

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ «НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ «МИСиС»

На правах рукописи

ПЕТРОЧЕНКОВ Антон Борисович

**ТЕОРИЯ, МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ
ПРЕДПРИЯТИЙ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ ОТРАСЛИ**

Специальность 05.09.03 – «Электротехнические комплексы и системы»

Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант – докт. техн. наук, профессор Ляхомский А. В.

Пермь-Москва – 2019

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	7
1. СОВРЕМЕННЫЕ СТРУКТУРЫ, ХАРАКТЕРИСТИКА И МЕТОДЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ	20
1.1. Анализ структуры и свойств основных этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли ...	20
1.2. Характеристика состава потребителей узлов нагрузки предприятий минерально-сырьевой отрасли.....	26
1.3. Методы моделирования электротехнических комплексов, оценки и прогнозирования их состояния	39
1.4. Обоснование задач исследования.....	53
2. МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПРЕДПРИЯТИЙ МИНЕРАЛЬНО- СЫРЬЕВОЙ ОТРАСЛИ.....	55
2.1. Исходные положения.....	55
2.2. Математическое описание основных структурных элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли	60
2.2.1. Модели потребителей узлов нагрузки промышленных предприятий	60
2.2.2. Модели линий электропередачи и трансформаторов	89
2.2.3. Модели источников энергии	97
2.3. Моделирование стационарных и квазистационарных режимов электроэнергетических систем предприятий	102

2.4. Моделирование динамических режимов электроэнергетических систем предприятий.....	116
2.5. Выводы по главе 2.....	124
3. ЭНЕРГОИНФОРМАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ.....	126
3.1. Математический аппарат и структура энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли .	126
3.2. Информационное обеспечение энергоинформационной модели электротехнических комплексов	139
3.3. Алгоритмическое обеспечение задач технического обслуживания и ремонта элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основных этапах жизненного цикла	149
3.4. Моделирование технологических операций технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования с целью повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов	161
3.5. Выводы по главе 3.....	164
4. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ И НЕПОЛНОТЫ ИНФОРМАЦИИ	166
4.1. Исходные положения.....	166
4.2. Методика комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования.....	168

4.3. Комплексная оценка технического состояния основного электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли в условиях неопределенности и неполноты информации	182
4.4. Интегрированная логистическая поддержка этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли ..	187
4.6. Выводы по главе 4.....	209
5. ПРОГРАММНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ.....	212
5.1. Основные принципы разработки модулей программно-аппаратного моделирования элементов электротехнических комплексов	212
5.2. Программно-аппаратная модель активно-адаптивной сети	216
5.3. Программно-техническое обеспечение для испытаний объектов автономной энергетики, применяемых на отраслевых предприятиях с комплексным энергоснабжением	235
5.4. Выводы по главе 5.....	253
6. РЕАЛИЗАЦИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПРЕДПРИЯТИЙ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ ОТРАСЛИ.....	255
6.1. Моделирование режимов электроэнергетических систем произвольной структуры на основе уравнений узловых напряжений	255

6.2. Технологическое картирование электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли	262
6.3. Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования.....	267
6.4. Управление эксплуатационной документацией для обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.....	274
6.5. Программно-аппаратное моделирование объектов автономной энергетики для систем электроснабжения с комплексным энергоснабжением...	279
6.6. Оценка организационно-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов	282
6.7. Выводы по главе 6.....	289
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	292
ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	296
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	300
Приложение А. Аспекты алгоритмизации взаимодействия структурных элементов при моделировании электроэнергетических систем	338
Приложение Б. Технологическая карта по ремонту и техническому обслуживанию электротехнического оборудования.....	345
Приложение В. Экспертная оценка технического состояния комплектной трансформаторной подстанции КТП-1801 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».....	351

Приложение Г. Карта контроля параметров технического состояния воздушных линий электропередачи.....	355
Приложение Д. Сравнение экспериментальных и модельных данных для разработанных имитационных моделей энергетических установок	359
Приложение Е. Пример оценки качества разработанных программно-технических средств, обеспечивающих повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов	367
Приложение Ж