

Значение c примем равным значению ущерба, соответствующего среднему времени отключения по имеющимся наблюдениям $Y_{ср}$. Выбор граничного ущерба представляет определённые трудности, в связи с чем желательна его оценка экспертным путем. С этой целью он также представляется в виде нечёткого множества. Удобнее всего в данном случае использовать множество с конечным носителем, т.е. $\tilde{Y}_{гр} = \sum_{k=1}^K \mu_{Y_{гр}}(Y_{гр.k}) / Y_{гр.k}$. Значения $Y_{гр.k}$ могут соответствовать, например, различным условиям отыскания места по-

вреждения и последующего проведения ремонтных работ (наличие или отсутствие фиксирующих приборов, удалённость объекта от производственной базы, погодные условия и др.).

Для оценки последствий отключений воспользуемся методом VaR (Value at Risk) [5]. Для учёта наиболее тяжёлых последствий значение функции принадлежности (доверительный уровень) следует принимать малым (не более 1%; например, равным $\mu=0,001$). Выразив из (6.22) величину ущерба Y для уровня μ , получим:

$$Y = Y_{гр} + (Y_{ср} - Y_{гр}) \sqrt{\frac{1}{\mu} - 1}, \quad (6.23)$$

Такой подход аналогичен распространённому дельта-нормальному методу определения VaR, основанному на использовании квантилей нормального закона распределения и волатильности изменения риск-фактора, в качестве которой выступает его среднеквадратическое отклонение [233].

Предположим, что имеется множество $C = (C_1, C_2, \dots, C_N)$ объектов, для которых рассматривается риск от внедрения определённых мероприятий. Выделим из него два подмножества: $A \subseteq C$ объектов, для которых проводятся схемно-режимные мероприятия, и $B \subset C$ объектов, связанных с ними технологически.

Тогда ущерб будет задаваться нечёткой переменной \tilde{Y} и, соответственно, терм-множеством

$$\tilde{Y}(\text{"ущерб"}) = \text{"наибольший"} \cup \text{"большой"} \cup \text{"средний"} \cup \text{"малый"} \cup \text{"наименьший"}. \quad (6.24)$$

Для указанных термов примем интервалы значений функции принадлежности, приведённые в табл. 6.5. В связи с тем, что функция принадлежности в виде зависимости (6.22) является неограниченной, наименьший уровень значимости в табл. 6.5 принят равным 0,001.

Для учёта мнения экспертов о риске возникновения ущерба для того или иного производственного объекта введём лингвистическую переменную

«Риск», соответствующую нечёткой переменной \tilde{R} . Этой переменной ставится в соответствие терм-множество

$$\begin{aligned} \tilde{R}(\text{"риск"}) = & \text{"наименьший"} \cup \text{"малый"} \\ & \cup \text{"средний"} \cup \text{"большой"} \cup \text{"наибольший"} \end{aligned} \quad (6.25)$$

с границами термов, аналогичными табл. 6.5. Чёткое значение риска примем равным значению функции принадлежности (6.22).

Таблица 6.5

Таблица соответствия лингвистических значений и значений функции принадлежности

Лингвистическое значение	Значение функции принадлежности
«наибольший»	0,001...0,2
«большой»	0,2...0,4
«средний»	0,4...0,6
«малый»	0,6...0,8
«наименьший»	0,8...1,0

Для каждого из рассматриваемых производственных объектов необходимо по (6.23) определить значения ущерба, соответствующие границам термов в табл. 6.5.

Таким образом, каждый комплекс мероприятий характеризуется двумя нечёткими бинарными соответствиями [108]: Γ на декартовых произведениях множеств $C \times Y_{гр}$ ($\Gamma \subseteq C \times Y_{гр}$) и $\Delta \subseteq C \times R$. Бинарное соответствие Γ имеет характеристическое свойство $C_i \gamma Y_{гр,i}$ «для объекта C_i ожидается граничный ущерб $Y_{гр,i}$ », соответствие Δ определяется характеристическим свойством $C_i \delta R_i$ «объекту A_i соответствует риск R_i ».

В целях определения совокупного риска при реализации решений, затрагивающих несколько объектов, следует сформулировать правило нечёткого вывода. Как указано, например, в [199], нечёткий вывод включает в себя фаззификацию (выбор лингвистического значения для чёткого значения переменной), нечёткую импликацию, агрегацию и дефаззификацию.

При рассмотрении объектов, не имеющих технологической взаимосвязи, основной операцией будет агрегация, которая заключается в суммировании

ущербов по нескольким объектам множества A и определении минимального значения функции принадлежности, соответствующего максимальному ущербу (наименьшему риску):

$$\mu_y(\tilde{Y}) = \min_{n=1, N} \{ \mu_y(\tilde{Y}_1), \mu_y(\tilde{Y}_2), \dots, \mu_y(\tilde{Y}_N) \}, \quad (6.26)$$

где N – количество объектов множества A ;

n – номер объекта;

\tilde{Y} – ущерб для N объектов.

Нечёткая импликация в решаемой задаче должна отражать технологическую взаимосвязь рассматриваемых объектов и наличие технологического резерва. Допустим, что при отключении некоторого объекта A_i вынужденно простаивает объект B_j , по отношению к которому никаких схемно-режимных мероприятий не производится. В этом случае импликация $\tilde{Y}_i \rightarrow \tilde{Y}_j$ будет моделироваться минимумом из двух функций принадлежности:

$$\mu_y^*(\tilde{Y}_i^*) = \min \{ \mu_y(\tilde{Y}_i), \mu_y(\tilde{Y}_j) \}, \quad (6.27)$$

где μ_y^* – значение функции принадлежности для множества \tilde{Y}_i^* с учётом ущерба \tilde{Y}_j .

Если же в такой ситуации на объекте B_j функционирует либо вводится в работу технологический резерв любого вида, то импликация соответствует логическому «ИЛИ» и моделируется одной из S -конорм – алгебраической суммой:

$$\mu_y^*(\tilde{Y}_i^*) = 1 - (1 - \mu_y(\tilde{Y}_i))(1 - \mu_y(\tilde{Y}_j)). \quad (6.28)$$

Если технологический резерв может быть задействован на объекте B_i , то этот факт должен быть учтён при предварительной экспертной оценке ущерба в лингвистических переменных \tilde{R} и \tilde{Y} .

Дефаззификация может выполняться по методу наибольшей высоты [199] с целью предотвращения занижения ущербов.

Таким образом, методика количественной оценки риска включает в себя следующие шаги:

1) выявление множества объектов A , которые непосредственно затрагивают внедряемые схемно-режимные мероприятия;

2) выявление множества объектов B , имеющих технологическую взаимосвязь с объектами A ;

3) экспертная оценка или расчёт на основе статистических данных граничных значений ущерба и соответствующих значений функции принадлежности для всех объектов множеств A и B ;

4) экспертная оценка риска возникновения ущерба в виде лингвистических значений для объектов множества A ;

5) определение лингвистических значений ущерба U для каждого объекта по принятым лингвистическим значениям риска;

6) импликация по правилам (6.27) и (6.28) с целью учёта технологических взаимосвязей между объектами;

7) агрегация результатов, полученных для множества объектов A , по правилу (6.26);

8) дефаззификация полученного результата на основе выражения (6.23) и метода наибольшей высоты (наименьшего значения функции принадлежности) – определение чёткого значения ущерба, являющегося количественной оценкой риска.

В качестве примера рассмотрим количественную оценку риска, связанного с отключением линии 110 кВ, питающей один из цехов холодной прокатки крупного металлургического предприятия, при выводе в резерв одного из трансформаторов (коэффициент загрузки каждого из них при работе по нормальной схеме равен около 0,3, т.к. несколько крупных объектов, запитанных ранее от подстанции, на настоящий момент демонтированы). Ущерб будем оценивать по значениям, приведенным в [145]. Среднее время отклю-

чения составляет 10,5 ч. Ущерб, соответствующий этому значению, – 8,33 млн руб. Экспертным путем определено нечёткое множество граничных значений ущерба:

$$\begin{aligned} \tilde{Y}_{\text{гр}} = & 0,1/1,7 + 0,3/2,4 + 0,5/5,8 + 0,9/6,35 + \\ & + 0,6/8,3 + 0,3/10,5 + 0,1/11,2. \end{aligned} \quad (6.29)$$

Оценивать будем превышение порога, соответствующего рабочей смене (6,35 млн руб.), который эксперты оценили наибольшим значением функции принадлежности.

Также экспертным путем определено, что для этого цеха следует при расчете принимать значение риска «*малый*». В этом случае в соответствии с табл. 6.5 должен быть принят уровень значимости в пределах $\mu=[0,2;0,4]$, соответствующий значению ущерба «*большой*».

Цех холодной прокатки является поставщиком продукции для линии лужения цеха покрытий. В связи с отсутствием технологического резервирования на этом объекте должна быть выполнена импликация по правилу (6.27). Лингвистическое значение ущерба для линии лужения – «*средний*» ($\mu=[0,4;0,6]$), т.к. в цехе имеются определённые складские запасы. Среднее время отключения принимается также 10,5 ч. Минимальное значение функции принадлежности – 0,2; по (6.23) соответствующая величина ущерба – 15,8 млн руб.

Таким образом, разработанный подход к количественной оценке рисков позволяет учесть экспертные оценки риска возникновения ущербов и их граничных значений, а принятый вид функции принадлежности для нечёткого множества величин ущербов позволяет учесть незначительное снижение вероятности возникновения ущербов в области их больших значений, характерное для производственных рисков.

Для предприятия, располагающего собственными электростанциями, необходимо рассматривать риск от вынужденного снижения собственной генерации, поскольку стоимость собственной электроэнергии значительно ни-

же, чем покупной. Заметнее всего это проявляется при использовании для выработки электроэнергии вторичных энергоресурсов.

Оценка такого риска может быть выполнена путём представления величины ущерба в виде одностороннего нечёткого числа с функцией распределения в виде кривой Коши:

$$\mu(\tilde{y}) = \frac{1}{1 - \left(\frac{y - y_{гр}}{y_{ср} - y_{гр}} \right)^2}, \quad (6.30)$$

где $y_{гр}$ – граничный ущерб;

$y_{ср}$ – средний ущерб.

Средний ущерб при снижении выдаваемой мощности электростанции $P_{откл}$ в течение времени T может быть определен следующим образом:

$$y_{ср} = (C_{РРЭ} - C_{ст}) \lambda_j T_{вj} P_{откл} T, \quad (6.31)$$

где λ_j – расчётное значение интенсивности потока отказов для некоторого варианта j рассматриваемой ремонтной схемы, 1/год;

$T_{вj}$ – среднее время восстановления для этого же варианта, ч;

$C_{РРЭ}$ – стоимость покупной электроэнергии, руб./кВт·ч;

$C_{ст}$ – себестоимость электроэнергии для рассматриваемой электростанции, руб./кВт·ч.

Граничный ущерб может быть определён на основе статистической информации о времени аварийных отключений в узле рассматриваемой электростанции:

$$y_{гр} = y_{ср} (1 - u_{0,95} \sigma_T), \quad (6.32)$$

где σ_T – среднеквадратичное отклонение времени отключения;

$u_{0,95}$ – квантиль нормального распределения для доверительной вероятности 0,95 (равен 1,67).

Зависимость ущерба от принятого значения ФП будет выглядеть (из (6.30)) как

$$Y = Y_{гр} + (Y_{сп} - Y_{гр}) \sqrt{\mu^{-1} - 1}. \quad (6.33)$$

Задаваясь значением ФП μ в качестве вероятности рискового события, можно определить его количественную характеристику D .

Для определения суммарного риска в случае, если в структуре энергохозяйства имеется несколько (N) электростанций, при использовании нечётких чисел необходимы правила нечёткого вывода. В данном случае они будут в качестве основной операции содержать агрегирование, выражаемое логическим произведением нечётких чисел:

$$\mu(\tilde{Y}_{сум}) = \min_{1 \leq n \leq N} \{ \mu(\tilde{Y}_1), \mu(\tilde{Y}_2), \dots, \mu(\tilde{Y}_N) \} \quad (6.34)$$

– минимальное значение ФП, соответствующее наибольшему суммарному ущербу $\tilde{Y}_{сум}$ (наибольшему риску).

Для фаззификации будем использовать терм-множество лингвистических балльных значений риска

$$\tilde{Y}(\text{"ущерб"}) = \text{"5 баллов"} \cup \text{"4 балла"} \cup \text{"3 балла"} \cup \text{"2 балла"} \cup \text{"1 балл"}, \quad (6.35)$$

для которого примем следующую таблицу соответствия (табл. 6.6).

Таблица 6.6.

Соответствие балльных значений и значений функции принадлежности нечёткой величины ущерба

Лингвистическое (балльное) значение	Значение функции принадлежности
«5 баллов»	0,001...0,2
«4 балла»	0,2...0,4
«3 балла»	0,4...0,6
«2 балла»	0,6...0,8
«1 балл»	0,8...1,0

Для дефаззификации также используется метод наибольшей высоты.

Оценка риска по изложенной методике может использоваться совместно с алгоритмом расчёта показателей надёжности (п.6.2) следующим образом.

При оценке надёжности электроснабжения потребителя ущерб, связанный с аварийным отключением линий, соединяющих источник питания с подстанцией цеха или участка, целесообразно оценивать по количественным характеристикам риска, что позволит наиболее полно учесть условия ликвидации аварии. Часть СЭС, внешняя по отношению к источнику питания, наиболее просто может быть представлена эквивалентными показателями надёжности, определенными по п.6.2.

6.7. Выбор наиболее целесообразного решения по реконструкции при неопределённости информации о нагрузке потребителя

6.7.1. Характеристика задачи

Такая задача чаще всего имеет место при развитии производства и росте установленной мощности потребителей. При этом для крупных предприятий характерны практически ежегодные работы по реконструкции технологических цехов, а следовательно, и по реконструкции СЭС. Работы по реконструкции необходимо учитывать при планировании режимов СЭС [268]. Для выбора наиболее целесообразных мероприятий воспользуемся критерием Ходжа-Лемана [119], используемом при принятии решений в условиях «игр с природой». Этот критерий опирается одновременно на критерий Вальда и критерий Байеса [295]. С помощью параметра ν выражается степень доверия к используемому распределению вероятностей, а коэффициент $(1-\nu)$ характеризует количественно степень пессимизма игрока A . Чем больше доверия игрока A данному распределению вероятностей состояний природы, тем меньше пессимизма и наоборот. В задаче снижения проигрыша (ущерба) стратегия с минимальным показателем эффективности является оптимальной.

По критерию Байеса за оптимальную принимается та стратегия, при которой максимизируется средний выигрыш или минимизируется средний риск. По критерию Вальда за оптимальную принимается стратегия, которая в наихудших условиях гарантирует минимальный проигрыш, т.е. этот критерий выражает пессимистическую оценку ситуации.

Примем, что нагрузка потребителя изменяется в пределах $[P_{\min}; P_{\max}]$ и заменим этот диапазон множеством значений $\{P_1, P_2, P_3, \dots, P_n\}$, где $P_1 = P_{\min}$, $P_n = P_{\max}$. Воспользуемся экспертной оценкой времени отключения (ограничения) потребителя T_B и соответствующего значения функции принадлежности μ . Для сопоставляемых схемных мероприятий на бинарном соответствии $V \times P$ (V – множество вариантов мероприятий, P – множество значений нагрузки потребителей множества A) должна быть составлена платёжная матрица (см. табл. 6.7).

Таблица 6.7

Платёжная матрица схемных мероприятий

Вариант схемы	Возможная нагрузка потребителя						
	P_1	P_2	...	P_i	...	P_{n-1}	P_n
Вариант 1	Y_{11}	Y_{12}	...	Y_{1i}	...	$Y_{1,n-1}$	Y_{1n}
Вариант 2	Y_{21}	Y_{22}	...	Y_{2i}	...	$Y_{2,n-1}$	Y_{2n}
...
Вариант j	Y_{j1}	Y_{j2}	...	Y_{ji}	...	$Y_{j,n-1}$	Y_{jn}
...
Вариант $n-1$	$Y_{n-1,1}$	$Y_{n-1,2}$...	$Y_{n-1,i}$...	$Y_{n-1,n-1}$	$Y_{n-1,n}$
Вариант n	$Y_{n,1}$	$Y_{n,2}$...	$Y_{n,i}$...	$Y_{n,n-1}$	Y_{nn}

В клетках табл. 6.7 указаны величины ущербов; здесь Y_{ji} – вероятный ущерб, который может возникнуть при реализации варианта схемных мероприятий V_j в случае, если нагрузка рассматриваемого потребителя составляет P_i . Значения Y_{ji} рассчитываются по (6.23) для эквивалентного значения интенсивности потока отказов соответствующего варианта λ_j . Затем для каждой строки платёжной матрицы рассчитывается функция полезности.

Функция полезности, как указывалось выше, определяется в соответствии с критерием Ходжа-Лемана

$$Y_j = v Y_W + (1-v) Y_B, \quad (6.36)$$

где Y_W – значение ущерба по критерию Вальда: $Y_W = Y_{j \min}$;

Y_B – вероятностное значение ущерба с учетом критерия Байеса:

$$Y_B = \sum_{i=1}^n (Y_{ij} p_i);$$

$Y_{j\min}$ – наибольшее и наименьшее значения ущерба, соответствующие варианту V_j при изменении нагрузки от P_1 до P_n .

p_i – вероятность работы при нагрузке P_i .

Наиболее рациональный вариант схемных мероприятий выявляется из условия

$$Y_j^{H.P.} = \min Y_j. \quad (6.37)$$

При возможности следует рассмотреть мероприятия организационного характера, позволяющие уменьшить время T_B . В этом случае определение $Y_j^{H.P.}$ и выбор наиболее рационального варианта должны быть повторены.

6.7.2. Методика количественной оценки риска

Мерой риска является размер ожидаемого ущерба от аварийного перерыва электроснабжения за фиксированный промежуток времени. Выбор мероприятий с наименьшим риском на основе критерия Ходжа-Лемана будет включать в себя следующие шаги:

- 1) определение диапазона возможного изменения нагрузки потребителя, которого затрагивают разрабатываемые мероприятия;
- 2) экспертная оценка времени отключения потребителя;
- 3) задание степени пессимизма;
- 4) расчёт вероятных значений ущербов и составление платёжной матрицы, включающей все рассматриваемые варианты мероприятий;
- 5) вычисление цены стратегии для каждого из вариантов с учётом принятой степени доверия;
- 6) выявление варианта с наименьшей ценой стратегии – варианта с наименьшим риском.

Пример использования методики

В качестве примера рассмотрим снижение производственного риска, также связанного с отключением линии 110 кВ, питающей один из цехов хо-

лодной прокатки крупного металлургического предприятия (см. стр. 254-255), при выводе в резерв одного из трансформаторов 63 МВА подстанции №10 110/10 кВ (коэффициент загрузки каждого из них при работе по нормальной схеме равен около 0,3 вследствие вывода из эксплуатации нескольких крупных объектов, как было указано выше). Ущерб будем оценивать по значениям, приведённым в [145]. Среднее время отключения составляет 10,5 ч. Ущерб, соответствующий этому значению, – 8,33 млн руб. Экспертным путем определено нечёткое множество граничных значений ущерба (см. (6.29)):

Оценивать, как и ранее, будем превышение порога, соответствующего рабочей смене (6,35 млн руб.), который оценён экспертами наибольшим значением функции принадлежности. Экспертным же путём определено, что в данном случае следует при расчёте принимать значение ущерба «*большой*». В этом случае в соответствии с табл. 6.5 должен быть принят уровень значимости в пределах $\mu=[0,2;0,4]$.

За цехом холодной прокатки по технологической цепочке следующей является линия лужения цеха покрытий. В связи с тем, что часть холоднокатаного листа может быть поставлена с других цехов предприятия, должна быть выполнена импликация по правилу (6.28). Лингвистическое значение ущерба для линии лужения – «*средний*» ($\mu=[0,4;0,6]$), т.к. в цехе имеются определенные складские запасы. Среднее время отключения принимается также 10,5 ч, среднее и граничные значения ущерба для этого объекта – 7,5 млн руб. и 5,8 млн руб. соответственно. Тогда алгебраическая сумма, соответствующая наименьшим значениям функций принадлежности для значений «*средний*» и «*большой*», составляет $\mu^* = 1 - (1 - 0,2)(1 - 0,4) = 0,52$. По (6.23) соответствующее значение ущерба для обоих объектов – 14,05 млн руб. При отсутствии возможности поставки листового проката из других цехов эта величина составит (при $\mu=0,2$) 16,11 млн руб.

Рассмотрим схемные мероприятия по повышению надёжности потребителей ПС №10 при расширении производства в цехе холодной прокатки, за-

ключающиеся в использовании резервных кабельных вводов с ПС №11 (вариант 1 – 2 трансформатора по 31,5 МВА, удаленность 800 м), №12 (вариант 2 – 2×40 МВА, удаленность 5,1 км) и №13 (вариант 3 – 2×25 МВА; 1,5 км). Нагрузку цеха после реконструкции зададим диапазоном {38; 39; 40; 41; 42} МВА. При коэффициенте загрузки 0,5 располагаемая трансформаторная мощность составит соответственно 31,5; 40 и 25 МВА. В послеаварийном режиме какая-либо из этих ПС должна взять на себя нагрузку до 42 МВА. В таком случае ограничение по мощности потребителей будет достигать 10,5 МВА в первом, 2 МВА во втором и 17 МВА в третьем случае. Коэффициент мощности нагрузки для всех режимов принят одинаковым. Составим для этих случаев платёжную матрицу (табл. 6.8).

Таблица 6.8

Платёжная матрица для рассматриваемого примера

Резервные вводы		Возможная нагрузка потребителя, МВА				
		38	39	40	41	42
от п/ст №11	$S_{огр}$, МВА	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5
	$Y_{гр}$, млн руб.	2,08	2,33	2,72	3,04	3,36
	$Y_{ср}$, млн руб.	2,42	2,79	3,16	3,53	3,9
	U для $\mu=0,2$, млн руб.	2,76	3,25	3,6	4,02	4,44
от п/ст №12	$S_{огр}$, МВА	2	3	4	5	6
	$Y_{гр}$, млн руб.	0,89	1,21	1,54	1,87	2,19
	$Y_{ср}$, млн руб.	1,03	1,41	1,79	2,17	2,55
	U для $\mu=0,2$, млн руб.	2,413	3,249	4,066	4,883	5,719
от п/ст №13	$S_{огр}$, МВА	13	14	15	16	17
	$Y_{гр}$, млн руб.	4,16	4,48	4,8	5,12	5,44
	$Y_{ср}$, млн руб.	4,83	5,21	5,58	5,95	6,32
	U для $\mu=0,2$, млн руб.	5,5	5,94	6,36	6,78	7,2

При составлении табл. 6.8 учтено, что при питании от подстанции №12, имеющей наибольшую трансформаторную мощность, тем не менее имеет место снижение надёжности электроснабжения из-за значительной удалённости; кроме того, трасса кабельной линии будет проходить вблизи действующего гранитного карьера. Вероятность отключения принята равной 0,0203 (для прокладки кабелей в траншее). При вычислении цены стратегии степень пессимизма принята равной 0,3 и среднее время отключения для ПС №10 – 10,5 ч. Граничный ущерб принят соответствующим рабочей смене, как

и в предшествующих расчётах.

Таблица 6.9

Исходные данные для определения критерия Байеса

Нагрузка потребителя, S , МВА		38	39	40	41	42
Вероятность нагрузки, p		0,05	0,15	0,6	0,15	0,05
Ущерб для рассматриваемой нагрузки, $U \times p$, млн руб.	п/ст №11	0,14	0,49	2,16	0,60	0,22
	п/ст №12	0,12	0,49	2,44	0,73	0,29
	п/ст №13	0,28	0,89	3,82	1,02	0,36

Таблица 6.10

Цена стратегии по критерию Ходжа-Лемана

№ п/ст	Критерий Вальда	Критерий Байеса	Критерий Ходжа-Лемана при степени пессимизма, равной:								
			0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
п/ст №11	2,76	3,611	3,525	3,440	3,355	3,270	3,185	3,100	3,015	2,930	2,845
п/ст №12	2,413	4,066	3,901	3,735	3,570	3,405	3,240	3,074	2,909	2,744	2,578
п/ст №13	5,5	6,359	6,273	6,187	6,101	6,015	5,930	5,844	5,758	5,672	5,586

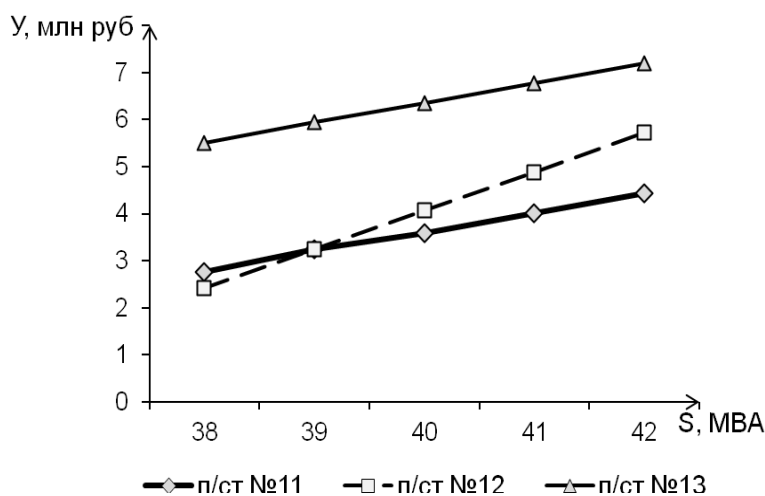


Рис. 6.13. К выбору оптимальной схемы

На основе анализа табл. 6.10 и рис. 6.13 можно сделать вывод, что при увеличении степени пессимизма (более 0,5) выгодной становится стратегия с наименьшим критерием Вальда – для рассматриваемого случая это питание от ПС №12; при значении степени пессимизма менее 0,5 – оптимальна стратегия с минимальным критерием Байеса, т.е. питание от ПС №11. Для рассмотренного примера в соответствии с заданной степенью пессимизма (0,3)

цена стратегии для варианта 1 (ПС №11) составляет 3,355 млн руб., для варианта 2 (ПС №12) – 3,570 млн руб., для варианта 3 (ПС №13) – 6,101 млн руб. Таким образом, наименьшая функция полезности соответствует варианту резервного питания от ПС №11, т.к. при питании от ПС, имеющей наибольшую располагаемую трансформаторную мощность, существенно возрастает риск отключения резервного ввода.

6.8. Определение ущерба технологически связанных потребителей

В настоящей работе для оценки суммарного ущерба от отключений предлагается использовать схемы технологических связей потребителей, представляющие собой схемы нечёткого вывода [199]. Неопределённость информации учитывается представлением ущерба, резерва или других величин как нечётких значений, для которых затем используются операции арифметики и логики нечётких чисел.

При использовании такой схемы необходимо задаться некоторым интервалом времени, например, $\Delta t=1$ ч, и для каждого Δt рассчитывать значение

$Y_{\Sigma t}$. Это значение будет определяться как $Y_{\Sigma t} = \sum_{i=1}^N Y_{it}$, где t – номер интер-

вала, i – номер объекта. Если на этом объекте ущерб ещё не возник вследствие наличия времени $t_{\text{зап}}$, то для него он принимается на текущем интервале равным нулю. Продолжительность существования ущерба на объекте, для которого имеет место отключение или ограничение, и его величина за Δt определяется соответствующим значением функции принадлежности (ФП) μ .

Средний ущерб $Y_{\text{ср}}$ в выражении (6.23) представляет собой ущерб от недоотпуска продукции. Данный тип ущерба может быть определён либо по результатам расследования инцидентов, либо, при их отсутствии, на основе имеющейся на предприятии статистики аварийных отключений:

$$Y_{\text{ср}} = C_{\text{пр0}}TV, \quad (6.38)$$

где $C_{\text{пр0}}$ – стоимость единицы продукции, руб./т;

T – время простоя цеха, ч;

V – производительность, т/ч.

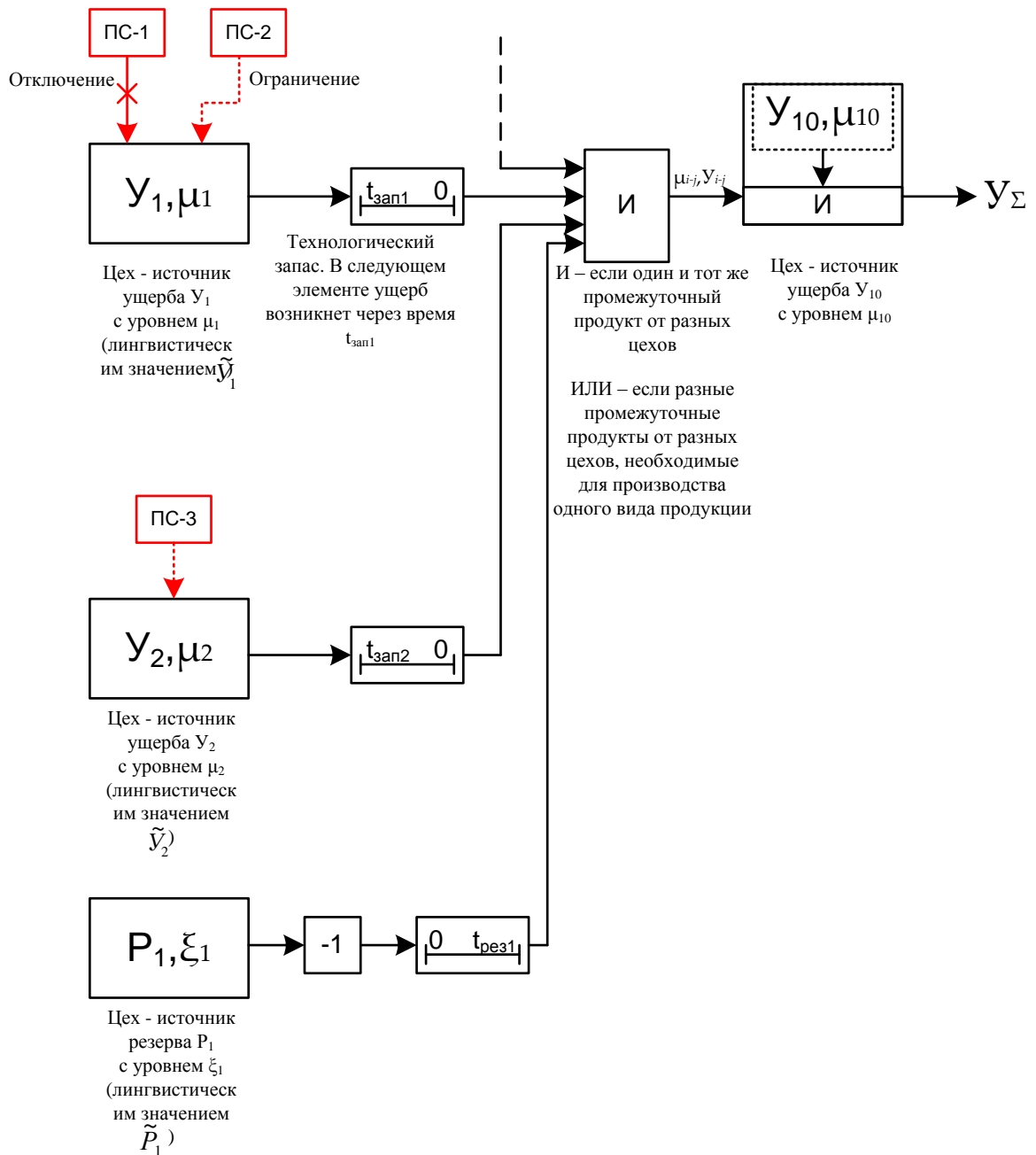


Рис. 6.14. Пример схемы нечёткого вывода для определения ущерба

Исходя из (6.32), приближённо можно определить граничный ущерб на основании коэффициента вариации времени отключения v_T (о.е.), полученного в результате анализа аварийных событий в электрохозяйстве предприятия:

$$Y_{гр} = Y_{cp}(1 - u_{0,95}v_T), \quad (6.39)$$

где $u_{0,95}$ – квантиль нормального распределения, соответствующий доверительной вероятности 0,95 ($u_{0,95}=1,67$).

При необходимости ущерб может быть представлен в виде лингвистической переменной, заданной в балльной системе (допустим, в десятибалльной системе) термами:

$$\tilde{Y}(\text{"ущерб"}) = "10" \cup "9" \cup "8" \cup "7" \cup "6" \cup "5" \cup "4" \cup "3" \cup "2" \cup "1".$$

В таком случае дефаззификация будет выполняться на основе таблицы соответствия табл. 6.10.

Элемент И (рис. 6.14) выполняет вычисление ФП в виде T -нормы «логическое произведение» [111]:

$$\mu(\tilde{Y}_{i-j}) = \min \{ \mu(\tilde{Y}_i), \mu(\tilde{Y}_{i+1}), \dots, \mu(\tilde{Y}_{j-1}), \mu(\tilde{Y}_j) \},$$

элемент ИЛИ – использует S -конорму «логическое сложение»:

$$\mu(\tilde{Y}_{i-j}) = \max \{ \mu(\tilde{Y}_i), \mu(\tilde{Y}_{i+1}), \dots, \mu(\tilde{Y}_{j-1}), \mu(\tilde{Y}_j) \}.$$

При последовательном соединении элементов используется нечёткая импликация по закону логического умножения.

Для дефаззификации нечёткого значения ущерба предлагается использовать метод центра тяжести. За основу при этом берется (6.23) и табл. 6.11.

Таблица 6.11

Соответствие лингвистических значений и значений функции принадлежности

Лингвистическое значение	Значение функции принадлежности
«10 баллов»	0,001...0,1
«9 баллов»	0,1...0,2
«8 баллов»	0,2...0,3
«7 баллов»	0,3...0,4
«6 баллов»	0,4...0,5
«5 баллов»	0,5...0,6
«4 балла»	0,6...0,7
«3 балла»	0,7...0,8
«2 балла»	0,8...0,9
«1 балл»	0,9...1,0

Необходимо также учесть возможность не только технологического запаса, но и стабильного технологического резерва (P на рис. 6.14) по исходной продукции цеха – дополнительной поставке от другого цеха, не связанного с первоначальными источниками ущербов, в общем случае через некоторое время $t_{рез}$ (в расчётную схему вводится элементом, являющимся аналогом элемента задержки с выдержкой времени на возврат; в общем случае величи-

на $t_{рез}$ может быть равна нулю).

В схеме с элементом И такая связь может задействоваться без ограничений, в схеме с элементом ИЛИ – если такая возможность есть по каждому виду продукции. При этом величина P должна браться с противоположным знаком (по отношению к ущербу) и, должна определяться экспертным путем, в зависимости от нужд других потребителей. В расчётной схеме это учитывается соответствующей функцией принадлежности ξ .

Пример расчёта ущерба

Расчёт ущерба технологически связанных потребителей при помощи схем нечёткого вывода рассмотрен на примере ПАО «ММК». Рассмотрены следующие технологически связанные цеха (рис. 6.14): доменный цех (ДЦ), кислородный цех (КЦ), кислородно-конвертерный цех (ККЦ). Возникновение ограничения или отключения на подстанциях, питающих данные цеха, приведёт к ущербу. Суммарный ущерб Y_{Σ} в этом случае будет представлять собой ущерб от недопроизводства стали.

Для ДЦ готовой продукцией является жидкий чугун, для КЦ кислород и для ККЦ сталь. С помощью (6.33) произведен расчёт среднего ущерба Y_{cp} . Исходные данные и результаты расчёта представлены в табл. 6.12.

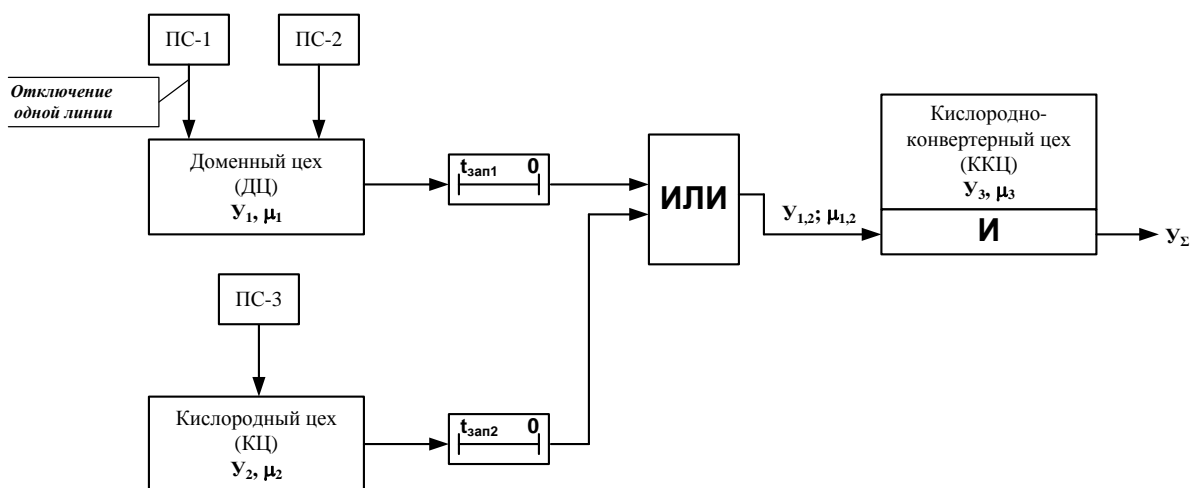


Рис. 6.15. Схема нечёткого вывода для цехов металлургического предприятия при производстве стали кислородно-конвертерным способом

Таблица 6.12

Расчёт среднего ущерба

Наименование цеха	Стоимость единицы продукции $C_{пр0}$, руб./т	Производительность V , млн т/год	Время простоя T , год	Ущерб $U_{ср}$, млн руб.
ДЦ	16150	10,3	0,0026	432,497
КЦ	24475	0,983	0,0017	40,90
ККЦ	21750	10	0,0043	935,25

На основе расчёта $U_{ср}$ в соответствии с (6.31) определен граничный ущерб $U_{гр}$. Результаты расчёта представлены в табл. 6.13.

Таблица 6.13

Расчёт граничного ущерба

Наименование цеха	Ущерб $U_{ср}$, млн руб.	Коэффициент вариации времени отключения ν_T	Ущерб $U_{гр}$, млн руб.
ДЦ	432,497	0,02	418,052
КЦ	41,78	0,01	40,22
ККЦ	935,25	0,03	888,393

Так как в качестве примера рассматривается металлургическое предприятие, лингвистическое значение ущерба для всех трёх объектов оценено экспертным путем как «8 баллов». В соответствии с табл. 6.11 значение функции принадлежности $\mu=0,25$. При найденной величине μ по (6.23) получен расчётный ущерб для цехов $U_{дц}=749,107$ млн руб.; $U_{кц}=41,40$ млн руб.; $U_{ккц}=969,551$ млн руб. и суммарный ущерб $U_{\Sigma}=U_{дц}+U_{кц}+U_{ккц}=1760,058$ млн руб.

Для примера расчёта по схеме нечёткого вывода рассмотрен случай аварийного отключения одной из линий, питающих ДЦ (рис. 6.15). Данное ограничение приведет к снижению производительности ДЦ на 20%.

Конвертерное производство представляет собой получение стали в сталеплавильных агрегатах-конвертерах путём продувки жидкого чугуна кислородом. В связи с уменьшением производительности ДЦ уменьшится производительность ККЦ в зависимости от времени простоя (восстановления). Так, например, в течение первого часа простоя производительность ККЦ не изменится, что обусловлено наличием резерва чугуна. Кроме того, средняя продолжительность плавки в конвертере составляет 38 мин, что также обу-

словит отсутствие ущерба ККЦ определённое время после ограничения на ДЦ. С помощью ПК «КАТРАН» [2] рассчитано среднее время восстановления для схемы электроснабжения ДЦ, равное 1,81 ч. В табл. 6.14 показано изменение ущерба с увеличением времени при приращении Δt ; n – номер интервала. Результирующий ущерб соответствует предпоследней строке таблицы и составляет $9,49+15,36=24,85$ млн руб.

Исходя из годового значения (табл. 6.12) почасовая производительность с учетом её снижения за счёт годового ущерба составит: для ДЦ 1175,8 т/ч, для ККЦ 1141,6 т/ч.

Таблица 6.14

Расчёт суммарного ущерба

Текущее время простоя $n\Delta t$, ч	Производительность цеха, о.е.		Ущерб $U_{ср}$, млн руб.		Ущерб $U_{гр}$, млн руб.		Ущерб U_{Σ} , млн руб.	
	ДЦ	ККЦ	ДЦ	ККЦ	ДЦ	ККЦ	ДЦ	ККЦ
0,5	0,8	1	1,90	0	1,26	0	3,16	0
1	0,8	0,9	3,80	2,79	2,53	2,33	6,33	5,12
1,5	0,8	0,8	5,70	8,38	3,79	6,98	9,49	15,36
2	1	1	0	0	0	0	0	0

6.9. Внедрение результатов диссертационной работы в условиях действующей системы электроснабжения промышленного предприятия

6.9.1. Хозяйственно-договорные НИОКР

1. Научно-исследовательская работа по теме № 2001-15 (94133) «Совершенствование режимов работы систем электроснабжения структурных подразделений ОАО «ММК» в связи с вводом в эксплуатацию собственных источников электроэнергии» по договору между МГТУ и ОАО «ММК», 2001 г.

В ходе выполнения НИОКР разработаны алгоритм расчёта установившегося режима системы электроснабжения с собственными источниками электроэнергии модифицированным методом последовательного эквивалентирования и оптимизации режимов таких объектов на основе метода дискретного динамического программирования в условиях детерминированной исходной информации. Разработан алгоритм расчёта параметров режима при трёхфазном коротком замыкании. Сформированы псевдоизмерения реактив-

ной мощности нагрузочных узлов. Выполнен расчёт и анализ эксплуатационных режимов сетей 110-220 кВ Магнитогорского промышленного узла для различных оперативных состояний. Разработана и внедрена первая версия программного комплекса расчёта и оптимизации режимов систем электроснабжения (приложение П2).

2. Научно-исследовательская работа по теме № 2003-09 (112880) «Разработка программного обеспечения оптимального управления системой электроснабжения по минимуму потерь электроэнергии в высоковольтных электрических сетях ОАО «ММК» по договору между МГТУ и ОАО «ММК», 2003 г.

Разработаны алгоритм и программный модуль расчёта потерь активной и реактивной мощности в системе электроснабжения с разделением потерь по сетевым районам, по собственникам элементов электрической сети, классам напряжения, видам оборудования и физической природе. Выполнено исследование влияния уровней напряжения на шинах узловых подстанций 220/110 кВ и выдаваемой реактивной мощности крупных синхронных двигателей на значения потерь. Даны рекомендации по снижению потерь электроэнергии за счёт поддержания рациональных уровней напряжения на шинах 110 кВ подстанций 220/110 кВ связи с энергосистемой (приложение П2).

3. Научно-исследовательская работа по теме №2004-14 (122426) «Разработка методов оперативного управления и планирования режимов электроснабжения с целью повышения эффективности, снижения потерь на транспорт и рационального распределения электроэнергии между отдельными потребителями Магнитогорского промышленного узла» по договору между ГОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2004 г. (приложение П2).

Разработан алгоритм и программный модуль расчёта стоимости потерь электроэнергии в каждом из элементов системы электроснабжения промышленного предприятия с собственной генерацией с учётом технико-экономических характеристик источников. Выявлен долевого вклад наиболее крупных сторонних потребителей ОАО «ММК» в потери мощности по сис-

теме электроснабжения комбината. Исследовано влияние режимных параметров на потери мощности в заводских и цеховых сетях напряжением 3, 6, 10 кВ. Даны рекомендации по снижению потерь электроэнергии в системе электроснабжения ОАО «ММК» за счёт поддержания рациональных уровней напряжения на шинах 3-6-10 кВ главных понизительных подстанций и за счёт изменения нормальной эксплуатационной схемы сети 35 кВ.

4. Научно-исследовательская работа по теме №2005-33 (131516) «Анализ и расчёт емкостных токов в распределительных сетях 6, 10, 35 кВ ОАО «ММК» по договору между ГОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2005 г.

Разработан метод, алгоритм и программный модуль расчета токов и напряжений нулевой последовательности в точке однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью и их распределения по элементам сети. При расчёте учитываются продольные активные и реактивные сопротивления кабелей, индуктивные сопротивления трансформаторов напряжения, влияние присоединительных трансформаторов дугогасящих реакторов (ДГР) и другие факторы. Исследовано влияние уровней напряжения в системе электроснабжения на уровни токов и напряжений нулевой последовательности для нормальных и ремонтных схем. Определены места установки и минимальные мощности дополнительных ДГР в исследуемой кабельной сети, а также рекомендуемые изменения настроек функционирующих ДГР.

5. Научно-исследовательская работа по теме №2006-21 (141198) «Разработка технических предложений по выбору, размещению и регулированию дугогасящих реакторов в кабельных сетях в связи с развитием и реконструкцией системы электроснабжения южного блока прокатных цехов и ЭСПП ОАО «ММК» по договору между ГОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2006 г.

Разработан алгоритм и программный модуль расчёта режимов однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью с учётом составляющих прямой, обратной и нулевой последовательности, а также наличия дугогасящих реакторов. Предусмотрена оценка максимальных значений перенапряжений при работе дугогасящих реакторов.

Выполнено исследование параметров исходного доаварийного режима на режим однофазного замыкания на землю. Осуществлена оценка дополнительной загрузки синхронных генераторов и силовых трансформаторов токами прямой и обратной последовательности при наличии в сети однофазного замыкания на землю. Даны рекомендации по изменению конфигурации кабельных сетей 6-10 кВ горно-рудной зоны, а также по установке новых ДГР на подстанциях, обеспечивающих питание новых и реконструированных объектов – ЭСПЦ, сортового цеха, стана «5000» горячей прокатки. Выявлены подстанции с наибольшей дополнительной нагрузкой понизительных трансформаторов при замыкании на землю на шинах низшего напряжения, что необходимо учитывать в ходе дальнейшей реконструкции южной части центральной промышленной площадки ОАО «ММК» (приложение П2).

6. Научно-исследовательская работа по теме №2006-22 (141197) «Разработка программного обеспечения расчёта и анализа устойчивости узла нагрузки ЦЭС-ПВЭС при выходе на раздельную работу» по договору между ГОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2006 г.

Разработаны методы, алгоритмы и программный модуль расчёта установившегося режима раздельной работы системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями и переходного режима при отделении от энергосистемы при работе делительной автоматики или при неправильных действиях оперативного персонала. Проведены контрольные расчёты устойчивости узла при параллельной, раздельной работе и в режиме короткого замыкания для наиболее характерных аварийных ситуаций при существующих балансах активных и реактивных мощностей и настройке устройств автоматического регулирования возбуждения и скорости. Выявлены критические небалансы мощности, при выходе с которыми на раздельную работу устойчивость сохраняется. Определены предельные времена отключения к.з. для различных точек схемы (приложение П2).

7. Научно-исследовательская работа по теме №2007-32 (151489) «Разработка программного обеспечения оперативного управления режимами ТЭЦ ОАО «ММК» по договору между ГОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2007 г.

Разработаны методы, алгоритмы и программный модуль расчёта переходных режимов при аварийном отделении собственной электростанции или системы электроснабжения с собственными электростанциями от энергосистемы в результате короткого замыкания и работы релейной защиты. Проведены контрольные расчёты устойчивости синхронных генераторов и двигателей собственных нужд ТЭЦ при возможных конфигурациях сетей 110-220 кВ для наиболее характерных точек к.з., оценки величин токов к.з., остаточных напряжений. Выявлены условия самозапуска и определён запас статической устойчивости двигателей собственных нужд ТЭЦ, рассчитаны предельные времена отключения к.з. (приложение П2).

8. Научно-исследовательская работа по теме №2008-17 (161176) «Исследование релейной защиты и автоматики в питающих и распределительных сетях 110-220 кВ Магнитогорского промышленного узла с целью повышения её эффективности» по договору между ГОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2008–2009 гг.

Разработаны математические модели релейной защиты сетей напряжением 110-220 кВ МПУ, включая токовые ступенчатые защиты, ТЗНП, дистанционные защиты, ДФЗ, направленные фильтровые защиты с ВЧ-блокировкой, дифференциальные, токовые и дистанционные защиты автотрансформаторов и ряд других на различной элементной базе (электромеханической, статической полупроводниковой, микроэлементной, микропроцессорной). Разработаны методы и алгоритмы расчёта режимов при несимметричных коротких замыканиях в сетях с заземленной нейтралью. Созданы методы, алгоритмы и программный модуль расчёта переходных режимов в системе электроснабжения с собственными электростанциями с учётом действия релейной защиты. Даны рекомендации по коррекции уставок токовых и дистанционных защит с целью обеспечения селективности (приложение П2).

9. Научно-исследовательская работа по теме №2010-13 (180735) «Управление эксплуатационными режимами системы электроснабжения ОАО «ММК» с учётом ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей со специфической нагрузкой на период до 2012 г.» по договору между ГОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2010–2011 гг.

В связи с вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей (стан «5000», ЛПЦ-11, МНЛЗ-6, АПК-3) произведены плановые расчёты эксплуатационных режимов распределительной сети напряжением 110-220 кВ для основных вариантов оперативной конфигурации. Разработаны методы, алгоритмы и программный модуль расчёта переходных режимов в системе электроснабжения с собственными электростанциями при работе электроприёмников с резкопеременной нагрузкой; математические модели таких электроприёмников применительно к условиям металлургического производства. С использованием разработанного программного обеспечения произведены расчёты оптимального распределения активных и реактивных мощностей между генераторами собственных электростанций ОАО «ММК» с учётом роста нагрузки, связанного с вводом новых производственных объектов, а также характерных режимов теплофикации. Проанализированы показатели статической и динамической устойчивости с учётом ввода новых объектов, а также действие делительной автоматики, обеспечивающей отделение от системы ТЭЦ, ЦЭС и ПВЭС-2 в аварийных режимах. Разработаны мероприятия по снижению колебаний напряжения, предусматривающие установку дополнительных компенсирующих устройств (приложение П2).

10. Научно-исследовательская работа по теме №2012-09 (200979) «Повышение надёжности электроснабжения потребителей ОАО «ММК» за счёт обеспечения чувствительности релейной защиты сетей 110-220 кВ в сложно-несимметричных аварийных режимах» по договору между ФГБОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2012 г.

Разработаны математические модели дифференциальной, максимальной токовой защит, токовой защиты нулевой последовательности и отсечки ВН

силовых трансформаторов на различной элементной базе. Разработаны методы, алгоритмы и программный модуль расчёта режимов при сложнораспределённых повреждениях в сетях напряжением 110-220 кВ с учётом действия релейной защиты. Осуществлена оценка чувствительности защит в сложнораспределённых аварийных режимах. Предложены мероприятия по повышению чувствительности (приложение П2).

11. Научно-исследовательская работа по теме №2013-29 (211861) «Разработка программного обеспечения расчёта показателей надёжности систем электроснабжения» по договору между ФГБОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК», 2013 г. (приложение П2).

Разработаны методы, алгоритмы и программный модуль расчёта показателей структурной надёжности в системе электроснабжения с собственными источниками электроэнергии на основе подхода, используемого в модифицированном методе последовательного эквивалентирования для расчёта установившихся режимов. Выявлены участки системы электроснабжения с наименьшими показателями надёжности. Разработаны мероприятия по повышению надёжности сетей напряжением 110-220 кВ ОАО «ММК».

6.9.2. Госбюджетные НИР

1. Проект №75315 «Разработка методов оперативного управления режимами электроснабжения и электропотребления крупных металлургических предприятий с целью повышения их энергоэффективности» в рамках ведомственной научной программы Министерства образования и науки Российской Федерации «Развитие научного потенциала высшей школы на 2005 г.», подпрограмма №3 «Исследования в области инфраструктуры научно-технической и инновационной деятельности высшей школы и развития ее кадрового потенциала», раздел №3 «Развитие научно-исследовательской работы молодых преподавателей и научных сотрудников, аспирантов и студентов» (приложение П2).

В результате выполнения проекта разработаны математические модели электрических нагрузок, учитывающих влияние частоты и напряжения и до-

лю в общем составе нагрузки синхронных и асинхронных машин, привода постоянного тока, электротехнологических установок; методика оценки статической устойчивости генераторов электростанций, отдельных узлов нагрузки и системы электроснабжения в целом в нормальных и послеаварийных режимах, включая аварийное выделение отдельных узлов с собственными электростанциями и отделение системы электроснабжения от энергосистемы; рекомендации по целенаправленному изменению режимов для повышения эффективности работы металлургического предприятия.

2. Научно-исследовательская работа по государственному контракту №02.740.11.0755 «Создание энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления электрической энергии на металлургическом предприятии с полным технологическим циклом» в рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы, 2010-2012 гг. (приложение П2).

В ходе НИР разработаны мероприятия по энергосбережению при выработке и распределении электрической энергии путём повышения эффективности управления эксплуатационными режимами систем электроснабжения металлургического предприятия с собственными электростанциями. Произведен анализ энергетических показателей наиболее энергоёмких потребителей электрической энергии металлургического предприятия (сверхмощных дуговых сталеплавильных печей (ДСП) и автоматизированных электроприводов прокатных станов). Были найдены основные направления разработки способов и технических средств снижения потерь электрической энергии в сетях с энергоёмкими потребителями.

3. Научно-исследовательская работа по соглашению №14.132.21.1758 по теме «Разработка оптимальных режимов функционирования энергосберегающих систем транспортировки и распределения электрической энергии в энергетических комплексах крупных промышленных предприятий с собственными генерирующими источниками» в рамках федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России»

на 2009 – 2013 годы, 2012-2013 гг. (приложение П2).

В ходе выполнения НИР осуществлена разработка математического аппарата оптимального управления эксплуатационными режимами систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными источниками электроэнергии с учётом режимных и технологических ограничений и анализ структуры генерирующих мощностей. На примере крупного промышленного предприятия разработаны предложения по рациональной загрузке котлоагрегатов собственных электростанций, имеющих неблочную технологическую схему.

4. Научно-исследовательская работа по гранту Российского фонда фундаментальных исследований №14-07-00200-а (конкурс «а» инициативных научных проектов) по теме «Разработка алгоритмического и программного обеспечения для управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии», 2014-2015 гг. (приложение П2).

В рамках НИР были разработаны математические модели нагрузок металлургического предприятия, основанные на применении математического аппарата теории нечётких множеств и отличающиеся возможностью представления нагрузок, график которых не отвечает нормальному закону распределения, в условиях неопределённости исходной информации. Разработан алгоритм расчёта показателей структурной надёжности систем промышленного электроснабжения, обеспечивающий сходимость расчёта в схемах большой размерности с наличием как сложнзамкнутых, так и разомкнутых участков. Алгоритм основан на применении метода Ньютона для решения системы нелинейных уравнений при определении параметров новых связей эквивалентированной схемы. Процесс эквивалентирования ведётся с учётом направления потоков мощности от шин питания потребителей к источнику.

Разработанные в рамках выполнения проекта математические модели и алгоритмы позволяют осуществлять планирование нормальных и ремонтных эксплуатационных режимов и могут быть использованы специалистами дис-

петчерских служб и электротехнических лабораторий промышленных предприятий. На основе расчётов, выполненных с использованием разработанных моделей и алгоритмов в условиях системы электроснабжения действующего объекта, могут быть выданы рекомендации, направленные на сокращение затрат от недоотпуска собственными электростанциями электроэнергии, увеличения потерь электрической энергии в распределительных сетях, сокращения срока службы электрооборудования, а также снижения надёжности участков сети.

6.10. Выводы по главе 6

1. Для целей планирования эксплуатационных схем систем электроснабжения промышленных предприятий разработан метод расчёта структурной надёжности, основанный на принципах последовательного эквивалентирования и позволяющий рассчитывать основные показатели надёжности по отношению к любому выбранному потребителю или точке выдачи мощности собственной электростанции с учетом направления потоков мощности. Метод позволяет выполнять расчёты для систем электроснабжения, включающих сложнзамкнутые участки, собственные электростанции, несколько узлов примыкания к региональной энергосистеме. Предусматривается возможность учёта как отказа типа «разрыв», так и отказа типа «КЗ».

2. Разработанный метод может применяться при плановой проработке нормальных и ремонтных эксплуатационных режимов, при прогнозных расчётах послеаварийных режимов с учётом фактора надёжности, при разработке проектов реконструкции системы электроснабжения. Эффективно его применение для сетей 110-220 кВ заводской системы электроснабжения, имеющей в своих границах собственные электростанции предприятия.

3. Системы уравнений, определяющие процедуру исключения узла при эквивалентировании, составляются на каждом шаге преобразований только для одного – исключаемого – узла, следовательно, их размерность будет определяться только элементом расчётной схемы с наибольшим количеством

связей, что снижает требования к вычислительным ресурсам при условии динамического выделения памяти. На основе рассмотренного алгоритма разработан модуль в составе программного комплекса КАТРАН.

4. Для оценки производственных рисков от внедрения схемно-режимных мероприятий в системе электроснабжения при малом объёме статистической информации об отключениях и их последствиях разработана методика, основанная на теории нечётких множеств и применении экспертных оценок. Принятый вид функции принадлежности для нечётких величин ущербов позволяет учесть незначительное снижение вероятности возникновения ущербов в области их больших значений, характерное для производственных рисков.

5. Для учёта технологических взаимосвязей при оценке ущерба от снижения надёжности электроснабжения потребителей промышленного предприятия предложен способ, основанный на составлении для них схем нечёткого вывода, позволяющих учесть как технологические и электрические связи между потребителями, так и время реакции того или иного участка или агрегата на отсутствие промежуточного продукта.

6. Разработана схема принятия решений при управлении режимами системы электроснабжения с учётом надёжности, учитывающая необходимость взаимодействия как между субъектами оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления (диспетчерская служба энергохозяйства, РДУ), так и их взаимодействие со смежными структурными подразделениями предприятия (группа режимов, бюро управления энергоресурсами, управление экономики).

7. С целью разработки оптимального комплекса мероприятий по реконструкции системы электроснабжения предложена методика, основанная на критериях теории игр, используемых при принятии решений в условиях неопределённости и (или) риска – критериях Вальда, Ходжа-Лемана, Байеса. Методика позволяет учесть неопределённость, связанную с фактическими величинами нагрузок вновь вводимых объектов, ценами на энергоносители, характером и продолжительностью возможных аварийных ситуаций.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Рассмотренные в работе теоретические исследования и расчёты с использованием математических моделей, направленные на повышение эффективности СЭС, позволяют сформулировать следующие основные результаты.

1. На основе анализа свойств СЭС крупного предприятия как большой системы показана необходимость применения при управлении ей методов имитационного моделирования, эквивалентирования, представления частичной неопределённости информации для учёта системных свойств. Создана концепция повышения эффективности и надёжности СЭС, заключающаяся в управлении их эксплуатационными режимами на основе сочетания методов расчёта и оптимизации режимов СЭС и способов учёта неопределённости и риска при моделировании параметров режимов и оборудования и при принятии решений.

2. С целью учёта зависимости состава топливной смеси от нагрузки котлоагрегатов промышленных ЭС разработан способ математического представления ЭММ генерирующего оборудования кусочно-линейными зависимостями. Для учёта неопределённых свойств ЭММ и погрешности задания условий связи с ЭЭС предложено представление ЭММ функциями нечёткой переменной, что позволяет снизить требования к вычислительным ресурсам, обусловленные применяемым методом динамического программирования.

3. Для оптимизации распределения мощностей в промышленной СЭС, включающей ЭС с поперечными связями, предлагается декомпозиция общей задачи на следующие подзадачи: получение оптимального распределения активных мощностей по критерию минимума затрат на пар и на приобретение ЭЭ у энергосбытовой компании; уточнение полученного решения по минимуму стоимости потерь мощности в СЭС; определение оптимальной загрузки котлов по модифицированному принципу равенства относительных приростов.

4. Оптимизацию режима при заданном ограничении–равенстве на принимаемую из ЭЭС мощность предложено осуществлять по методу, основанному на принципах дискретного динамического программирования, что позволяет учесть негладкие свойства ЭММ стационарных агрегатов. Для уточнения оптимального

решения по минимуму стоимости потерь предлагается использовать метод субградиентного спуска, также ориентированный на негладкость ЭММ. Метод и модели использовались в НИОКР для ПАО «ММК» на ЦЭС, ПВЭС, ТЭЦ и в ЦДС УГЭ. Снижение затрат при краткосрочном планировании – до 8%, при долгосрочном планировании – 1,05 млн руб. в год.

5. Разработан метод математического представления электрических нагрузок подразделений предприятия, основанный на задании нечёткими интервалами. Это даёт возможность учитывать неопределённость нагрузок в случае несоответствия их нормальному закону распределения при расчётах установившихся режимов. Разработанные модели позволяют выполнять оперативную оценку графиков нагрузки подразделений при известном производственном плане.

6. Для расчёта эксплуатационных режимов СЭС создан метод, позволяющий рассчитывать режимы для схем, содержащих несколько уровней напряжения (от 3–10 кВ до 110–220 кВ), несколько местных ЭС и несколько узлов связи с ЭЭС. Алгоритм основан на принципах последовательного эквивалентирования и обеспечивает хорошую сходимость (3–4 итерации). Метод и алгоритм использованы в НИОКР для цехов и подразделений УГЭ ПАО «ММК».

7. В целях снижения потерь активной мощности в разомкнутых сетях предприятия, питающихся от ГПП 35–220/3–10 кВ, разработана методика выбора положений РПН трансформаторов в условиях неопределённости информации о нагрузках на различных уровнях распределения при учёте имеющихся телеизмерений. В качестве критериев оптимальности приняты минимум потерь активной мощности в сетях 3–10 кВ и минимум износа РПН с учётом экономической целесообразности его восстановления. Снижение стоимости потерь электроэнергии для сетей 3–10 кВ одной ГПП составляет около 0,18 млн руб. в год. Результаты использованы в НИОКР, выполненной для ЦЭСиП ПАО «ММК».

8. Предложен метод оценки вклада потребителей и источников в потоко-распределение, потери мощности и их стоимость в СЭС. Значения вклада сторонних потребителей предприятия–ТСО позволяют при изменениях их нагрузки, не отраженных в расчетах НТПЭ, принимать решения, обеспечивающие наибо-

лее полную компенсацию стоимости потерь со стороны потребителей в условиях котлового принципа формирования тарифов на услуги по передаче ЭЭ. Значения вклада источников ЭЭ позволяют корректно оценивать показатели планируемого режима и разрабатывать мероприятия по снижению затрат на передачу ЭЭ. Результаты использованы в НИОКР для лаборатории электроиспользования ЦЭСТ ПАО «ММК», годовой эффект составил около 2 млн руб.

9. Для оценки надёжности СЭС предприятий с собственными ЭС при разработке схемно-режимных мероприятий предложены метод и алгоритм расчёта показателей структурной надёжности на основе принципов последовательного эквивалентирования и оценки производственных рисков нарушения электроснабжения потребителей и снижения выдачи мощности собственными ЭС. Для количественной оценки рисков предлагается использовать математическое представление ущерба как нечёткого числа с учётом экспертных оценок. Результаты использованы в НИОКР для ЦЭСиП ПАО «ММК». Расчётное снижение ущерба от нарушения электроснабжения для различных цехов составляет 15–35%.

10. На основе предложенных методов, методик и алгоритмов разработан программный комплекс «КАТРАН» (Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2015662725), предназначенный для работы в качестве советчика диспетчера или инженера управления главного энергетика предприятия. Программный комплекс и мероприятия на его основе поэтапно внедрялись в период с 2001 г. по настоящее время на крупном предприятии чёрной металлургии, располагающем собственной генерацией и сложным электросетевым хозяйством – ПАО «ММК». Выполнено 11 НИОКР. Программный комплекс используется в ЦЭТЛ ПАО «ММК» и передан в ЦЭСиП и УГЭ.

11. Теоретические положения и инструментарий поддержки принятия решений, созданные в диссертационной работе, способствуют развитию теории установившихся и оптимальных режимов, расширению круга задач, решаемых при управлении режимами систем электроснабжения, повышению эффективности алгоритмов расчёта и оптимизации режимов, улучшению экономических показателей энергохозяйства крупных промышленных предприятий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. А.с. 2012612069 РФ. Программа «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 6.0» / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова, Е.А. Панова, А.В. Хламова, В.М. Тарасов, Е.Б. Ягольникова, Н.А. Николаев, В.В. Зиновьев // Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем». – 2012. – №2. – С. 500-501.
2. А.с. 2015662725 РФ. Программа для ЭВМ «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 9.0» / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, Е.А. Панова, А.В. Варганова, О.В. Газизова, Ю.Н. Кондрашова, В.В. Зиновьев, К.С. Савельева, А.И. Юлдашева, А.А. Крубцова, Н.А. Курилова // Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. Базы данных. Топологии интегральных микросхем». – М.: ФИПС, 2015. – 2 с.
3. Абакшин, Т.С. Подсистема оптимального долгосрочного планирования и среднесрочных энергетических режимов на уровнях ЦДУ ЕЭС России и ОДУ / Т.С. Абакшин, Т.Н. Протопопова // Новое в российской энергетике. – 2002. – №10. – С. 2-4.
4. Абдулвелеев, И.Р. Автоматизированный расчёт надёжности воздушных линий электропередачи в критических погодных условиях / И.Р. Абдулвелеев, Г.П. Корнилов, А.Н. Шеметов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2014. – №7. – С. 30-38.
5. Агаев, И.А. Развитие методов VaR для оценки рисков на финансовых рынках / И.А. Агаев, Ю.А. Куперин // Региональная экономика и управление: электронный научный журнал. – 2006. – №4 (8). Номер статьи: 801. Режим доступа: <http://eee-region.ru/article/801/>.
6. Айзенберг, Н.И. Координация взаимодействия электроснабжающей организации и активных потребителей при оптимизации суточных графиков нагрузки / Н.И. Айзенберг, Е.В. Сташкевич, Н.И. Воропай // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2016. – №3. – С. 15-25.
7. Александров, О.И. Алгоритм для коррекции режима энергосистемы с учётом трансформаций и неоднородности сети / О.И. Александров // Энергетика.

Известия вузов и энергообъединений СНГ. – 2017. – Т.60. – №6. – С. 523-535.

8. Александров, О.И. Оперативный алгоритм расчёта режимов электрических сетей / О.И. Александров, Г.Г. Бабкевич // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1990. – №12. – С. 49-51.

9. Александров, О.И. Применение метода коэффициентов распределения для оперативной коррекции конфигурации электрической сети / О.И. Александров, Г.Г. Бабкевич // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1990. – №6. – С. 14-18.

10. Алексеев, О.Г. Комплексное применение методов дискретной оптимизации / О.Г. Алексеев. – М.: Наука, 1987. – 248 с.

11. Алиев, Р.А. Управление производством при нечёткой исходной информации / Р.А. Алиев, А.Э. Церковный, Г.А. Мамедова. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 240 с.

12. Апарин, В.А. Использование регулятора напряжения в системе электроснабжения средних промышленных предприятий / В.А. Апарин, А.А. Шевцов // Вектор науки Тольяттинского государственного университета. – 2010. – №3(13). – С. 79-81.

13. Арзамасцев, А.Д. Вероятностное моделирование электрических нагрузок крупных промышленных предприятий / А.Д. Арзамасцев, И.А. Саламатов, В.А. Игуменцев // Известия Академии наук СССР. Энергетика и транспорт. – 1976. – №5. – С. 139-143.

14. Арзамасцев, Д.А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д.А. Арзамасцев, П.И. Бартоломей, А.М. Холян. – М.: Высш.шк., 1983. – 208 с.

15. Арзамасцев, Д.А. Расчёт оптимального распределения реактивной мощности методом последовательного эквивалентирования / Д.А. Арзамасцев, В.А. Игуменцев // Электричество. – 1976. – №1. – С. 70-72.

16. Арзамасцев, Д.А. Модели оптимизации развития энергосистем / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес, А.Л. Мызин. – М.: Высш. шк., 1987. – 272 с.

17. Арис, Р. Дискретное динамическое программирование. Введение в оптимизацию многошаговых процессов / Р. Арис. – М.: Мир, 1969. – 171 с.

18. Арутюнян, Г.А. Выбор оптимальных режимов станций сложной

энергосистемы с учетом выбросов ТЭС / Г.А. Арутюнян, Л.В. Чархифалакян, А.И. Бабаян // Вестник Государственного инженерного университета Армении. Серия «Электротехника, энергетика». – 2012. – Вып.15. – №1. – С. 108-115.

19. Астахов, Ю.Н. О моделировании оптимальных режимов электроэнергетических систем / Ю.Н. Астахов, П.Д. Лежнюк, В.Н. Нагул // Электронное моделирование. – 1990. – №2. – С. 84-89.

20. Афанасьев, А.И. Оптимизация эксплуатационных режимов разомкнутых распределительных сетей по напряжению и реактивной мощности / А.И. Афанасьев, В.И. Идельчик, В.Н. Ковалевич, Ю.Г. Кононов // Электричество. – 1995. – №3. – С. 19-22.

21. Ахъёев Дж.С. Нечёткие модели распределённой генерации возобновляемых источников энергии Республики Таджикистан / Дж.С. Ахъёев, А.К. Киргизов, Э.Г. Ядагаев // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2016. – Т.64. – №3. – С. 117-130.

22. Бадалян, Л.А. Методика оперативного определения потерь активной мощности в сети / Л.А. Бадалян, А.Т. Гороян, Р.Э. Мариносян // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1990. – №6. – С. 48-51.

23. Байрамалиева, Э.Н. Метод оценивания параметров нагрузки энергосистемы при оперативных расчётах режима / Э.Н. Байрамалиева // Проблемы энергетики / Energetikanin problemləri. – 2005. – №1. – 5 с.

24. Балаков, Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю.Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов, А.В. Шунтов. – М.: Изд. дом МЭИ, 2006. – 288 с.

25. Баламетов, А.Б. Оценка погрешностей расчёта коэффициентов формы графиков на основе их имитационного моделирования / А.Б. Баламетов, С.Г. Мамедов, Х.Т. Алиев, Э.Д. Халилов // Электричество. – 2011. – №8. – С. 15-22.

26. Баламетов, А.Б. Методы прогнозирования потерь мощности в электроэнергетических системах / А.Б. Баламетов, Э.Д. Халилов // Электричество. – 2013. – №7. – С. 19-29.

27. Баринов, В.А. Развитие методов управления режимами электроэнергетических систем / В.А. Баринов, С.А. Совалов // Электричество. – 1990. – №1. – С. 1-9.
28. Баринов В.А. Режимы энергосистем: Методы анализа и управления / В.А. Баринов, С.А. Совалов. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 440 с.
29. Бартоломей, П.И. Решение комплексной задачи распределения электроэнергии в энергосистеме / П.И. Бартоломей, А.О. Егоров, Е.В. Машалов, А.В. Паздерин // Электричество. – 2007. – №2. – С. 8-13.
30. Бартоломей, П.И. Наблюдаемость распределения потоков электроэнергии в электрических сетях / П.И. Бартоломей, А.В. Паздерин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2004. – №9-10. – С. 24-33.
31. Бартоломей, П.И. Теория и практика в оптимизации режимов ЭЭС / П.И. Бартоломей, А.В. Паздерин, Т.Ю. Паниковская, С.Н. Шелюг. Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 2009.
32. Бартоломей, П.И. Оптимизация режимов энергосистем / П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская. – Екатеринбург: УГТУ–УПИ, 2008. – 164 с.
33. Беллерт, С. Анализ и синтез электрических цепей методом структурных чисел / С. Беллерт, Г. Возняцки / пер. с польск.; под ред. проф. П.А. Ионкина. – М.: Изд-во «Мир», 1972. – 332 с.
34. Беллман, Р. Динамическое программирование / Р. Беллман. – М.: Изд-во иностранной литературы, 1960. – 400 с.
35. Беллман, Р. Прикладные задачи динамического программирования / Р. Беллман, С. Дрейфус. – М.: Наука, Главная редакция физ.-мат. литературы, 1965. – 460 с.
36. Беляев, Н.А. Исследование методов оптимизации режимов работы энергосистем / Н.А. Беляев, Н.В. Коровкин, О.В. Фролов, В.С. Чудный // Электротехника. – 2013. – №2. – С. 21-29.
37. Болотов, В.В. Теоретические основы выбора экономического режима сложной электроэнергетической системы / В.В. Болотов. – М.: Изд-во АН СССР, 1947. – 273 с.

38. Борисов, Р.И. Формализация правил многоцелевой оптимизации управления электроэнергетическими системами / Р.И. Борисов // Электричество. – 1986. – №1. – С. 5-8.
39. Брамеллер, А. Слабозаполненные матрицы: Анализ электроэнергетических систем / А. Брамеллер, Р. Аллан, Я. Хэмэм. Пер. с англ. – М.: Энергия, 1979. – 192 с.
40. Будовский, В.П. Оценка балансовой надежности электроэнергетических систем методами теории рисков / В.П. Будовский // Электричество. – 2011. – № 1. – С. 11-16.
41. Булатов, Ю.Н. Решение оптимизационных задач электроэнергетики с помощью адаптивного генетического алгоритма // Труды Братского государственного университета: Сер.: Естественные и инженерные науки – развитию регионов Сибири. Т.2. / Ю.Н. Булатов, В.А. Попик. – Братск: Изд-во БрГУ, 2012. – С. 94-99.
42. Варганова, А.В. Энергоэффективное распределение тепла между котлоагрегатами промышленных электростанций с применением ЭВМ / А.В. Варганова, А.В. Малафеев // Электрические станции. – 2017. – №11. – С. 23-27.
43. Варганова, А.В. Внутростанционная оптимизация промышленных тепловых электростанций в условиях ремонтных режимов / А.В. Варганова, Д.А. Орёл, Г.М. Коринченко, И.Н. Гончарова, Ю.М. Байрамгулова // Электротехнические системы и комплексы. – 2018. – №3(40). – С. 27-33.
44. Васин В.П. Анализ необходимой точности реализации расчётного оптимального режима электроэнергетической системы / В.П. Васин, И.С. Рокотян, Л.А. Фёдоров // Известия Академии наук СССР. Энергетика и транспорт. – 1970. – №3. – С. 12-20.
45. Веников, В.А. О методах решения многокритериальных оптимизационных задач электроэнергетики с неопределёнными величинами / В.А. Веников, И.А. Будзко, М.С. Левин, Е.Л. Блохина, В.А. Петров // Электричество. – 1987. – №2. – С. 1-7.
46. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлёв, Т.А. Филиппова. – М.: Энергоатомиздат,

1990. – 352 с.

47. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 214 с.

48. Вентцель Е.С. Исследование операций / Е.С. Вентцель. – М.: Советское радио, 1972. – 552 с.

49. Вершинин, П.П. Рациональное использование генераторов заводских ТЭЦ для компенсации реактивной мощности / П.П. Вершинин, А.В. Бугаенко, А.Г. Цыганок // Промышленная энергетика. – 1989. – №9. – С. 38-39.

50. Вишняков, А.Д. Общая теория рисков / А.Д. Вишняков, Н.Н. Радаев. – М.: Изд. центр «Академия», 2008. – 368 с.

51. Волков, Э.П. Управление развитием и функционированием электроэнергетики в условиях формирования рыночных отношений / Э.П. Волков, В.А. Баринов // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2002. – №5. – С. 37-48.

52. Воропай, Н.И. Теория систем для электроэнергетиков / Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, Сибирская издательская фирма РАН, 2000. – 273 с.

53. Воропай, Н.И. Оценка надёжности подстанции вероятностным методом / Н.И. Воропай, А.В. Дьяченко // Электрические станции. – 2011. – № 1. – С. 35–41.

54. 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.

55. Вощинин, А.П. Оптимизация в условиях неопределённости / А.П. Вощинин, Г.Р. Сотиров. – М.: Изд-во МЭИ (СССР); София: «Техника» (НРБ), 1989. – 224 с.

56. Вчерашний, В.П. Вопросы применения искусственного интеллекта в электроэнергетических системах / В.П. Вчерашний // Электричество. – 1988. – №12. – С. 1-9.

57. Гамазин, С.И. Современные способы повышения надёжности электроснабжения потребителей напряжением 10, 6 и 0,4 кВ / С.И. Гамазин // Промышленная энергетика. – 2008. – № 8. – С. 20–23.
58. Гамм, А.З. Наблюдаемость электроэнергетических систем / А.З. Гамм, И.И. Голуб. – М.: Наука, 1990. – 200 с.
59. Гвоздев, Д.Б. Применение адаптивной модели энергосистемы для управления источниками реактивной мощности / Д.Б. Гвоздев, П.В. Илюшин, В.И. Кочкин, В.К. Фокин, В.И. Фролов // Электричество. – 2011. – №2. – С. 17-28.
60. Гвоздев, Д.Б. Апробация алгоритма централизованного управления уровнями напряжения в электрических сетях 110-220 кВ / Д.Б. Гвоздев, С.С. Холопов // Промышленная энергетика. – 2018. – №4. – С. 2-8.
61. Гвоздев, Д.Б. Повышение эффективности работы оперативно-диспетчерского персонала путём создания централизованной системы управления уровнями напряжения / Д.Б. Гвоздев, С.С. Холопов // Электричество. – 2015. – №7. – С. 4-11.
62. Гераскин, О.Т. Оптимизация режимов энергетических систем модифицированным методом Ньютона с аппроксимацией матрицы Гессе / О.Т. Гераскин // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1979. – №1. – С. 14-19.
63. Гительман, Л.Д. Экономика и бизнес в электроэнергетике / Л.Д. Гительман, Б.Е. Ратников. – М.: Экономика, 2013. – 432 с.
64. Глазунов, А.А. Электрические сети и системы / А.А. Глазунов, А.А. Глазунов. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.
65. Говоров, Ф.П. Комплексная оптимизация режимов работы систем электроснабжения городов / Ф.П. Говоров // Промышленная энергетика. – 2000. – №8. – С. 9-12.
66. Гольденблат, В.И. Применение математического оптимального программирования для электроснабжения промышленных предприятий / В.И. Гольденблат // Электричество. – 1971. – №2. – С. 21-24.

67. Гончарюк, Н.В. Методика эквивалентирования электрической сети / Н.В. Гончарюк // Электричество. – 2000. – №8. – С. 11-17.
68. Гордиевский, И.Г. Оптимизация параметров электрических сетей / И.Г. Гордиевский, В.Д. Лордкипанидзе; под ред. Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1978. – 145 с.
69. Горнштейн, В.М. Методика наивыгоднейшего распределения нагрузки между параллельно работающими электростанциями / В.М. Горнштейн // Электрические станции. – 1937. – №12.
70. Горнштейн, В.М. Наивыгоднейшее распределение нагрузок между параллельно работающими электростанциями / В.М. Горнштейн. – М.: Госэнергоиздат, 1949. – 257 с.
71. Губарева, Т.С. Оценка параметров распределений экстремальных гидрометеорологических величин методом L -моментов / Т.С. Губарева, Б.И. Гарцман // Водные ресурсы. – 2010. – Т.37. – №4. – С. 1-10.
72. Гуревич, Ю.Е. Учёт нагрузки при оптимизации распределения реактивных мощностей / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, В.А. Тимофеев // Электричество. – 1986. – №4. – С. 50-51.
73. Гусейнов, Ф.Г. Упрощение расчётных схем электрических систем / Ф.Г. Гусейнов. – М.: Энергия, 1978. – 184 с.
74. Давыдов, В.В. Исследование и разработка моделей расчёта предельных режимов электрических систем: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.02 / Давыдов Виктор Васильевич. – СО ЕЭС. Улан-Удэ, 2019. – 40 с.
75. Давыдов, В.В. Метод расчёта установившихся режимов систем электроснабжения промышленных предприятий / В.В. Давыдов, А.В. Липес // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 1990. – №8. – С. 82-85.
76. Димо, П. Модели РЕИ и параметры режима. Объединённые энергосистемы / П. Димо; пер. с рум. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 392 с.
77. Директор, Л.Б. Метод оптимизации нестандартных схем энергокомплексов с когенерационными энергетическими установками / Л.Б. Дирек-

тор, В.М. Зайченко, И.Л. Майков // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2010. – №6. – С. 118-128.

78. Егоричев, А.П. Развитие ТЭЦ-ПВС чёрной металлургии / А.П. Егоричев // Промышленная энергетика. – 1988. – №5. – С. 11-13.

79. Железко, Ю.С. Компенсация реактивной мощности в сложных электрических системах / Ю.С. Железко. – М.: Энергоиздат, 1981. – 200 с.

80. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2009. – 456 с.

81. Железко, Ю.С. Расчёт, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях: Руководство для практических расчётов / Ю.С. Железко, А.В. Артемьев, О.В. Савченко. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с.

82. Жуков, В.А. Быстродействующее устройство АВР с одноканальным принципом определения нарушения нормального электроснабжения потребителей / В.А. Жуков, В.М. Пупин, С.И. Гамазин, А.И. Куликов, С.А. Цырук // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2011. – № 9. – С. 11–18.

83. Жуков, В.П. Оптимальное управление структурой и эксплуатационными режимами интегрированных энергетических систем / В.П. Жуков, Д.А. Осипов, Д.А. Уланов, Г.В. Ледуховский, Е.В. Барочкин // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2016. – Вып. 2. – С. 1-6.

84. Жуков, Л.А. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчётов / Л.А. Жуков, И.П. Стратан. – М.: Энергия, 1979. – 416 с.

85. Журавлёв, И.Б. «Как взвесить тяжёлый хвост». Теория экстремальных значений как инструмент оценки операционного риска / И.Б. Журавлёв // Риск-менеджмент. – 2008. – №7-8. – С. 200-205.

86. Замышляев, В.Ю. Определение показателей структурной надёжности систем с отказами типа «КЗ» / В.Ю. Замышляев, О.М. Котов, В.П. Обоскалов // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. III Междунар. на-

уч.-техн. конф.: Сб. статей. – В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т.1. – С. 534-539.

87. Зейдманис, И.Я. Комплекс программ для оперативных расчётов режимов энергосистем (КОРОНА-93) / И.Я. Зейдманис, С.Е. Карташов // Электричество. – 1996. – №8. – С. 11-17.

88. Злотник, С.Г. Оптимальное распределение нагрузки энергосистемы с помощью метода динамического программирования / С.Г. Злотник // Известия Академии наук Молдавской ССР. – 1964. – №2.

89. Игуменцев, В.А. Оптимизация распределения электрических нагрузок между источниками питания в системе электроснабжения промышленного предприятия / В.А. Игуменцев // Применение математических методов и вычислительной техники в энергетике: Труды УПИ им. С.М. Кирова. – Свердловск: УПИ, 1975. – Вып. 236. – С. 78-81.

90. Игуменцев, В.А. Модифицированный метод последовательного эквивалентирования для расчёта режимов сложных систем электроснабжения / В.А. Игуменцев, Б.И. Заславец, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова // Промышленная энергетика. – 2008. – №6. – С. 16-22.

91. Игуменцев, В.А. Управление режимами систем электроснабжения металлургических предприятий, включающих собственные электростанции / В.А. Игуменцев, Б.И. Заславец, А.В. Малафеев, В.В. Зиновьев // Электрика. – 2002. – №6. – С. 34-40.

92. Игуменцев, В.А. Анализ эксплуатационных режимов систем электроснабжения / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев // Электротехнические системы и комплексы: межвуз. сб. науч. тр. – Магнитогорск: МГТУ, 1998. – Вып. 4. – С. 196-200.

93. Игуменцев, В.А. Расчёт установившегося режима системы электроснабжения промышленного предприятия методом последовательного эквивалентирования / В.А. Игуменцев, И.А. Саламатов, Ю.П. Коваленко // Электричество. – 1986. – №8. – С. 7-12.

94. Идельчик, В.И. Расчёты и оптимизация режимов электрических се-

тей и систем / В.И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 288 с.

95. Идельчик, В.И. Расчёты установившихся режимов электрических систем / В.И. Идельчик; под ред. А.В. Веникова. – М.: Энергия, 1977. – 192 с.

96. Илюшин, П.В. Комплексное моделирование электрических режимов в сетях внешнего и внутреннего электроснабжения предприятий с собственной генерацией / П.В. Илюшин // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т.22. – С. 122-135.

97. Инструкция по организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчёту и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при её передаче по электрическим сетям. Введ. приказом Минэнерго РФ №326 от 30.12.2008.

98. Исмагилов, Ф.Р. Использование генетического алгоритма для оптимизированного проектирования электрической сети с распределённой генерацией / Ф.Р. Исмагилов, И.Х. Хайруллин, В.Е. Вавилов, А.М. Якупов // Вестник Уфимского государственного авиационного технического университета. – 2018. – Т.22. – №1(79). – С. 106-112.

99. Карандаев, А.С. Система диагностического мониторинга технического состояния трансформатора дуговой сталеплавильной печи / А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов, В.Р. Храмшин, А.А. Сарлыбаев // Электро. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2014. – №4. – С. 27-33.

100. Карандаев, А.С. Анализ надёжности оборудования тепловой электростанции при внедрении преобразователей частоты / А.С. Карандаев, Г.П. Корнилов, О.И. Карандаева, Ю.Н. Ротанова, В.В. Ровнейко, Р.Р. Галлямов // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2009. – № 34 (167). – С. 16-22.

101. Карякин, А.Л. Выбор параметров электротехнического комплекса дизельной электростанции для систем питания потребителей первой категории особой группы / А.Л. Карякин, Д.А. Булыгин // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 2. – С. 228.

102. Китушин, В.Г. Надёжность энергетических систем / В.Г. Китушин. М.: Высш. шк., 1984. – 256 с.
103. Клер, А.М. Схемно-параметрическая оптимизация локальных систем электроснабжения / А.М. Клер, П.В. Жарков // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2016. – №4. – С. 49-61.
104. Клер, А.М. Выбор оптимального состава включенного оборудования и режима работы ТЭЦ на рынке на сутки вперед / А.М. Клер, А.С. Максимов, А.В. Чалбышев, Е.Л. Степанова // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2015. – №4. – С. 116-129.
105. Клер, А.М. Оптимизация режимов работы ТЭЦ для максимизации прибыли в условиях балансирующего рынка электроэнергии / А.М. Клер, А.С. Максимов, А.В. Чалбышев, Е.Л. Степанова // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2014. – №2. – С. 71-80.
106. Козлов, В.А. К вопросу оптимизации систем электроснабжения / В.А. Козлов // Промышленная энергетика. – 1992. – №2. – С. 2-3.
107. Кононов, Ю.Д. Тенденция снижения энергоёмкости промышленности и влияние на неё темпов экономического роста / Ю.Д. Кононов, О.В. Мазурова // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2002. – №3. – С. 88-92.
108. Коньшева, Л.К. Основы теории нечётких множеств / Л.К. Коньшева, Д.М. Назаров. – СПб.: Питер, 2011. – 192 с.
109. Корнилов, Г.П. Анализ тарифов на электроэнергию для непромышленных потребителей / Г.П. Корнилов // Электротехнические системы и комплексы: Сб. науч. тр. – 2003. – Вып. 7. – С. 206-211.
110. Королёв, М.Л. Оптимизация режимов электроэнергетических систем на основе моделирования / М.Л. Королёв, В.А. Макеечев, О.А. Суханов, Ю.В. Шаров // Электричество. – 2006. – №3. – С. 2-16.
111. Коротеев, М.В. Лингвистические переменные экономических показателей / М.В. Коротеев // Аудит и финансовый анализ. – 2012. – №2. – 5 с.
112. Косарев, Б.А. Динамическое перераспределение источников пита-

ния в электротехнической системе с распределённой генерацией / Б.А. Косарев, Г.А. Кошук, В.К. Фёдоров, Л.Г. Полинцев // Омский научный вестник. – 2019. – №2(164). – С. 50-55.

113. Крумм, Л.А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами / Л.А. Крумм. – Новосибирск: Наука, 1981. – 320 с.

114. Крумм, Л.А. Методы приведённого градиента при управлении электроэнергетическими системами / Л.А. Крумм. – Новосибирск: Наука, 1977. – 368 с.

115. Кубарьков, Ю.П. Оптимизация уровней напряжения в активно-адаптивных сетях с распределённой генерацией / Ю.П. Кубарьков, И.С. Кулаев, Р.А. Алёхин // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». – 2018. – №3(59). – С. 154-164.

116. Кудрин, Б.И. План ГОЭЛРО и развитие топливно-энергетического комплекса страны / Б.И. Кудрин // Промышленная энергетика. – 1992. – №12. – С. 2-8.

117. Кудрин, Б.И. Реструктуризация чёрной металлургии и план ГОЭЛРО / Б.И. Кудрин // Промышленная энергетика. – 2000. – №12. – С. 8-15.

118. Куликов, А.Л. Автоматика отключения силовых трансформаторов на понизительных подстанциях в целях снижения технических потерь электроэнергии / А.Л. Куликов, М.В. Шарыгин, А.А. Ворошилов // Энергетик. – 2018. – №5. – С. 14-18.

119. Лабскер, Л.Г. Общая методика конструирования критериев оптимальности решений в условиях риска и неопределённости / Л.Г. Лабскер, Е.В. Яновская // Финансовый менеджмент. – 2002. – №5.

120. Лопатин, О.А. Использование параметров сети и обобщённых показателей режима для расстановки компенсирующих устройств / О.А. Лопатин, Н.Ш. Чемборисова // Электричество. – 2011. – №3. – С. 10-12.

121. Лоскутов, Е.Б. Городские распределительные сети 10-20 кВ с гексагональной конфигурацией / Е.Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Электротехника и электроэнергетика. – 2013. – №12. – С. 309-315.

122. Лукутин, Б.В. Повышение надёжности и качества электроснабже-

ния потребителей / Б.В. Лукутин, Р.А. Вайнштейн, Ю.В. Хрущёв // Известия Томского политехнического университета. – 2003. – Т.306. – №1.

123. Лукьянов, С.И. Разработка и внедрение интеллектуальных систем диагностирования технического состояния электрического оборудования / С.И. Лукьянов, А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов, А.С. Сарваров, М.Ю. Петушков, В.Р. Храмшин // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2014. – № 1 (45). – С. 129-136.

124. Майзель, С.Я. Методы оптимизации структуры энергетических систем на основе последовательного эквивалентирования / С.Я. Майзель // Известия Академии наук СССР. Энергетика и транспорт. – 1972. – №1. – С. 38-48.

125. Макаров, А.А. Системные исследования развития энергетики / А.А. Макаров. – М.: Изд. дом МЭИ, 2015. – 280 с.

126. Макоклюев, Б.И. Анализ и планирование электропотребления / Б.И. Макоклюев. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 296 с.

127. Малафеев, А.В. Определение экономически целесообразной загрузки электростанций промышленного предприятия методом динамического программирования / А.В. Малафеев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2004. – №2. – С. 95-99.

128. Малафеев, А.В. Математическое представление электрических нагрузок промышленных предприятий в задаче определения потерь электроэнергии с использованием аппарата теории нечётких множеств / А.В. Малафеев, А.А. Антоненко // Промышленная энергетика. – 2013. – №1. – С. 9-13.

129. Малафеев, А.В. Получение экономико-математических моделей турбогенераторов промышленных электростанций с целью оптимизации режима системы электроснабжения / А.В. Малафеев, В.А. Игуменцев, А.В. Хламова // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2009. – №4. – С. 34-38.

130. Малафеев, А.В. Учёт направления потоков мощности в задаче анализа структурной надёжности систем электроснабжения / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. –

2015. – №2. – С. 36-40.

131. Манусов, В.З. Расчёт установившихся режимов электрических систем в нечётко определённых условиях / В.З. Манусов, И.Л. Озерных, С.Д. Перков // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1986. – №8. – С. 13-17.

132. Манусов, В.З. Исследование оптимальных режимов интеллектуальных сетей с двухсторонним потоком энергии / В.З. Манусов, Н. Хасанзода, Ш.А. Бобоев // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. – 2018. – Т.72. – №3. – С. 175-190.

133. Маркович, И.М. Режимы энергетических систем / И.М. Маркович. – М.: Госэнергоиздат, 1969. – 372 с.

134. Мелентьев, Л.А. Избранные труды. Методология системных исследований в энергетике / Л.А. Мелентьев. – М.: Наука. Физматлит, 1995. – 302 с.

135. Мелентьев, Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. – М.: Высш. шк., 1982. – 319 с.

136. Мелентьев, Л.А. Системные исследования в энергетике / Л.А. Мелентьев. – М.: Наука, 1983. – 456 с.

137. Мельников, Н.А. Электрические сети и системы / Н.А. Мельников. – М.: Энергия, 1975. – 464 с.

138. Методы оптимизации режимов энергосистем / В.М. Горнштейн, Мирошниченко Б.П. Пономарёв А.В.; под ред. В.М. Горнштейна. – М.: Энергия, 1981. – 336 с.

139. Миняйло, А.С. Оптимизация распределения реактивных нагрузок в системе регулирования напряжения электростанции / А.С. Миняйло, С.И. Кожан, В.П. Олвксин // Создание комплексов электротехнического оборудования высоковольтной, преобразовательной, сильноточной и полупроводниковой техники: тез. докл. Всесоюзн. науч.-тех. конф. – М.: ВЭИ, 1989. – С. 48-49.

140. Михеев, Г.М. Электростанции и электрические сети. Диагностика и контроль электрооборудования / Г.М. Михеев. – М.: Додэка-XXI, 2010. – 224 с.

141. Мурзилов, А.А. Способ повышения устойчивости генератора в системе электроснабжения крупного промышленного предприятия / А.А. Мурзилов, Г.П. Корнилов, Т.Р. Храмшин, И.А. Дубина // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. – 2010. – №3-4. – С. 121-125.

142. Мухлынин, Н.Д. Перспективные топологии и информационное обеспечение в распределительных сетях / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Вестник науки Сибири. Серия «Энергетика». – 2015. – Спецвыпуск (15). – С. 72-76.

143. Мухлынин, Н.Д. Поточковая модель оценивания состояния и оптимизации режимов работы распределительных сетей / Н.Д. Мухлынин, А.В. Паздерин // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2016. – №9-10. – С. 3-15.

144. Насыров, Р.Р. Система активно-адаптивного регулирования напряжения в распределительных электрических сетях 110-220/6-20 кВ / Р.Р. Насыров, В.Н. Тульский, И.И. Карташев // Электричество. – 2014. – №12. – С. 13-18.

145. Непомнящий, В.А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей / В.А. Непомнящий. – М.: Изд. дом МЭИ, 2010. – 188 с.

146. Нечаев, И.А. Среднесрочное планирование выработки электроэнергии в условиях оптового рынка / И.А. Нечаев, С.И. Паламарчук // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2014. – №3. – С. 8-21.

147. Никифоров, Г.В. Управление электропотреблением и энергосбережение. Теория и практика: монография / Г.В. Никифоров, В.К. Олейников, Б.И. Заславец, А.Н. Шеметов. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2013. – 422 с.

148. Копцев, Л.А. Энергетическая результативность. Методы улучшения: опыт работы / Л.А. Копцев. – Магнитогорск: Магнитогорский Дом печати, 2019. – 236 с.

149. Обоскалов, В.П. Структурная надёжность электроэнергетических систем / В.П. Обоскалов. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – 194 с.

150. Окле́й, П.И. Экономико-математические методы и модели поддержки принятия решений при эксплуатации тепловых электростанций / П.И. Окле́й; под ред. Е.Ф. Кустова. – М.: ЛЕНАНД, 2016. – 160 с.
151. Игуменцев, В.А. Организация вычислительного процесса при анализе иерархических схем электроснабжения / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, В.В. Зиновьев, И.Г. Курников // Электротехнические системы и комплексы: межвуз. сб. науч. тр. – Магнитогорск: МГТУ, 2000. – Вып. 5. – С. 237-242.
152. Орловский, С.А. Проблемы принятия решений при нечёткой исходной информации / С.А. Орловский. – М.: Наука, 1981. – 206 с.
153. Осика, Л.К. Расчётные методы интеллектуальных измерений (Smart Metering) в задачах учёта и сбережения электроэнергии / Л.К. Осика. – М.: Изд. дом МЭИ, 2013. – 422 с.
154. Паздерин, А.В. Расчёт установившегося режима электроэнергетической системы обобщённым методом Ньютона / А.В. Паздерин, С.В. Юферев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2008. – №5-6. – С. 68-77.
155. Пегат, А. Нечёткое моделирование и управление / А. Пегат; пер. с польск. – М.: Бином. Лаборатория знаний, 2017. – 798 с.
156. Пелисье, Р. Энергетические системы / Р. Пелисье; пер. с франц. – М.: Высш. шк., 1982. – 568 с.
157. Плащанский, Л.А. Расчёт оптимальных параметров сетей электроснабжения горных предприятий / Л.А. Плащанский, И.В. Артюх // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 1990. – №8. – С. 85-90.
158. Пospelов, Г.Е. Компенсирующие и регулирующие устройства в электрических системах / Г.Е. Пospelов, Н.М. Сыч, В.Т. Федин. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1983. – 112 с.
159. Пospelов, Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г.Е. Пospelов, Н.М. Сыч; под ред. Г.Е. Пospelова. – М.: Энергоиздат, 1981. – 216 с.
160. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В.Э.

Воротницкий, Ю.С. Железко, В.Н. Казанцев и др.; под ред. В.Н. Казанцева. М.: Энергоатомиздат, 1983. – 386 с., ил. (Экономия топлива и электроэнергии)

161. Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии (утв. Постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. №442; с изм. и доп. 28.12.2012–30.04.2020). URL: <http://base.garant.ru/70183216/>

162. Петухов, Р.А. Модель адаптивной системы управления потоком реактивной мощности на границе балансовой принадлежности предприятия и сетевой организации / Р.А. Петухов, Е.Ю. Сизганова, Н.В. Сизганов, А.Н. Филатов // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2018. – Т.22. – №12. – С. 185-201.

163. Протокол совместного заседания Бюро научно-технического совета РАО «ЕЭС России» и Научного совета РАН по проблемам надёжности и безопасности больших систем энергетики по теме: «Научно-технические проблемы и программные задачи повышения эффективности регулирования частоты и мощности в ЕЭС России в условиях конкурентного рынка» // Электрические станции. – 2002. – №4. – С. 44-60.

164. Режимы работы энергетических систем (планирование и эксплуатация): Переводы докладов XXIII сессии Международной конференции по большим электрическим системам (СИГРЭ), 1970 г. / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Энергия, 1972. – 184 с.

165. Робишо, Л. Направленные графы и их приложение к электрическим цепям и машинам / Л. Робишо, М. Буавер, Ж. Робер.; пер. с франц. – М.-Л.: Энергия, 1964. – 248 с.

166. Руцков, А.Л. Оптимизационные модели управления динамикой перетоков мощности в электроэнергетических системах / А.Л. Руцков, А.В. Бурковский, О.Г. Яскевич // Вестник Воронежского государственного технического университета. – 2018. – Т.14. – №6. – С. 92-97.

167. Савина, Н.В. Методика кластерного зонирования электроэнергетических систем по коэффициенту чувствительности напряжений в узлах / Н.В.

Савина, А.А. Казакул, С.В. Тагиров // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2014. – №6(89). – С. 178-185.

168. Садчиков, С.В. Оптимизация основных параметров систем промышленного электроснабжения / С.В. Садчиков // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1990. – №2. – С. 13-17.

169. Свешников, В.И. Проблема эффективности ТЭЦ в условиях рынка / В.И. Свешников, В.В. Кошей, В.Ф. Скориков, Г.С. Федорченко // Промышленная энергетика. – 2002. – №12. – С. 2-4.

170. Скопинцев, В.А. Качество электроэнергетических систем: надёжность, безопасность, экономичность, живучесть / В.А. Скопинцев. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 332 с.

171. Совершенствование режимов работы систем электроснабжения структурных подразделений ОАО «ММК» в связи с вводом в эксплуатацию собственных источников электроэнергии: Отчёт о НИР/ МГТУ им. Г.И. Носова; Руковод. работы Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев. – 2001-15 (94133); № гос. рег. 0120021262; Инв. №03200204001. Магнитогорск: МГТУ, 2001. – 136 с. – Отв. исполн. Малафеев А.В.

172. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

173. Справочник по проектированию электроснабжения / Под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

174. Стенников, В.А. Активное участие потребителя в управлении своим энергоснабжением / В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко, Д.В. Соколов, В.Б. Шелехова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2017. – Т.19. – №11-12. – С. 88-100.

175. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Р.Н. Бердников, В.В. Бушуев, С.Н. Васильев и др. / Одобрено Правлением ОАО «ФСК ЕЭС» 28.04.2012. – М.: НТЦ ФСК ЕЭС, 2012. – 235 с.

176. Тамазов, А.И. Новый подход к регулированию напряжения и реак-

тивной мощности в энергосистеме по минимуму потерь / А.И. Тамазов // Электричество. – 2016. – №8. – С. 29-36.

177. Тарасов, В.И. Нелинейные методы минимизации для расчёта установившихся режимов электроэнергетических систем / В.И. Тарасов. – Новосибирск: Наука, 2001. – 214 с.

178. Тарасов, В.И. Регуляризованные методы расчёта установившихся режимов электроэнергетических систем / В.И. Тарасов // Электричество. – 2002. – №12. – С. 2-9.

179. Тарасов, В.И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем / В.И. Тарасов. – Новосибирск: Наука, 2002. – 344 с.

180. Таха Хэмди А. Введение в исследование операций / Хэмди А. Таха; пер. с англ. – М.: Издательский дом «Вильямс», 2001. – 912 с.

181. Толстихина, Е.А. Многоцелевая вероятностная коррекция режима электрической сети на множестве Парето / Е.А. Толстихина, Л.В. Толстихина // Электричество. – 2013. – №6. – С. 13-18.

182. Трухний, А.Д. Стационарные паровые турбины / А.Д. Трухний. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 640 с.

183. Фёдоров, В.К. Управление и энтропия электроэнергетической системы / В.К. Фёдоров // Известия высших учебных заведений. Энергетика. 1983. – №3. – С. 38-41.

184. Фишман, В.С. Влияние генерирующей мощности мини-ТЭЦ на формирование структуры и оптимизацию режимов работы системы электроснабжения промышленного предприятия / В.С. Фишман // Энергоэффективность: опыт, проблемы, решения. – 1999. – №1. – С. 1–6.

185. Фишман, В.С. Технические проблемы применения малой электростанции в системе электроснабжения предприятия / В.С. Фишман // Промышленная энергетика. – 1998. – №7. – С. 24-25.

186. Флеминг У. Оптимальное управление детерминированными и стохастическими системами / У. Флеминг, Р. Ришел. – М.: Мир, 1978. – 316 с.

187. Фокин, Ю.А. Оценка надёжности систем электроснабжения / Ю.А. Фокин, В.А. Туфанов. – М.: Энергоиздат, 1981. – 224 с.
188. Фролов, В.И. Применение адаптивных систем управления для оптимизации текущих режимов электрических сетей энергосистем / В.И. Фокин // Электричество. – 2012. – №12. – С. 2-13.
189. Фурсанов, М.И. О выборе оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях SMART GRID / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2018. – Т.61. – №3. – С. 207-219.
190. Хлебалин, Ю.М. Перераспределение промышленного отбора между различными турбинами ТЭЦ / Ю.М. Хлебалин, А.И. Баженов, В.В. Захаров // Промышленная энергетика. – 1999. – №5. – С. 31-33.
191. Хлебалин, Ю.М. Повышение эффективности выработки электроэнергии в конденсационном режиме на промышленных ТЭЦ / Ю.М. Хлебалин, В.В. Захаров // Промышленная энергетика. – 1997. – №5. – С. 37-39.
192. Хлебников, В.В. Рынок электроэнергии в России / В.В. Хлебников. – М.: Гуманитар. изд. центр ВЛАДОС, 2005. – 296 с.
193. Черемисин, Н.М. Расчёт потерь электроэнергии в реальном времени в электрических сетях 0,38 кВ с использованием АСКУЭ и PLC-технологий / Н.М. Черемисин, А.А. Мирошник // Электрические станции. – 2010. – №12. – С. 30-34.
194. Шелгинский, А.Я. Промышленная энергетика в развитии экономики страны / А.Я. Шелгинский // Промышленная энергетика. – 2000. – №5. – С. 28-32.
195. Щедрин, Н.Н. Упрощение электрических систем при моделировании / Н.Н. Щедрин. – М.-Л.: Энергия, 1966. – 159 с.
196. Щербина, Ю.В. Расчёты установившихся режимов замкнутых электрических сетей на основе эквивалентных преобразований в схемы радиальной конфигурации / Ю.В. Щербина, Д.Б. Банин, И.В. Пашкова, К. Скляр, А.Д. Банин // Известия высших учебных заведений. Энергетика. – 1992. –

№11-12.

197. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1975. – 287 с.

198. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: В 5 кн. / Под ред. В.А. Веникова. Кн. 1. Снижение технологического расхода электроэнергии в электрических сетях / Д.А. Арзамасцев, А.В. Липес. – М.: Высш. шк., 1989. – 127 с.

199. Ярушкина, Н.Г. Основы теории нечётких и гибридных систем / Н.Г. Ярушкина. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 320 с.

200. Al-Hafid, M.S. Short term electrical load forecasting using Holt-Winters method / M.S. Al-Hafid, G.H. Al-Maamary // Al-Rafidain Engineering. – 2012. – Vol. 20. – No.6. – P. 15-22.

201. Amjady, N. A new neural network approach to short term load forecasting of electrical power systems / N. Amjady, F. Keynia // Energies. – 2011. – Vol. 4. – Iss. 3. – P. 488-503.

202. Anbalagan, P. Service-oriented architectural model for generating system adequacy evaluation / P. Anbalagan, V. Ramachandran // Electrical Engineering. – Mar. 2012. – Vol. 94. – Issue 1. – P. 19-25.

203. Raposo, Antonio A.M. Optimal meter placement algorithm for state estimation in power distribution networks / Antonio A.M. Raposo, Anselmo B. Rodrigues, Maria da Guia da Silva // Electrical Power System Research. – 2017. – Vol. 147. – P. 22-30.

204. Babak Sadeghi. Reliability Enhancement of the Power System by the SVC Replacement / Sadeghi Babak, M. Rostami, H. Torabipour, A.R. Gholami, Y. Shahsavari // Majlesi Journal of Electrical Engineering. – Dec. 2013. – Vol. 7. – Issue 4. – P. 17-26.

205. Balametov, A.B. Load profiles simulation for evaluation energy losses in distribution networks / A.B. Balametov, E.D. Halilov // Reliability: theory & applications. – 2011. – Vol. 6. – Iss. 4. – P. 60-71.

206. Bao, Y.K. Impact Analysis of Human Errors on Operation Reliability in

Power System / Y.K. Bao, J.X. Tang, G. Huang, C.X. Guo, J. Liu, B. Zhou // *Applied Mechanics & Materials*. – 2014. – Issue 584-586. – P. 2597-2603.

207. Benidris, Mohammed. Reliability and sensitivity analysis of composite power systems considering voltage and reactive power constraints / Mohammed Benidris, Joydeep Mitra // *IET Generation, Transmission&Distribution*. – 2015. – Vol. 9. – Issue 12. – P. 1245-1253.

208. Božić, M. A new two-stage approach to short term electrical load forecasting / M. Božić, M. Stojanović, Z. Stajić, D. Tasić // *Energies*. – 2013. – Vol. 6. – Issue 4. – P. 2130-2148.

209. Carpaneto, E. Probabilistic characterisation of the aggregated residential load patterns / E. Carpaneto, G. Ghicco // *IET Generation, Transmission and Distribution*. – 2008. – Vol. 2. – Iss. 3. – P. 373-382.

210. Carpinone, A. Markov chain modeling for very-short-term wind power forecasting / A. Carpinone, M. Giorgio, R. Langella, A. Tesla // *Electric Power System Research*. – 2015. – Vol. – 122. – P. 152-158.

211. Carpinteiro, O.A.S. A hierarchical neural model with time windows in long-term electrical load forecasting / O.A.S. Carpinteiro, I. Lima, R.C. Leme, A.C. Zambroni de Souza, E.M. Moreira, C.A.M. Pinheiro // *Neural Computing & Applications*. – 2007. – Vol. 16. – Iss. 4-5. – P. 465-470.

212. Chanda, S. Congestion Relief of Contingent Power Network with Evolutionary Optimization Algorithm / S. Chanda, A. De // *Telkomnika*. – 2012. – Vol. 10. – No. 1. – P. 1-8.

213. Chen, Y. Optimally coordinated dispatch of combined heat-and-electrical network with demand response / Y. Chen, Y. Xu, Zh. Li, X. Feng // *IET Gener. Transm. Distrib.* – 2019. – Vol. 13. – Iss. 11. – P. 2216-2225.

214. Chicco, G. Renyi entropy-based classification of daily electrical load patterns / G. Chicco, J.S. Akilimali // *IET Generation, Transmission & Distribution*. – 2010. – Vol. 4. – Iss. 6. – P. 736-745.

215. Coke, G. Random effects mixture models for clustering electrical load series / G. Coke, Tsao Min // *Journal of Time Series Analysis*. – 2010. – Vol. 31. –

Iss. 6. – P. 451-464.

216. Cossi, A.M. Primary power distribution systems planning taking into account reliability, operation and expansion costs / A.M. Cossi, L.G.W. da Silva, R.A.R. Lázaro, J.R.S. Mantovani // IET Generation, Transmission & Distribution. – Mar. 2012. – Vol. 6. – Issue 3. – P. 274-284.

217. Kaprál, D. Optimization of distribution network operation based on data from smart metering systems / D. Kaprál, P. Braciník, M. Roch, M. Höger // Electrical Engineering. – 2017. – Vol. 99. – Iss. 4. – P. 1417-1428.

218. Dey, S.C. Optimal load scheduling of hydrothermal system including transmission losses using dynamic programming / S.C. Dey, L.P. Singh // Elec. Eng. Div. – 1988. – No. 6. – P. 206-213.

219. Dilettoso, E. Optimization of Hybrid Solar Wind Power Systems / E. Dilettoso, S. Gagliano, N. Salerno, G.M. Tina // International Journal of Applied Electromagnetics and Mechanics. – 2007. – Vol. 26. – Issue 3-4. – P. 225-231.

220. Eliassi, M. Incorporation of protection system failures into bulk power system reliability assessment by Bayesian networks / M. Eliassi, H. Seifi, M.-R. Haghifam // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2015. – Vol. 9. – Issue 11. – P. 1226-1234.

221. Feinberg, E. A stochastic search algorithm for voltage and reactive power control with switching costs and ZIP load model / E. Feinberg, J. Hu, E. Yuan // Electric Power System Research. – 2016. – Vol. 133. – P. 328-337.

222. Farhat, I.A. Interior point methods application in optimum operational scheduling of electric power systems / I.A. Farhat, M.E. El-Hawary // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2009. – Vol. 3. – Issue 11. – P. 1020-1029.

223. Feng, W. Reliability evaluation of distribution system with microgrids considering power control mode / W. Feng, Q. Yanpeng, F. Zhengcai // Australian Journal of Electrical & Electronic Engineering. – 2013. – Vol. 10. – Issue 3. – P. 389-396.

224. Ferdinandoa, H. Enhanced neuro-fuzzy architecture for electrical load forecasting / H. Ferdinandoa, F. Pasila, H. Kuswanto // Telkomnika. – 2010. –

Vol. 8. – Iss. 2. – P. 87-96.

225. Ghorani, R. Identifying critical components for reliability centred maintenance management of deregulated power systems / R. Ghorani, M. Fotuhi-Firuzabad, P. Dehghanian, L. Wenyan // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2015. – Vol. 9. – Issue 9. – P. 828-837.

226. Grant, J. Short-term electrical peak demand forecasting in a large government building using artificial neural networks / J. Grant, M. Eltoukhy, S. Asfour // Energies. – 2014. – Vol. 7. – Iss. 4. – P. 1935-1953.

227. Bing Guo. A Hopfield neural network approach for power optimization of real-time operating systems / Guo Bing, Wang Dian Hui, Shen Yan, Li Zhi Shu // Neural Computing & Application. – 2008. – Vol. 17. – Issue 1. – P. 11-17.

228. Guopeng, Song. A Layered Fault Tree Model for Reliability Evaluation of Smart Grids / Song Guopeng, Chen Hao, Guo Bo // Energies. – Aug. 2014. – Vol. 7. – Issue 8. – P. 4835-4857.

229. Hongzhang, Zhao. Research of power communication network system reliability based on cloud model and fuzzy Petri nets / Zhao Hongzhang, Hao Zhanjun, Li Fenfang // Applied Mechanics & Materials. – 2014. – Issue 630-642. – P. 1140-1146.

230. Huang, Chao-Ming. Hybrid optimisation method for optimal power flow using flexible AC transmission system devices / Chao-Ming Huang, Yann-Chang Huang // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2014. – Vol. 8. – Issue 12. – P. 2036-2045.

231. Ithal, A.M. Statistical predictions of electric load profiles in the UK domestic buildings / A.M. Ithal, H.S. Rajamani, R.A. Abd-Alhameed, M.K. Jalboub // Iraqi Journal for Electrical & Electronic Engineering. – 2011. – Vol. 7. – Iss. 2. – P. 151-156.

232. Ilie, I.-S.. Theoretical interruption model for reliability assessment of power supply systems / I.-S. Ilie, I. Hernando-Gil, S.Z. Djokic // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2014. – Vol. 8. – Issue 4. – P. 670-681.

233. Jorion, Ph. Value at risk: the new benchmark for managing financial

risk. – New York: McGraw-Hill, 2007. – 603 p.

234. Abaci, Kadir. Optimal reactive-power dispatch using differential search algorithm / Kadir Abaci, Volkan Yamaçlı // *Electrical Engineering*. – 2017. – Vol. 99. – Iss. 1. – P. 213-225.

235. Kavousi-Fard, A. A new hybrid correction method for short-term load forecasting based on ARIMA, SVR and CSA / A. Kavousi-Fard, F. Kavousi-Fard // *Journal of Experimental & Theoretical Artificial Intelligence*. – 2013. – Vol. 25. – Iss. 4. – P. 559-574.

236. Mavalizadeh, H. Probabilistic multi-objective generation and transmission expansion planning problem using normal boundary intersection / H. Mavalizadeh, A. Ahmadi, A. Heidari // *IET Generation, Transmission & Distribution*. – 2015. – Vol. 9. – Issue 6. – P. 560-570.

237. Miyake, T. One-day-through seven-day-ahead electrical load forecasting in consideration of uncertainties of weather information / T. Miyake, J. Murata, K. Hirasawa // *Electrical Engineering in Japan*. – 1995. – Vol. 115. – Iss. 8. – P. 22-32.

238. Mousavi, M. Optimal operation of a virtual power plant in frequency constrained electricity market / M. Mousavi, M. Rayati, A.M. Ranjbar // *IET Gener. Transm. Distrib.* – 2019. – Vol. 13. – Iss. 11. – P. 2123-2133.

239. Notaristefano, A. Data size reduction with symbolic aggregate approximation for electrical load pattern grouping / A. Notaristefano, G. Chicco, F. Piglionne // *IET Generation, Transmission & Distribution*. – 2013. – Vol. 7. – Iss. 2. – P. 108-117.

240. Park, B. Convex relaxation of Sparse Tableau Formulation for the AC optimal power flow / B. Park, Ch.L. DeMarco // *Electric Power System Research*. – 2019. – Vol. 171. – P. 209-218.

241. Raghavendra, P. Online voltage estimation and control for smart distribution networks / P. Raghavendra, D.N. Gaonkar // *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. – 2016. – Vol. 4. – Iss. 1. – P. 40-46.

242. Rodrigues, P.P. A system for analysis and prediction of electricity-load

streams / P.P. Rodrigues, J. Gama // *Intelligent Data Analysis*. – 2009. – Vol. 13. – Iss. 3. – P. 477-496.

243. Saied, E.M. Impact of demand-side management on power system reliability / E.M. Saied, S. Soliman, Y. Rihan, S.A. Mahmoud, H.M. Gad-Alla // *Journal on Electrical Engineering*. – Apr.-Jun. 2015. – Vol. 8. – Issue 4. – P. 26-33.

244. Sailesh Babu, G.S. Real-parameter quantum evolutionary algorithm for economic load dispatch / G.S. Sailesh Babu, D. Bhagwan Das, C. Patvardhan // *IET Generation, Transmission & Distribution*. – 2008. – Vol. 2. – Issue 1. – P. 22-31.

245. Shakouri, G.H. A combined 2-dimensional fuzzy regression model to study effect of climate change on the electrical peak load / G.H. Shakouri, H. Zaman // *Iraqi Journal for Electrical & Electronic Engineering*. – 2010. – Vol. 6. – Iss. 1. – P. 45-49.

246. Shankar, R. A control strategy for load frequency control coordinating economic load dispatch and load forecasting via Kalman filter / R. Shankar, K. Chatterjee, T.K. Chatterjee // *International Journal on Electrical Engineering & Informatics*. – 2012. – Vol. 4. – Iss. 3. – P. 495-507.

247. Tang, J.X. An application of CREAM for human reliability analysis in power system switching operation / J.X. Tang; Y.K. Bao; L.C. Wang; C.X. Guo; W.H. Liu; T.P. Wang // *Applied Mechanics & Materials*. – 2014. – Issue 584-586. – P. 2585-2588.

248. Tang, J.X. Research on Software Implementation of Human Reliability Analysis in Power System / J.X. Tang, Y.K. Bao, P.J. Shi, W.H. Liu, T.P. Wang, C.X. Guo // *Applied Mechanics & Materials*. – 2014. – Vol. 631-632. – P. 1071-1074.

249. Uri, N.D. An application of quadratic programming to electrical energy production / N.D. Uri. – *Environment and Planning A*, 1977. – Vol. 9. – P. 273-284.

250. Valakevicius, E. Markov Chain Reliability Model of Cogeneration Power Plant Substation / E. Valakevicius, M. Snipas, V. Radziukynas // *Electronics &*

Electrical Engineering. – 2013. – Vol. 19. – Issue 5. – P. 61-66.

251. Yaakob, Sh. Reliability enhancement of power systems through a mean-variance approach / Sh. Yaakob, J. Watada, T. Takahashi, T. Okamoto // Neural Computing & Applications. – Sep. 2012. – Vol. 21. – Issue 6. – P. 1363-1373.

252. Головинский, И.А. Интеллектуальные агенты оперативно-диспетчерского управления электрическими сетями. I. Элементы архитектуры / И.А. Головинский, М.И. Лондер // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2014. – №1. – С. 91-101.

253. Першина, Л.М. Расчёт тока возбуждения и потерь в синхронных машинах в зависимости от характера нагрузки / Л.М. Першина, Ю.С. Першин // Электричество. – 1978. – № 3. – С. 57-62.

254. Малафеев, А.В. Подходы к управлению режимами крупной промышленной системы электроснабжения с учётом ее системных свойств / А.В. Малафеев // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2021. – №4. – С. 42-57.

255. Заславец Б.И. Моделирование и расчёт установившихся режимов систем электроснабжения крупных предприятий / Б.И. Заславец, В.А. Игumenцев, А.В. Малафеев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2004. – №2. – С. 82-85.

256. Малафеев А.В. Оптимизация нагрузки электростанций промышленного предприятия с разнородным составом генерирующих источников / А.В. Малафеев // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2009. – №1. – С. 76-80.

257. Малафеев, А.В. Оценка статической устойчивости генераторов заводских электростанций при параллельной и отдельной с энергосистемой работе / А.В. Малафеев, О.В. Буланова // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2010. – №9-10. – С. 81-91.

258. Малафеев, А.В. Алгоритм расчёта долевого вклада в потери холостого хода активной мощности сторонних потребителей промышленного предприятия на примере ОАО «ММК» / А.В. Малафеев, Е.Б. Ягольникова, Г.Ю.

Савинова, А.А. Антоненко // Главный энергетик. – 2011. – №3. – С. 58-62.

259. Малафеев, А.В. Алгоритм оптимизации распределения активной мощности между электростанциями промышленного предприятия и узлами связи с энергосистемой с учётом потерь в распределительной сети / А.В. Малафеев, В.А. Игуменцев, А.В. Хламова // Промышленная энергетика. – 2011. – №9. – С. 16-21.

260. Малафеев, А.В. Оптимальное распределение мощностей между генераторами электростанций промышленного предприятия при длительном пофазном ремонте оборудования питающих сетей / А.В. Малафеев, А.В. Кочкина, Е.А. Панова // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2012. – №4. – С. 78-81.

261. Заславец, Б.И. Снижение тарифов на передачу электроэнергии за счёт компенсации реактивной мощности / Б.И. Заславец, А.В. Малафеев, Е.Б. Ягольникова // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2013. – №2. – С. 75-80.

262. Малафеев, А.В. Анализ надёжности системы электроснабжения с собственными электростанциями на примере крупного металлургического предприятия / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. – 2015. – №8. – С. 33-41.

263. Малафеев, А.В. Прогнозирование электрической нагрузки цехов / А.В. Малафеев, А.А. Крубцова // Главный энергетик. – 2015. – №10. – С. 14-18.

264. Малафеев, А.В. Определение стоимости услуг по передаче электроэнергии через электрические сети промышленных предприятий сторонним потребителям с учётом их долевых вкладов / А.В. Малафеев, Е.Б. Ягольникова, Г.Ю. Савинова, Т.Б. Оленникова, М.А. Алтухова // Электротехнические системы и комплексы. – №1(30). – 2016. – С. 29-33.

265. Малафеев, А.В. Количественная оценка производственных рисков при принятии решений по управлению и реконструкции системы электроснабжения крупного промышленного предприятия / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева // Вестник Ивановского государственного энергетического уни-

верситета. – 2016. – №3. – С. 55-62.

266. Малафеев, А.В. Алгоритм расчёта структурной надёжности систем электроснабжения крупных промышленных предприятий на основе метода последовательного эквивалентирования / А.В. Малафеев // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2016. – №4. – С. 62-72.

267. Варганова, А.В. Энергоэффективное распределение тепла между котлоагрегатами промышленных электростанций с применением ЭВМ / А.В. Варганова, А.В. Малафеев // Электрические станции. – 2017. – №11. – С. 23-27.

268. Малафеев, А.В. Выбор вариантов реконструкции систем электроснабжения на основе теории нечётких множеств и критериев теории принятия решений / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2019. – №3-4(21). – С. 67-76.

269. Газизова, О.В. Учёт статической устойчивости синхронных генераторов в задаче планирования оптимальных режимов собственных электростанций по реактивной мощности / О.В. Газизова, А.В. Варганова, А.В. Малафеев, Н.Т. Патшин, А.Л. Карякин // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». – 2019. – Т.19. – №3. – С. 23-33.

270. Малафеев, А.В. Определение оптимального уровня напряжения в узлах сети электроснабжения предприятия / А.В. Малафеев, Ю.С. Кашкарова // Энергетик. – 2021. – №2. – С. 31-36.

271. Малафеев, А.В. Краткосрочное планирование режима промышленной электростанции с учётом суточных колебаний оптовых цен на электроэнергию и неопределённости исходной информации / А.В. Малафеев, В.С. Щербакова // Электрические станции. – 2021. – №8(1081). – С. 21-27.

272. Malafeev, A. Short-circuit failures simulation for evaluation of structural reliability of power supply systems / A. Malafeev, A. Iuldasheva // Procedia Engineering. – 2015. – Vol. 129. – P. 433-439. – DOI: 10.1016/j.proeng.2015.12.145.

273. Gazizova, O.V. Steady-state stability of industrial distributed generation sources in terms of optimization of their active and reactive power leading / O.V. Gazizova, A.V. Varganova, A.V. Malafeev // Proceedings of the 2018 Internation-

al Ural Conference on Green Energy (UralCon 2018), 4-6 Oct. 2018. – Chelyabinsk, Russia. – 6 pp. – DOI: 10/1109/URALCON.2018.8544371.

274. Iuldasheva, A. The influence of operation of a wholesale electricity market to a damage from power outage for the industrial enterprise / A. Iuldasheva, A. Malafeev // Proceedings of the 2018 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon 2018), 3-4 Oct. 2018. – Vladivostok, Russia. – 6 pp. – DOI: 10.1109/FarEastCon.2018.8602586.

275. Malafeev, A.V. Optimal automatic voltage control with APCC means in electrical power networks of industrial companies / A.V. Malafeev, Yu.S. Imanova // Proceedings of the 2019 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM). – Russia, Sochi. – P. 1-5. – DOI: 10.1109/ICIEAM.2019.8743019.

276. Malafeev, A.V. Using fuzzy binary relations to characterize total power-load curve / A.V. Malafeev // 2019 IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – Vol. 666. – No. 012028. – DOI: 10.1088/1757-899X/666/1/012028.

277. Malafeev, A.V. Optimizing the in-house power plant usage of industrial users for case of changing energy purchase prices / A.V. Malafeev, V.S. Shcherbakova // Proceedings of the 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon 2019), 1-4 Oct. 2019. – Vladivostok, Russia. – 6 pp. – DOI: 10.1109/FarEastCon.2019.8933946.

278. Malafeev, A.V. Reinforcement Learning to Optimize Voltage in 3 to 10-kV Factory Grids / A.V. Malafeev, Yu.S. Kashkarova // Proceedings of the 2020 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM-2020). – 6 pp. – DOI: 10.1109/ICIEAM48468.2020.9112015.

279. Малафеев, А.В. Оптимизация установившихся режимов систем электроснабжения и электроэнергетических систем: учеб. пособие / А.В. Малафеев, А.В. Варганова. – Магнитогорск: Изд-во Магнит. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2013. – 123 с.

280. Игуменцев, В.А. Оптимизация эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электро-

станциями: монография / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2011. – 126 с.

281. Малафеев, А.В. Вопросы управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии [Электронный ресурс]: монография / А.В. Малафеев, А.В. Варганова, Е.А. Панова, О.В. Газизова. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2019.

282. Заславец, Б.И. Оперативное управление режимами электроснабжения / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев, В.В. Зиновьев // Материалы Второй Междунар. науч.-техн. конф. «Энергосбережение на промышленных предприятиях». – Магнитогорск: МГТУ, 2000. – С. 237-242.

283. Игуменцев, В.А. Управление режимами систем электроснабжения металлургических предприятий, включающих собственные электростанции / В.А. Игуменцев, Б.И. Заславец, А.В. Малафеев, В.В. Зиновьев // Электрика. – 2002. – №6. – С. 34-40.

284. Малафеев, А.В. Оперативное планирование оптимальных режимов системы электроснабжения промышленного предприятия с собственными электростанциями методом динамического программирования / А.В. Малафеев. – Магнитогорск, 2003. – 16 с.: ил. – Деп. в ВИНТИ 29.09.03, № 1736–В2003.

285. Игуменцев, В.А. Определение погрешности расчёта и реализации режимов оптимального распределения активной мощности в системах электроснабжения методом статистических испытаний / В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев // Математика. Приложение математики в экономических, технических и педагогических исследованиях: сб. науч. тр. – Магнитогорск: МГТУ, 2004. – Вып. 2. – С. 144-148.

286. Заславец, Б.И. Определение затрат на передачу электроэнергии по сетям промышленного предприятия с учётом технико-экономических характеристик источников / Б.И. Заславец, В.А. Игуменцев, А.В. Малафеев // Оптимизация режимов работы электротехнических систем: межвуз. сб. науч. тр.

– Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – С. 77-85.

287. Малафеев, А.В. Применение характеристик нечётких интервалов к задаче расчёта режима системы электроснабжения промышленного предприятия при неопределённости информации об электрических нагрузках / А.В. Малафеев, А.А. Антоненко // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. III Междунар. науч.-техн. конф.: сб. статей. – В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т.1. – С. 305-310.

288. Малафеев, А.В. Расчёты структурной надёжности системы электроснабжения крупного промышленного предприятия в задаче планирования режимов и перспективного развития / А.В. Малафеев, А.И. Юлдашева, А.В. Кочкина, Е.А. Панова // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. IV Междунар. науч.-техн. конф.: сб. статей (г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г.). – В 3 т. – Новочеркасск: Лик, 2013. – Т.1. – С. 359-363.

289. Юлдашева, А.И. Ишончилилик курсаткичларини хисоблаш алгоритмини мураккаблигини баҳолаш / Оценка вычислительной сложности алгоритма расчёта показателей надёжности / А.И. Юлдашева, А.В. Малафеев // Энергия ва ресурс тежаш муаммолари / Проблемы энерго- и ресурсосбережения. – 2013. – №3-4. – С. 200-208.

290. Малафеев, А.В. Планирование режимов системы электроснабжения металлургического предприятия на основе теории нечётких множеств / А.В. Малафеев, А.А. Крубцова // Электротехнические системы и комплексы. – 2014. – №3(24). – С. 43-48.

291. Малафеев, А.В. Развитие метода последовательного эквивалентирования применительно к условиям расчёта режимов электроэнергетических систем с использованием оценивания состояния / А.В. Малафеев, Е.С. Ищенко // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. V Междунар. науч.-техн. конф.: сб. статей. – В 3 т. – Томск: НИ ТПУ, 2014. – Т.1. – С. 93-97.

292. Yuldasheva, A.I. Reliability evaluation for electric power supply management / A.I. Yuldasheva, A.V. Malafeev // Electrical Power Engineering 2014: Proceedings of International Scientific Symposium. – Varna: TU-Varna, 2014. –

P. 10-12.

293. Iuldasheva, Alina. Electricity supply reliability of the industrial enterprises with local power plants and the outage cost evaluation / Alina Iuldasheva, Aleksei Malafeev. – Tagungsband zum Power and Energy Student Summit 2015. – Dortmund, 13. und 14. Januar 2015. – P01.7.

294. Малафеев, А.В. Прогнозирование электрических нагрузок металлургического предприятия с учётом объёма производства заказанной металлопродукции / А.В. Малафеев, А.А. Крубцова // Электроэнергетика глазами молодёжи: науч. тр. VI Междунар. науч.-техн. конф.: сб. статей (г. Иваново, 9-13 ноября 2015 г.). – В 2 т. – Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», 2015. – Т.1. – С. 121-124.

295. Iuldasheva, A. Selection of the reconstruction options for industrial power supply system under uncertainty conditions on the basis of the game theory criteria / A. Iuldasheva, A. Malafeev // Mechanics, Materials Science & Engineering. – 2016. – Vol. 6. 18 p.

296. Шепилова, О.Е. Подход к управлению потерями электроэнергии в территориальной сетевой организации на примере АО «Горэлектросеть» г. Магнитогорска / О.Е. Шепилова, А.В. Малафеев // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019): IV Всерос. науч.-техн. конф.: сб. трудов. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. – 1 опт. диск. – С. 148-151.

297. Щербакова, В.С. Формирование суточного графика нагрузки промышленной ТЭЦ с учётом результатов торговой сессии на ОРЭМ / В.С. Щербакова, А.В. Малафеев // Энергетики и металлурги настоящему и будущему России: Материалы 2-й Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и специалистов. – Магнитогорск: Изд-во Магнитогорск. гос. техн. ун-та им. Г.И. Носова, 2019. – С. 176-180.

298. Кашкарова, Ю.С. Алгоритм выбора оптимального уровня напряжения на заводских подстанциях, оснащённых АСУ ТП [Электронный ресурс] /

Ю.С. Кашкарова, А.В. Малафеев // Фёдоровские чтения–2019: XLIX Международ. науч.-практ. конф. – М.: Изд. дом МЭИ, 2019. – С. 147-153.

299. А.с. 2005612391 РФ. Программа «Расчёт и оптимизация установившихся эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий» / В.А. Игуменцев, В.В. Зиновьев, А.В. Малафеев. – Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС». – М.: ФИПС, 2005. – №4. – С. 117.

300. А.с. 2009614931 РФ. Программа для управления базой данных «Технические данные электросетевого оборудования ОАО «ММК» для расчёта нормативов технологических потерь электроэнергии» / А.В. Малафеев. – Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС», 2009. – №4. – С. 327.

301. А.с. 2009620449 РФ. База данных «Технические данные электросетевого оборудования ОАО «ММК» для расчёта нормативов технологических потерь электроэнергии» / Б.И. Заславец, Т.Б. Оленникова, А.В. Малафеев, О.В. Буланова, Ю.Н. Ротанова, Е.Б. Ягольникова, М.А. Алтухова. – Оф. бюл. «Программы для ЭВМ. БД. ТИМС», 2009. – №4. – С. 226.

Приложение П1. Акты внедрения научно-исследовательских работ и результатов диссертационного исследования на производстве



Открытое акционерное общество
«МАГНИТОГОРСКИЙ
МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИЙ
КОМБИНАТ»
ОАО «ММК»

АКТ

№ _____

г. Магнитогорск

УТВЕРЖДАЮ



Технический директор –
Главный инженер ОАО «ММК»

Ю.А.Бодяев

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

научно-исследовательской работы «Совершенствование режимов работы системы электроснабжения структурных подразделений ОАО «ММК» в связи с вводом в эксплуатацию собственных источников электроэнергии»
(№94133 от 02.03.2001.)

В процессе выполнения работы

- разработаны методы и алгоритмы расчета режимов электроснабжения ОАО «ММК»;
- создана информационно-вычислительная программа расчета эксплуатационных (нормальных, ремонтных, послеаварийных) режимов электроснабжения.

Полученный результат от использования информационно-вычислительной программы проявляется в повышении надежности работы системы электроснабжения ОАО «ММК» и в снижении потерь при транспортировании электроэнергии к заводским потребителям.

Дата фактического внедрения «28» февраля 2002 г.

Зам.начальника технологического
управления ОАО «ММК»

И.В.Селезнев

Главный энергетик ОАО «ММК»

Г.В.Никифоров

Начальник ЦЭСиП

Б.Б.Шакшакаев

И.о.начальника ЦЭТЛ

А.Р.Адамович

Научный руководитель к.т.н.,
профессор

Б.И.Заславец

Отв. исполнитель

А.В.Малафеев



УТВЕРЖДАЮ:
технический директор —
главный инженер ОАО «ММК»
/Ю.А. Бодяев/
07 2004 г

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

научно-исследовательской работы «Разработка программного обеспечения оптимального управления системой электроснабжения по минимуму потерь электроэнергии в высоковольтных распределительных сетях ОАО «ММК»

В процессе выполнения работы:

- разработано программное обеспечение, предназначенное для управления режимами системы электроснабжения ОАО «ММК» по критерию минимума потерь электроэнергии;
- проведены расчёты потерь активной мощности в системе электроснабжения ОАО «ММК» для уровней напряжения 35, 110, 220 кВ;
- разработана инструкция для пользования программным обеспечением.

Результатами работы являются повышение устойчивости системы электроснабжения ОАО «ММК» и снижение потерь электроэнергии в высоковольтных сетях.

Реальный экономический эффект будет определён к концу 2004 г. с использованием отчётных данных по потерям электроэнергии в 2002...2004 гг.

Начальник технологического управления ОАО «ММК»
Главный энергетик ОАО «ММК»
Зам. гл. энергетика по электроснабжению
Начальник ЦЭСиП
Начальник ЦЭТЛ
Научный руководитель
Ответственный исполнитель

И.В. Селезнёв
Г.В. Никифоров
В.Г. Даниленко
Б.Б. Шакшакпаев
В.В. Головин
Б.И. Заславец
А.В. Малафеев



АКТ ВНЕДРЕНИЯ

научно-исследовательской работы «Разработка методов оперативного управления и планирования режимов электроснабжения с целью повышения эффективности, снижения потерь на транспорт и рационального распределения электроэнергии между отдельными потребителями Магнитогорского промышленного узла» (по договору № 122426 от 17.02.04)

В процессе выполнения работы:

- разработано программное обеспечение, предназначенное для расчета режимов и потерь мощности в магистральных и цеховых сетях напряжением 10, 6 и 3 кВ; распределения электроэнергии и ее потерь между потребителями МПУ;
- дополнена база данных для расчета режимов электрических сетей и их оперативной корректировки;
- разработаны и внедрены мероприятия по использованию результатов выполненной научно – исследовательской работы (мероприятия прилагаются).

Результатами работы являются повышение надежности системы электроснабжения и снижение потерь электроэнергии в сетях 10, 6 и 3 кВ.

Реальный экономический эффект будет определен к концу 2005 г. с использованием отчетных данных по потерям электроэнергии в 2003 – 2004 гг.

Начальник технологического
управления ОАО «ММК»

Главный энергетик ОАО «ММК»

Зам. главного энергетика
по электроснабжению

Начальник ЦЭСиП

Начальник ЦЭТЛ

Научный руководитель

Ответственный исполнитель

И.В.Селезнев

Г.В.Никифоров

В.Г.Даниленко

Б.Б.Шакшапаев

В.В.Головин

Б.И.Заславец

А.В.Малафеев

0005-33

УТВЕРЖДАЮ:
Технический директор ОАО «ММК»
(Ю.А.Бодяев)
2005 г.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов работ по договору №131516 от 18.02.2005 г.

по теме: «Анализ и расчет емкостных токов в распределительных сетях 6,10,35 кВ ОАО «ММК»

В процессе выполнения работы:

- сформирована база данных по кабельным линиям узлов нагрузки 3,6,10,35 кВ сетей ОАО «ММК»;
- разработано и внедрено программное обеспечение расчета режимов компенсации емкостных токов в сложных электрических сетях. Во время апробации программы доказана ее эффективность и целесообразность для использования при эксплуатации кабельных сетей;
- проведено обучение пользователей программы;
- разработаны и внедрены мероприятия по использованию результатов выполненной работы (мероприятия прилагаются).

Результатами работы являются повышение надежности кабельных линий в сетях 3-35 кВ и снижение прямых расходов цеха электрических сетей и подстанций на устранение аварийных отключений кабельных линий. Расчет фактического экономического эффекта определяется за год, прошедший после внедрения (п.6 технического задания на выполнение НИР).

Дата фактического внедрения 15.12.2005 г.


Срок полезного использования 3 года

Проректор по научной работе МГТУ  Г.С.Гун

Научный руководитель  Б.И.Заславец

Согласовано:

Главный энергетик ОАО «ММК»  Г.В.Никифоров

Начальник УПРИП  В.Г.Литвиненко

Начальник ОРИП  В.П.Терохтий

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «ММК»
Ю.А. Бодяев
2006 г.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов работ по договору №141198 от 13.02.2006 г.

по теме: «Разработка технических предложений по выбору, размещению и регулированию дугогасящих реакторов в кабельных сетях в кабельных сетях в связи с развитием и реконструкцией системы электроснабжения южного блока прокатных цехов и ЭСПП ОАО «ММК»

В процессе выполнения работы:

- подготовлена база данных и составлены схемы замещения для расчета емкостных токов в узлах ЦЭС, ПВЭС, подстанций 95, 87, 64, 41, 22, 66;
- по результатам расчета в IV квартале года изменена конфигурация кабельных сетей подстанций 25, 63, 66 с целью уменьшения емкостного тока до допустимых величин и даны рекомендации по приобретению и установке новых дугогасительных реакторов (ДГР) на этих подстанциях;
- произведены расчеты емкостных токов и установка новых ДГР в узлах нагрузки электросталеплавильного цеха и прокатного производства в количестве 10 штук;
- в узлах нагрузки, подключенных непосредственно к шинам 6-10 кВ ЦЭС и ПВЭС уровень перенапряжений при однофазном замыкании на землю и перемежающейся дуге при установке новых ДГР снижается с 4,5-кратного до двухкратного номинального напряжения, что увеличивает надежность работы синхронных генераторов и высоковольтных двигателей;
- совместно с отделом рационализации, изобретений и патентной работы ОАО «ММК» зарегистрирована программа расчета режимов компенсации емкостных токов (свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ №2006611475 от 28.04.06 г.);
- дополнительно к указанной программе разработан, апробирован и представлен к регистрации программный модуль расчета перенапряжений и несимметричных режимов при однофазных замыканиях на землю.

Результатами работы является повышение надежности работы кабельных распределительных сетей напряжением 6-10 кВ и снижение прямых затрат цеха электрических сетей и подстанций на ремонт кабельных линий.

Дата фактического внедрения 10.12.2006 г.

Срок полезного использования 3 года.

Проректор по научной работе МГТУ _____ Г.С. Гун

Научный руководитель _____ Б.И. Заславец

Согласовано:

Главный энергетик ОАО «ММК» _____ Ю.П. Журавлев

Начальник ОРИП _____ В.П. Торохтий

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «ММК»
(Ю.А. Бодяев)
20.11. 2006 г.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов работ по договору №141197 от 13.02.2006 г.

по теме: «Расчет установившихся и переходных режимов при выходе узла нагрузки на раздельную работу»

В процессе выполнения работы:

- сформирована база данных по паровым турбинам, системам регулирования скорости, синхронным генераторам, устройствам автоматического регулирования возбуждения, высоковольтным двигателям узла ЦЭС-ПВЭС системы электроснабжения ОАО «ММК»;
- разработано и внедрено программное обеспечение анализа устойчивости в узлах нагрузки систем электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственными электростанциями. В результате апробации программы доказана ее эффективность и целесообразность для использования при планировании и оперативном управлении режимами работы ЦЭС;
- проведено обучение пользователей программы;
- разработаны и внедрены мероприятия по использованию результатов выполненной работы (перечень мероприятий прилагается);

Результатами работы является повышение надежности работы синхронных генераторов ЦЭС и снижение недовыработки электроэнергии в сети ОАО «ММК». Расчет фактического экономического эффекта определяется за год, прошедший после внедрения.

Дата фактического внедрения 10.11.2006 г.

Срок полезного использования 3 года.

Проректор по научной работе МГТУ _____ Г.С. Гун

Научный руководитель _____ Б.И. Заславец

Согласовано:

Главный энергетик ОАО «ММК» _____ Ю.П. Журавлев

Начальник ОРиП _____ В.П. Торохтий



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «ММК»
(В.Ф. Дьяченко)
2007 г.

АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов работ по договору №151489 от 15.03.2007 г.

по теме: «Разработка программного обеспечения оперативного управления режимами ТЭЦ ОАО «ММК»

В процессе выполнения работы:

- сформирована база данных по паровым турбинам, системам регулирования скорости, синхронным генераторам, устройствам автоматического регулирования возбуждения, высоковольтным двигателям ТЭЦ ОАО «ММК»;
- разработано и внедрено программное обеспечение анализа устойчивости при коротких замыканиях в узлах нагрузки систем электроснабжения крупных промышленных предприятий с собственными электростанциями. В результате апробации программы доказана ее эффективность и целесообразность для использования при планировании и оперативном управлении режимами работы ТЭЦ;
- проведено обучение пользователей программы;
- загрузка турбогенераторов ТЭЦ изменена в соответствии с полученными оптимальными величинами при сохранении суммарной выработки станции;
- совместно с отделом рационализации, изобретательства и патентной работы представлена к официальной регистрации в Федеральной службе «Роспатент» программа для ЭВМ «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов параллельной и раздельной работы с энергосистемой, режимов короткого замыкания и замыкания на землю с оценкой влияния на электрооборудование в системах электроснабжения промышленных предприятий».

Результатами работы являются снижение затрат на выработку электроэнергии, повышение надежности работы синхронных генераторов ТЭЦ и снижение недовыработки электроэнергии в сети ОАО «ММК». Расчет фактического экономического эффекта определяется за год, прошедший после внедрения.

Дата фактического внедрения 10.12.2007 г.
Срок полезного использования 1 год.

Начальник ТЭЦ _____ В.В. Ровнейко

Научный руководитель _____ Б.И. Заславец

Согласовано:

Главный энергетик ОАО «ММК» _____ Ю.П. Журавлев

Начальник ОРИП _____ В.П. Торохтий

100

УТВЕРЖДАЮ
И.о. главного инженера ОАО «ММК»
С.А. Ласьков
2009 г.



АКТ ВНЕДРЕНИЯ
результатов работ по договору №161176 от 13.02.2008 г.

по теме: «Исследование релейной защиты и автоматики в питающих и распределительных сетях 110-220 кВ Магнитогорского промышленного узла с целью повышения ее эффективности»

В процессе выполнения работы:

- сформирована база данных устройств релейной защиты питающих и распределительных сетей напряжением 110-220 кВ Магнитогорского энергетического узла, включающая основные и резервные защиты воздушных и кабельных линий 110-220 кВ и автотрансформаторов напряжением 220/110 кВ, а также временные характеристики выключателей на указанные напряжения;
- разработано и внедрено программное обеспечение анализа эффективности действия релейной защиты по критериям селективности, чувствительности, быстродействия и устойчивости синхронных машин на основе расчетов установившихся и переходных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий. В результате апробации программы доказана ее эффективность и целесообразность для использования при планировании режимов и выборе уставок релейной защиты в условиях Магнитогорского энергетического узла;
- проведено обучение персонала ЦЭСиП и ЦЭТЛ работе с программным обеспечением;
- произведена коррекция уставок устройств релейной защиты в распределительных сетях 110 кВ с целью обеспечения требований по селективности;
- совместно с отделом рационализации, изобретательства и патентной работы представлена к официальной регистрации в Федеральной службе «Роспатент» программа для ЭВМ «Расчет и оптимизация установившихся и переходных эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий при параллельной и раздельной работе с энергосистемой с учетом действия релейной защиты».

Результатами работы являются снижение затрат, связанных с простоями технологического оборудования, и снижение недовыработки электроэнергии в сети ОАО «ММК». Расчет фактического экономического эффекта определяется за год, прошедший после внедрения.

Дата фактического внедрения 10.12.2009 г.

Срок полезного использования 1 год.

Начальник ЦЭСиП _____  Н.А. Николаев

Научный руководитель _____  Б.И. Заславец

Согласовано

Главный энергетик ОАО «ММК» _____  Ю.П. Журавлев

 Заславец В.В.

 Заславец В.В.

УТВЕРЖДАЮ

И.о. главного инженера ОАО «ММК»

(В.В. Галкин)

« 15 » 08

**АКТ ВНЕДРЕНИЯ**

результатов работ по договору №180735 от 03.03.2010 с ГОУ ВПО «МГТУ

по теме: **Управление эксплуатационными режимами системы электроснабжения ОАО «ММК» с учетом ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей со специфической нагрузкой на период до 2012 г.**

(данная работа проводилась в рамках пунктов 16д «Разработка методов создания параллельных алгоритмов и прикладных программных комплексов для решения актуальных прикладных задач высокой сложности» и 29в «Разработка технологий уменьшения энергетических затрат при транспортировке, распределении и потреблении тепла и электроэнергии» «Перечня научных исследований и опытно-конструкторских разработок, расходы налогоплательщика на которые в соответствии с п.2 ст.262 части второй НК РФ включаются в состав прочих расходов в размере фактических затрат с коэффициентом 1,5», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 24.12.2008 №988)

Краткое описание выполненной работы: В работе выполнен обзор зарегистрированных программных продуктов, предназначенных для управления режимами электроэнергетических систем и систем электроснабжения. Собрана и систематизирована информация об электроприемниках с резкопеременной нагрузкой. Осуществлен анализ установившихся нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов на основе расчетов потокораспределения, уровней напряжений, величин токов короткого замыкания и остаточных напряжений для различных вариантов схемы сети Магнитогорского энергетического узла (МЭУ). Выполнен анализ неполнофазных режимов на основе величин напряжений на шинах распределительных устройств и загрузки автотрансформаторов. Разработаны экономико-математические модели генераторов собственных электростанций с учетом состава используемой топливной смеси, а также алгоритм и программный модуль оптимизации режима системы электроснабжения по активной и реактивной мощности с учетом потерь электроэнергии. Разработаны математические модели генераторов с различными видами первичных двигателей, созданы алгоритм и программный модуль расчета статической и динамической устойчивости систем электроснабжения с газотурбинными, парогазовыми и газопоршневыми электростанциями при параллельной и раздельной работе с энергосистемой. Выполнены расчеты устойчивости для условий МЭУ и анализ работы делительной автоматики. Созданы математические модели потребителей с резкопеременной нагрузкой, алгоритм и программный модуль расчета нестационарного режима системы электроснабжения с местными электростанциями. Произведены расчеты динамической устойчивости и колебаний напряжения, даны рекомендации по мощности и местам установки компенсирующих устройств.

Полученные результаты:

1. В связи с вводом в эксплуатацию новых производственных мощностей (стан «5000», ЛПЦ-11, МНЛЗ-6, АПК-3) произведены плановые расчеты эксплуатационных режимов распределительной сети напряжением 110-220 кВ для основных вариантов оперативной конфигурации. Выполнено сравнение вариантов по основным техническим критериям, включающим нагрузку линий электропередачи напряжением 110-220 кВ, автотрансформаторов узловых подстанций 220/110 кВ, уровни токов короткого замыкания на шинах 110-220 кВ и значения остаточных напряжений в таких режимах. Произведена оценка загрузки оборудования и уровней остаточных напряжений в неполнофазных режимах сети 110-220 кВ. В случае роста токов короткого замыкания при расширении сети в ходе реализации Программы перспективного развития Магнитогорского энергетического узла рекомендована к реализации эксплуатационная схема с отключением шиносоединительных выключателей РУ 110 кВ ТЭЦ, ЦЭС, ПС-30, ПС-60, ПС-77, ПС-90.
2. С использованием разработанного программного обеспечения произведены расчеты оптимального распределения активных и реактивных мощностей между генераторами собственных электростанций ОАО «ММК» с учетом роста нагрузки, связанного с вводом новых производственных объектов, и характерных режимов теплофикации. Получена совокупность оптимальных режимов в диапазоне возможных значений приема из энергосистемы «Челябэнерго». Ожидаемое снижение затрат составляет 4,5 млн. руб./год.
3. Исследование динамической устойчивости генераторов с различными видами первичных двигателей

показало, что наибольшим запасом динамической устойчивости обладают генераторы, приводимые во вращение газовыми турбинами. Созданные математические модели использованы при разработке программного обеспечения, предназначенного для расчета переходных процессов систем электроснабжения промышленных предприятий.

4. Для оценки статической устойчивости при работе параллельно с энергосистемой было проанализировано 3 варианта схемы МЭУ: кольцо 110 кВ разорвано с одной стороны; с двух сторон; замкнуто. При двухстороннем разрыве устойчивость генераторов наименьшая. При раздельной работе электростанций МЭУ с энергосистемой на генераторах ТЭЦ и ЦЭС коэффициент запаса близок к минимально допустимому, а ТГ-1 ПВЭС-2 не обладает достаточной устойчивостью.

5. Проанализировано действие делительной автоматики ТЭЦ, ЦЭС и ПВЭС-2. Разработан алгоритм расчета переходных режимов при отделении собственных электростанций от энергосистемы с учетом изменения производительности собственных нужд. Проведенные расчеты показывают, что ТЭЦ при существующей схеме позволяет сохранить устойчивость с дополнительной нагрузкой 60 МВт и 40 Мвар, узел ЦЭС-ПВЭС – 40 МВт и 20 Мвар. Расчеты, проведенные для перспективной схемы МЭУ с учетом роста генерирующих мощностей, показали, что узел ЦЭС-ПВЭС при установке генератора 50 МВт позволяет сохранить устойчивость с дополнительной нагрузкой 80 МВт и 40 Мвар, а при установке ПГУ в районе ЛПЦ-3 – 100 МВт и 80 Мвар. Для повышения эффективности действия делительной автоматики рекомендованы мероприятия: загрузка генераторов на номинальное значение реактивной мощности, уменьшение степени нечувствительности регулятора скорости, уменьшение коэффициента статизма регулятора, включение секционного выключателя на шинах 3 кВ ЦЭС.

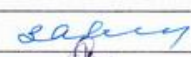
6. Для анализа нестационарных режимов при работе электроприемников с резкопеременной нагрузкой разработан алгоритм расчета переходного процесса. Как показали расчеты, колебания напряжения на цеховых подстанциях превышают допустимый уровень по ГОСТ 13109-97 и ГОСТ Р 51317.2.4-2000. Полное отключение компенсирующих устройств приводит к повышению колебаний напряжения до 3,5%, что превышает предельно допустимые значения; использование существующих КУ в полной мере позволит снизить колебания напряжения до 1,2% и тем самым снизить потери активной мощности на 2,3%. (2,99 МВт·ч/г.)

7. Разработано и внедрено программное обеспечение расчета нестационарных режимов, неполнофазных режимов, режимов выхода на раздельную работу; оценки устойчивости систем электроснабжения промышленных предприятий с объектами малой энергетики и крупной резкопеременной нагрузкой. Программное обеспечение установлено на рабочих местах ЦЭСиП и ЦЭТЛ, проведено обучение пользователей. Оформлена заявка на государственную регистрацию программы для ЭВМ.

Дата фактического внедрения 31.08.2011 г.

Срок полезного использования – один год.

Начальник ЦЭСиП _____  Н.А. Николаев

Научные руководители _____  Б.И. Заславец

_____  А.В. Малафеев

Согласовано:
Главный энергетик _____  Ю.П. Журавлев

Зам. главного энергетика
по электроснабжению _____  В.Г. Даниленко

Начальник ЦЭТЛ _____  В.В. Головин

Начальник патентно-лицензионной
группы НПЦ _____  В.Л. Торохтий



УТВЕРЖДАЮ
 Начальник ИТЦ ОАО «ММК»
 (Б.А. Сарычев)
 « 24 » _____ 2013 г.



МП

АКТ ВНЕДРЕНИЯ

результатов работ по договору №200979 от 26.03.2012 с ФГБОУ ВПО «МГТУ»

по теме: **Повышение надежности электроснабжения потребителей ОАО «ММК» за счет обеспечения чувствительности релейной защиты сетей 110-220 кВ в сложносимметричных аварийных режимах** (данная работа проводилась в рамках пункта VI-4-13 «Разработка технологий и средств управления функционированием и развитием систем централизованного теплоснабжения и электроэнергетических систем» «Перечня научных исследований и опытно-конструкторских разработок, расходы налогоплательщика на которые в соответствии с п. 2 ст. 262 ч. 2 НК РФ включаются в состав прочих расходов в размере фактических затрат с коэффициентом 1,5», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 24.12.2008 №988 (в редакции Постановления Правительства Российской Федерации от 6 февраля 2012 г. №96))

Краткое описание выполненной работы: В работе выполнен обзор литературных источников и программных средств, предназначенных для решения задачи противоаварийного управления в электроэнергетических системах и системах электроснабжения, осуществлен анализ аварийных ситуаций в сетях 110-220 кВ. Разработаны алгоритмы расчета сверхпереходных параметров режимов сложной несимметрии для случаев продольной, поперечной и сложной несимметрии и переходных процессов в указанных условиях. Созданы математические модели релейных защит силовых трансформаторов на микропроцессорной и электромеханической элементной базе. На основе созданных алгоритмов расчета и математических моделей написан и отлажен программный модуль расчета сложносимметричных режимов. Для условий распределительных сетей напряжением 110-220 кВ ОАО «ММК» выполнены расчеты сверхпереходных параметров и переходных режимов при возникновении сложносимметричных повреждений. Разработана усовершенствованная методика оценки чувствительности и быстродействия релейной защиты в сложносимметричных аварийных режимах. Для защит трансформаторов напряжением 110/6-10 кВ выполнена оценка чувствительности и быстродействия. На основе полученных результатов даны рекомендации по повышению чувствительности.

Полученные результаты:

1. С использованием разработанного программного обеспечения выполнены расчеты аварийных сложносимметричных режимов в сетях 110 кВ ОАО «ММК» осуществлена оценка чувствительности защит трансформаторов на подстанциях №№ 88, 64, 95, 94, 22, 65, 66, 81, 85, 36, 41, 46, 16, 91. Как показывают расчеты, коэффициент чувствительности дифференциальной защиты находится в пределах от 0,007 до 0,28, максимальной токовой защиты на стороне ВН – от 0,02 до 0,058, отсечки на стороне ВН – от 0,0026 до 0,01, токовой защиты нулевой последовательности – от 0,004 до 0,016, что значительно ниже значений, установленных ПУЭ.
2. Предложен и внедрен способ повышения чувствительности релейной защиты трансформаторов за счет применения специальной защиты с измерительным органом напряжения обратной последовательности, для которой коэффициент отстройки в целях обеспечения селективности принят равным 1,05. В случае, если защиты выполнены на базе электромеханических реле, в качестве такого измерительного органа использовано фильтровое реле напряжения РНФ-1М. Применительно к микропроцессорным комплектам ЭКРА ШГ 2607 041 и Бреслер ШТ 2108.13 выполнено перепрограммирование терминалов с задействованием входов по напряжению обратной последовательности. В комплектах MiCOM P633 (Areva T&D) введена в действие защита от понижения напряжения с коэффициентом отстройки 1,3. Для обеспечения селективности рекомендуемого вида защиты и предотвращения ложного ее срабатывания при несимметричных КЗ на шинах питающей подстанции она выполняется с выдержкой времени, отстроенной от существующей уставки по времени срабатывания токовой защиты питающей линии на ступень селективности (0,5 с). Ожидаемое снижение ущерба от снижения срока службы крупных синхронных двигателей и дополнительных потерь

электроэнергии в них в несимметричных режимах работы системы электроснабжения за счет повышения чувствительности релейной защиты при сложных повреждениях составляет 1,67 млн. руб.

3. Разработано и внедрено программное обеспечение обеспечения расчета сверхпереходных параметров режима и электромеханических переходных процессов при сложносимметричных повреждениях с учетом действия релейной защиты. Программное обеспечение установлено на рабочих местах ЦЭСиП и ЦЭТЛ, проведено обучение пользователей. Оформлена заявка на государственную регистрацию программы для ЭВМ.

Дата фактического внедрения 15.05.2013 г.

Срок полезного использования – один год.

Начальник ЦЭСиП _____  Н.А. Николаев


Научный руководитель  _____ А.В. Малафеев

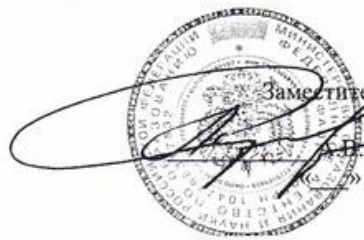
Отв. исполнитель  _____ Е.А. Панова

Согласовано:

Главный энергетик _____  Ю.П. Журавлев

Зам. главного энергетика
по электроснабжению _____  В.Г. Даниленко

Начальник ЦЭТЛ _____  В.В. Головин



УТВЕРЖДАЮ
Заместитель руководителя
Рособразования
А.Б. Рождественский
_____ 200__ г.
м.п.

Акт
приемки проекта

№ 75315, Разработка методов оперативного управления режимами электроснабжения и электропотребления крупных металлургических предприятий с целью повышения их энергоэффективности.,

выполняемого по заданию Рособразования в рамках ведомственной научной программы «Развитие научного потенциала высшей школы», подпрограмма 3 «Развитие инфраструктуры научно-технической и инновационной деятельности высшей школы и ее кадрового потенциала»

Магнитогорский государственный технический университет им.Г.И.Носова

Комиссия в составе:

Председателя: Стриханова М.Н. – заместителя директора Департамента государственной научно-технической и инновационной политики Минобрнауки России

Заместителя председателя: Суворинова А.В. – начальника Управления инновационного развития и инфраструктуры Роснауки

и членов комиссии: Тришкиной Т.А. (секретарь) – главного специалиста отдела Департамента государственной научно-технической и инновационной политики Минобрнауки России, Бера М.Н. – заместителя начальника отдела Управления программ и проектов Роснауки, Быковой М.О. – заместителя начальника отдела Департамента экономики и финансов Минобрнауки России, Быстрова И.Е. – начальника отдела Управления учреждений образования Рособразования, Дмитриева Н.М. – начальника Управления международного образования и сотрудничества Рособразования, Мельниченко И.Н. – заместителя начальника Управления по делам молодежи Рособразования,

действующая на основании приказа Минобрнауки России от 24.06.2005г. №182, провела приемку проекта.

Комиссии были представлены следующие документы:

- задание;
- утвержденный акт приемки комиссией организации-исполнителя;
- выписка из протокола о рассмотрении проекта на НТС (секции НТС);
- заключительный отчет;
- ведомость соответствия научно-технических результатов требованиям задания;
- справка о результатах проекта.

Комиссия установила:

Полученные научные результаты проекта соответствуют требованиям задания;

научный уровень выполненного проекта высокий;

техничко-экономические показатели достигнуты;

предлагаемые решения и рекомендации по использованию результатов проекта полностью обоснованы.

Выводы:

Проект выполнен надлежащим образом и удовлетворяет требованиям задания.

Считать данный проект принятым и законченным.

Председатель Комиссии М.Н. Стриханов
Заместитель председателя Комиссии А.В. Суворинов
Секретарь Т.А. Тришкина

АКТ

приемки результатов научно-технической деятельности по договору №211861 от 26.06.2013 между ФГБОУ ВПО «МГТУ» и ОАО «ММК» на проведение научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы (научный руководитель – канд. техн. наук, доцент А.В. Малафеев)

1. Тема НИОКР: «Разработка программного обеспечения расчета показателей надежности систем электроснабжения».
2. Вид РИТД: Программа для ЭВМ.
3. Наименование: «Комплекс автоматизированного режимного анализа КАТРАН 8.0».
4. Аprobация программного обеспечения проведена на примере узлов подстанций № №30, 60, 90, 77, 96, 63, 87; и электростанций ЦЭС, ЦЭЦ.
5. Программное обеспечение позволяет: рассчитывать структурную надежность систем электроснабжения промышленных предприятий; проводить сопоставление различных вариантов нормальных и ремонтных эксплуатационных схем на основе показателей надежности при планировании режимов или реконструкции сети.
6. Проведено обучение пользователей ЦЭСиП и ЦЭТЛ.
7. Приемка РИТД проведена научно-техническим совещанием ЦЭСиП с участием специалистов ЦЭТЛ (протокол № 2 от «25» июля 2013 г.).

Зам. главного энергетика ОАО «ММК»
по электроснабжению

И.о. начальника ЦЭСиП

Вед. инженер технического бюро ЦЭСиП

Начальник ЦЭТЛ

Зам. начальника ЦЭТЛ

Нач. отделения релейной защиты ЦЭТЛ

Вед. инженер группы режимного



В.Г. Даниленко

А.Ю. Тихомиров

О.А. Васильев

В.В. Головин

Е.А. Кузнецов

А.Я. Альбрехт

О.Ю. Биктеева



Handwritten signatures of the other participants in the act.

УТВЕРЖДАЮ:

Главный энергетик ОАО «ММК»

Ю.П. Журавлев

25 АПР 2013 2013 г.

М Е Р О П Р И Я Т И Я

по увеличению надежности системы электроснабжения ОАО «ММК» на основе результатов НИОКР по теме «Разработка программного обеспечения расчета показателей надежности систем электроснабжения» (по договору № 211861 от 26.06.2013 г.)

(данная работа проводилась в рамках пункта VI «Энергоэффективность, энергосбережение, ядерная энергетика» п.4 «Технология создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и использования энергии» п.п.13 «Разработка технологий и средств управления функционированием и развитием систем централизованного теплоснабжения и электроэнергетических систем» «Перечня научных исследований и опытно-конструкторских разработок, расходы налогоплательщика на которые в соответствии с п.2 ст.262 ч.2 НК РФ включаются в состав прочих расходов в размере фактических затрат с коэффициентом 1,5», утвержденного Постановлением Правительства РФ от 24.12.2008 №988 (в редакции Постановления Правительства Российской Федерации от 6 февраля 2012 г. №96))

По результатам научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы, выполненной ФГБОУ ВПО «МГТУ», рекомендуются к внедрению следующие мероприятия:

1. Осуществить замену масляных выключателей элегазовыми на ПС № 87, фидера 87-101, 87-102, 87-103.
2. Осуществить замену масляных выключателей элегазовыми на ПС №60 на фидерах 60-25 - Т-2 25МВА; 60-32 - ЛЭП-2 на ПС-90 (ф.90-21); 60-34 – ЛЭП-1 на ПС-90 (ф.90-22); 60-40 – ввод с ПС «Смеловская»; 60-44 – ввод на ПС 49, 99.
3. Осуществить замену масляных выключателей элегазовыми на ПС №77 на фидерах 77-05 (ЛЭП-1 на ПС 41, 95), 77-07 (ЛЭП-2 на ПС 41, 95).
4. Осуществить замену масляных выключателей элегазовыми на ЦЭС в ячейках тра №1; тр-ра №3.
5. Осуществить замену масляных выключателей элегазовыми на ПС № 90 на фидерах 90-10 - ЛЭП-1 на ПС 63 (ф.63-111); 90-12 - ЛЭП-2 на ПС 63 (ф. 63-113); 90-11 - междушинный МВ 110 кВ 1, 2 с.ш.; 90-13 – АТ-2 250 МВА; 90-15 – АТ-1 250 МВА.

И.о. начальника ЦЭСиП

А.Ю. Тихомиров

Согласовано:

Зам. главного энергетика ОАО «ММК»
по электроснабжению



В.Г. Даниленко

Начальник ЦЭТЛ

В.В. Головин

И.о. зам. начальника ЦЭТЛ

А.Я. Альбрехт

Вед. инженер ППГ ЦЭСиП

О.А. Василюк

Научный руководитель:
Доцент кафедры ЭПП
ФГБОУ ВПО «МГТУ»



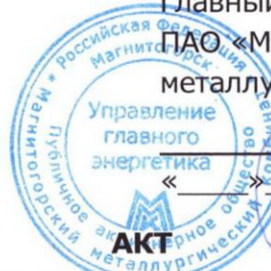
А.В. Малафеев

Отв. исполнитель:
Ст. преподаватель кафедры ЭПП
ФГБОУ ВПО «МГТУ»

А.В. Кочкина

УТВЕРЖДАЮ:

Главный энергетик
ПАО «Магнитогорский
металлургический комбинат»



П.А. Бовшик

17 ИЮЛ 2023

2023 г

внедрения результатов диссертационной работы

Малафеева Алексея Вячеславовича «Повышение эффективности и надежности систем электроснабжения промышленных предприятий с собственной генерацией» на соискание ученой степени доктора технических наук

1. Разработано программное обеспечение (ПО) расчета и анализа режимов систем электроснабжения, включающее в себя следующие модули:

- расчет установившихся режимов системы электроснабжения, включая распределение активных и реактивных мощностей, уровни напряжения в различных точках сети и потери мощности с делением по уровням напряжения, видам оборудования, физической природе и участкам электрической сети;
- выбор экономически целесообразного распределения мощностей между станционными агрегатами ЦЭС, ТЭЦ, ПВЭС;
- расчет показателей надежности системы электроснабжения и отдельных ее участков;
- расчет долевого вклада источников электроэнергии и потребителей в потокораспределение, потери мощности и электроэнергии и оценка их стоимости.

2. Теоретические и методические разработки успешно внедрены в практику работы группы режимов Центральной электротехнической лаборатории, диспетчерской службы ЦЭСиП и центральной диспетчерской службы УГЭ. По мере разработки новых модулей ПО проводилось обучение сотрудников указанных служб.

Подтверждена эффективность разработанного ПО в режиме «советчик диспетчера» при принятии решений в процессе планирования установившихся режимов и распределения мощностей между собственными электростанциями, разработки мероприятий по регулированию напряжения и снижения потерь мощности и электроэнергии.

3. В период с 2001 г. по настоящее время разработаны и внедрены в условиях действующего производства комплексы научно обоснованных мероприятий, в виде 10 законченных НИР и НИОКР, направленных на снижение затрат на выработку, прием и передачу электроэнергии за счет выбора экономически целесообразного режима работы собственных электростанций ЦЭС, ТЭЦ, ПВЭС-2 и рационального уровня напряжения на понизительных подстанциях.

Суммарный экономический эффект от внедрения результатов диссертационной работы составил 23 млн руб.

Главный инженер Управления главного энергетика  **И.Ю. Андрюшин**

Приложение П2. Оценка погрешности расчёта и реализации оптимального распределения мощностей

Рассмотрим ход решения для МЭУ, построив эквивалентные характеристики ЦЭС, ТЭЦ и ПВЭС. Характеристики генераторов ЦЭС в нечётких числах представим в графическом виде (индивидуальные – рис. П2.1–П2.9, эквивалентные – рис. П2.10–П2.40; μ – значение функции принадлежности).

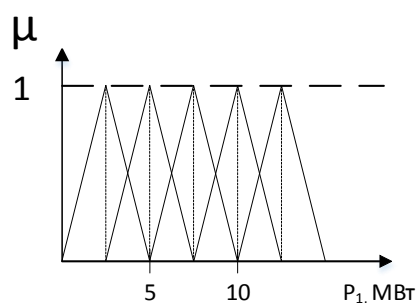


Рис. П2.1. Собственная характеристика ТГ-1 с шагом 2,5 МВт

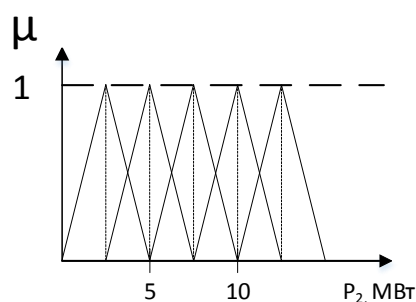


Рис. П2.2. Собственная характеристика ТГ-2 с шагом 2,5 МВт

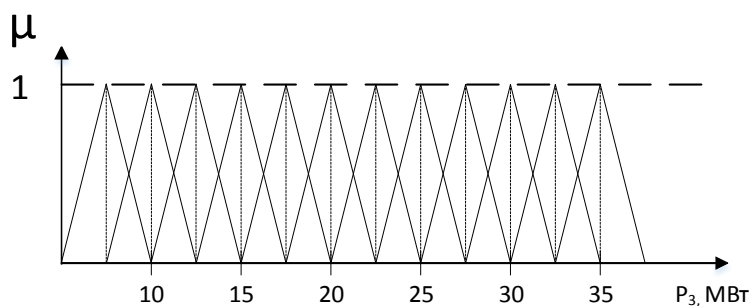


Рис. П2.3. Собственная характеристика ТГ-3 с шагом 2,5 МВт

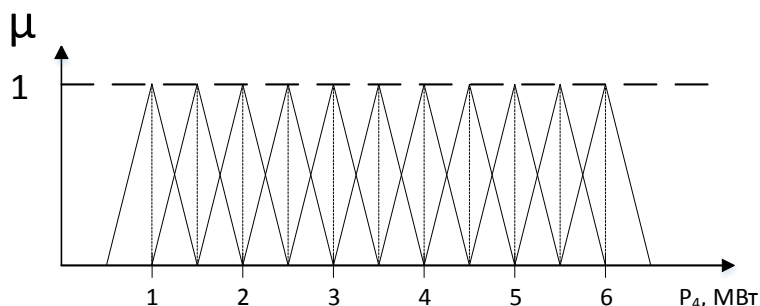


Рис. П2.4. Собственная характеристика ТГ-4а с шагом 2,5 МВт

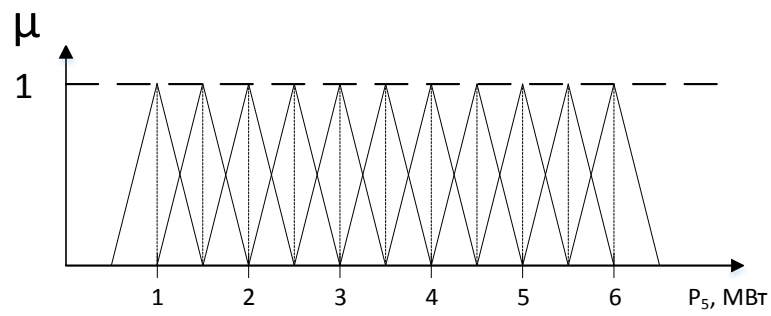


Рис. П2.5. Собственная характеристика ТГ-4б с шагом 2,5 МВт

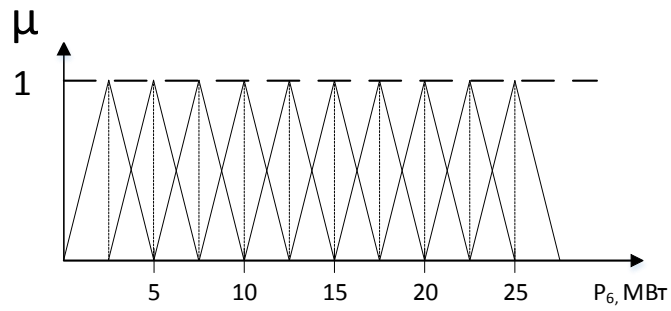


Рис. П2.6. Собственная характеристика ТГ-5 с шагом 2,5 МВт

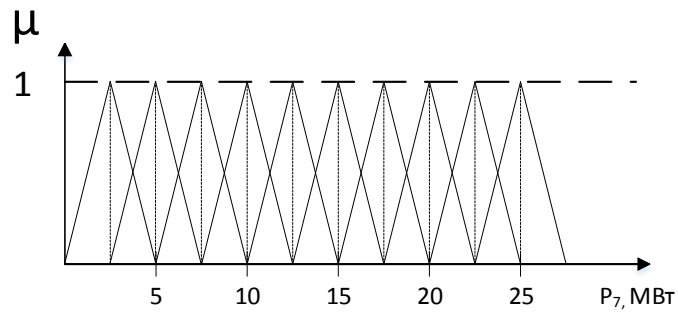


Рис. П2.7. Собственная характеристика ТГ-6 с шагом 2,5 МВт

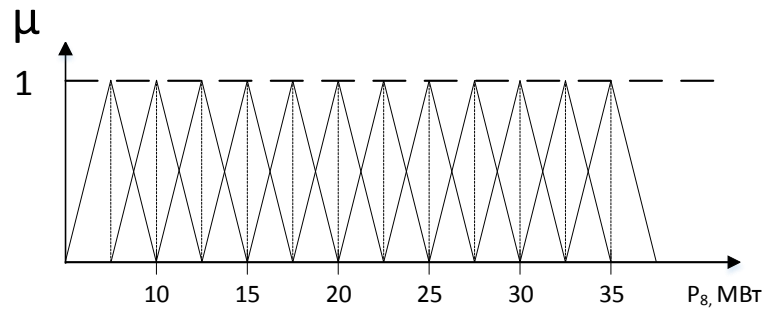


Рис. П2.8. Собственная характеристика ТГ-7 с шагом 2,5 МВт

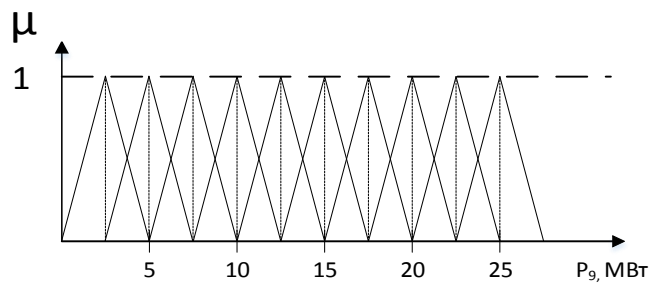


Рис. П2.9. Собственная характеристика ТГ-8 с шагом 2,5 МВт

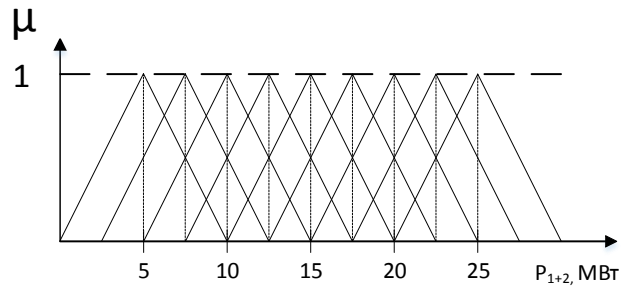


Рис. П2.10. Эквивалентная характеристика ТГ-1+ТГ-2 с шагом 2,5 МВт

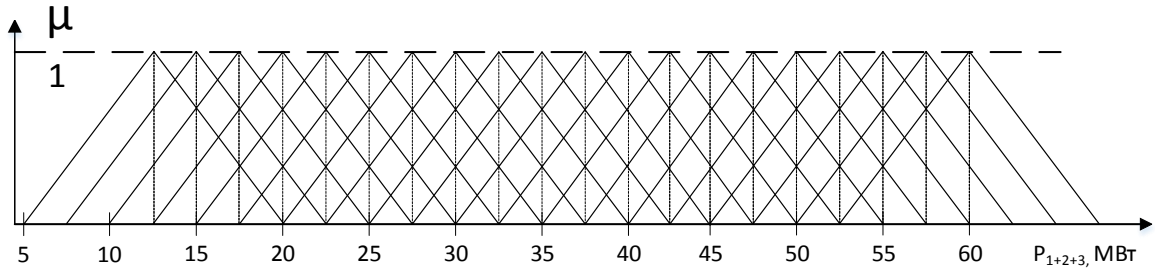


Рис. П2.11. Эквивалентная характеристика ТГ-1+ТГ-2 с шагом 2,5 МВт

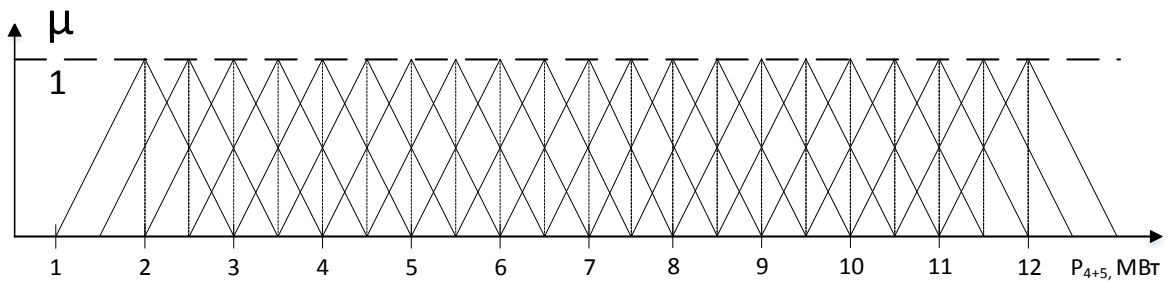


Рис. П2.12. Эквивалентная характеристика ТГ-4а+ТГ-4б с шагом 0,5 МВт

Т.к. шаг у эквивалентной характеристики ТГ-4а+ТГ-4б отличается от шага собственных характеристик ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3, необходимо преобразовать эквивалентную характеристику генераторов 4а и 4б так, чтобы шаг составлял 2,5 МВт.

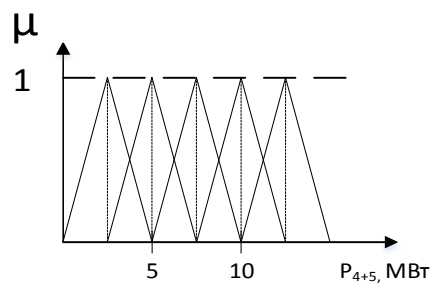


Рис. П2.13. Эквивалентная характеристика ТГ-4а+ТГ-4б с шагом 2,5 МВт

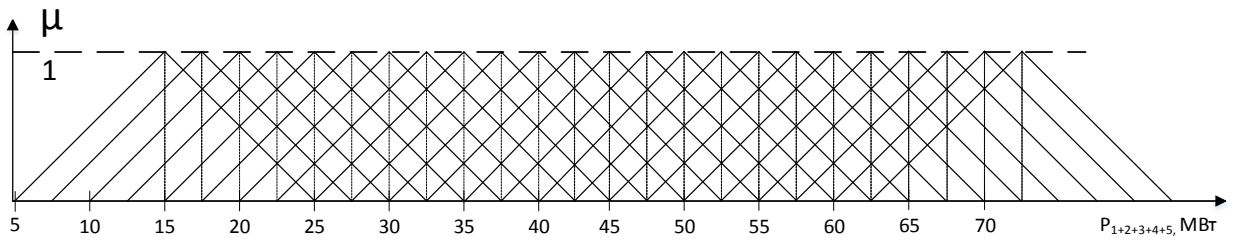


Рис. П2.14. Эквивалентная характеристика ТГ-1+ТГ-2+ТГ-3+ТГ-4а+ТГ-4б с шагом 2,5 МВт

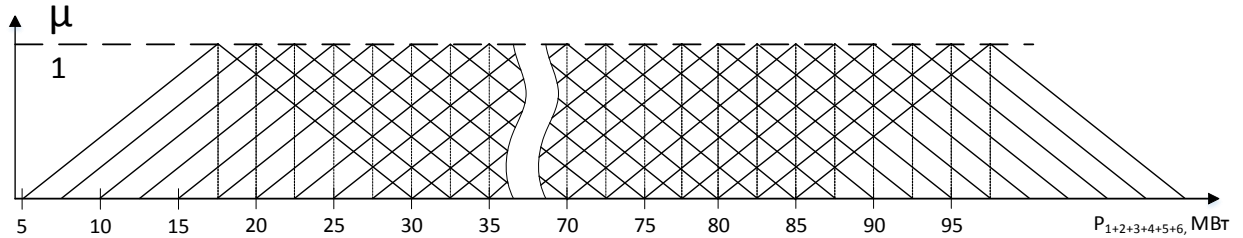


Рис. П2.15. Эквивалентная характеристика ТГ-1+ТГ-2+ТГ-3+ТГ-4а+ТГ-4б+ТГ-5 с шагом 2,5 МВт

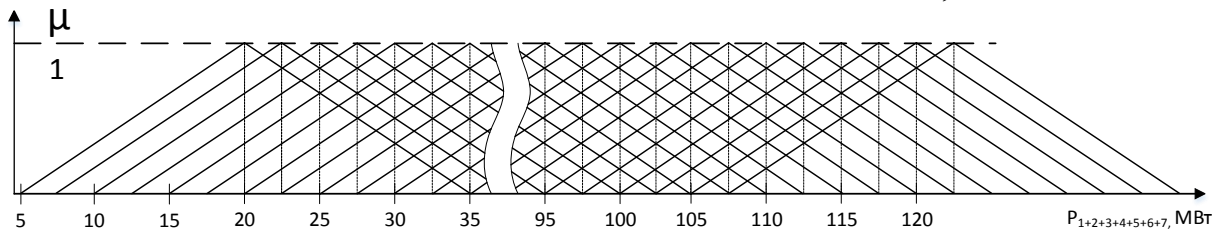


Рис. П2.16. Эквивалентная характеристика ТГ-1+ТГ-2+ТГ-3+ТГ-4а+ТГ-4б+ТГ-5+ТГ-6 с шагом 2,5 МВт

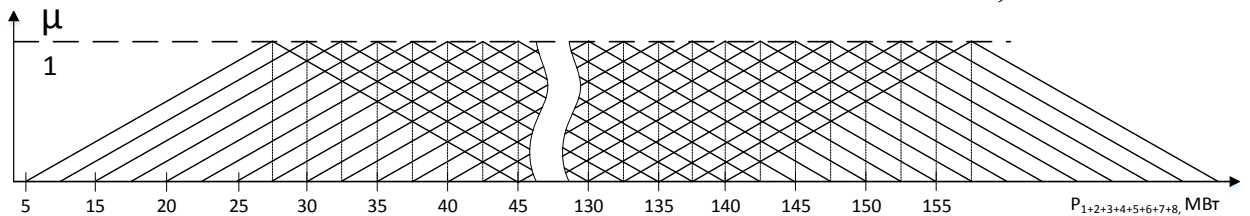


Рис. П2.17. Эквивалентная характеристика ТГ-1+ТГ-2+ТГ-3+ТГ-4а+ТГ-4б+ТГ-5+ТГ-6+ТГ-7 с шагом 2,5 МВт

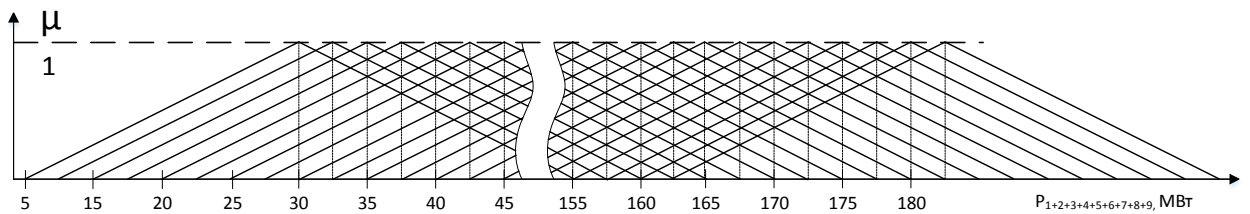


Рис. П2.18. Эквивалентная характеристика всех генераторов с шагом 2,5 МВт

На примере ЦЭС ММК для организации обратного хода (условной оптимизации при заданной суммарной мощности P_{Σ}) по предлагаемому алгоритму требуется 34 ступени эквивалентной РХ, если же использовать посто-

янный шаг $P_{\Delta}=0,5$ МВт, таких ступеней потребуется 66. Для большего количества объектов можно получить довольно существенное снижение требований к памяти и дисковому пространству ПЭВМ. Такой подход требует задания P_{Σ} также в виде нечёткого значения. Это усложняет алгоритм, но, вместе с тем, позволяет найти оптимальное распределение мощностей для случаев, когда P_{Σ} не кратна шагу табулирования эквивалентной характеристики.

В целом для электростанций ПАО «ММК» отклонение оптимального значения (половина ширины интервала), составляет от 0,8% до 33,6%; в связи с этим оценку погрешности проведём по значениям мощности, средним за интервал $[P^{\alpha-}; P^{\alpha+}]$. Сравним сумму полученных среднеинтервальных значений мощностей генераторов с заданным нечётким значением суммарной выработки, выбранным в качестве расчётного. Эта величина соответствует сумме минимальных ограничений по нагрузке турбоагрегатов из их заводских характеристик. Полученные результаты сведены в табл. 2.6.

Таблица 2.6

Оценка погрешности алгоритма

Электростанция	ТЭЦ	ЦЭС	ПВЭС
Заданное значение суммарной выработки, МВт	57	39	42
P_1 , МВт	10,1	7,55	21
P_2 , МВт	5,05	2,55	2,65
P_3 , МВт	5,05	11,3	5,13
P_4 , МВт	5,05	1,5	10,15
P_5 , МВт	15,1	1	1,025
P_6 , МВт	15,1	2,55	1,525
P_7 , МВт	2,55	-	-
P_8 , МВт	7,55	-	-
P_9 , МВт	2,55	-	-
Суммарная мощность по результатам оптимизации	55,45	39,1	41,48
Погрешность относительно заданного значения, %	2,719	0,256	1,238

По полученным значениям можно сделать вывод, что точность алгоритма является достаточно высокой (до 3%), что позволяет применять его в условиях СЭС крупных промышленных предприятий с собственными электростанциями.

Приложение ПЗ. Акт внедрения результатов диссертационной работы в учебный процесс

УТВЕРЖДАЮ:

Проректор по образовательной деятельности
ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова»,
канд. техн. наук, доцент



И.Р. Абдулвелеев
08 2023 г

внедрения в учебный процесс результатов диссертационной работы
Малафеева Алексея Вячеславовича «Повышение эффективности и надежности систем
электрооборудования промышленных предприятий с собственной генерацией» на соискание
ученой степени доктора технических наук

В учебный процесс внедрены следующие основные результаты:

1. Методы, алгоритмы и программный модуль расчета и оптимизации установившихся эксплуатационных режимов систем электрооборудования с собственными источниками электроэнергии.
2. Математическое представление графиков электрических нагрузок цехов металлургического предприятия на уровне напряжения 3–10 кВ.
3. Метод оптимального регулирования напряжения на шинах 3–10 кВ главных понизительных подстанций промышленных предприятий за счет изменения коэффициента трансформации силовых трансформаторов с устройствами РПН.
4. Метод оценки долевого вклада источников электроэнергии и потребителей в потокораспределение, потери электроэнергии и их стоимость в системе электрооборудования с собственными электростанциями.
5. Метод оценки показателей структурной надежности с учетом потокораспределения в системе электрооборудования.
6. Метод количественной оценки производственных рисков в системе электрооборудования.

Указанные результаты используются при подготовке бакалавров направления 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профиль «Электрооборудование») и магистров направления 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» (профили «Интеллектуальные системы электрооборудования» и «Цифровой менеджмент в электроэнергетике»), а также при реализации основной образовательной программы аспирантуры по направлению 13.06.01 «Электро- и теплотехника», направленность «Электротехнические комплексы и системы» (научная специальность 2.4.2 аспирантуры по ФГТ). Разработана и реализуется дисциплина «Оптимальные режимы систем электрооборудования» учебного плана подготовки магистров.

Студенческие НИР «Оптимизация режимов систем электрооборудования с собственными электростанциями с учетом характеристик используемого топлива и потерь электроэнергии в распределительных сетях» в 2008 г. и «Разработка метода оценки влияния на электрооборудование режимов однофазного замыкания на землю в кабельных сетях промышленных предприятий» в 2007 г. отмечены грантами Правительства Челябинской области. Студенческая НИР «Расчет установившихся режимов систем электрооборудования

раздельно с питающей энергосистемой» в 2005 г. отмечена дипломом открытого конкурса на лучшую работу студентов по естественным, техническим и гуманитарным наукам в вузах Российской Федерации, проводимого Министерством образования и науки Российской Федерации. Результаты студенческих и аспирантских НИР реализованы в научном проекте «Разработка алгоритмического и программного обеспечения для управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии», поддержанном Российским фондом фундаментальных исследований, грант № 14-07-00200 (Крубцова А.А., Юлдашева А.И.). Проект выполнялся в 2014-2015 гг., защищены научно-квалификационные работы с присвоением квалификации «Исследователь. Преподаватель-исследователь» (Юлдашева А.И. в 2020 г., Крубцова А.А. в 2022 г.).

Отдельные результаты работы были использованы при написании учебного пособия «Оптимизация установившихся режимов систем электроснабжения и электроэнергетических систем» (Малафеев А.В., Варганова А.В.: Магнитогорск, 2019 г.). Монографии «Оптимизация эксплуатационных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий с собственными электростанциями» (Игуменцев В.А., Малафеев А.В., 2011 г.), «Оптимизация режимов промышленных электростанций с учетом зависимых ограничений по условиям статической устойчивости и длительной несимметрии» (Малафеев А.В., Кочкина А.В., Панова Е.А., Газизова О.В., 2014 г.), «Вопросы управления эксплуатационными режимами промышленных систем электроснабжения с собственными источниками электрической энергии» (Малафеев А.В., Варганова А.В., Панова Е.А., Газизова О.В., 2019 г.) используются при реализации образовательных программ магистратуры по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника» и аспирантуры по направлению 13.06.01 «Электро- и теплотехника» и по научной специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы.

Директор института энергетики
и автоматизированных систем,
д-р техн. наук, профессор



В.Р. Храмшин

Заведующий кафедрой электроснабжения
промышленных предприятий,
канд. техн. наук, доцент

А.В. Варганова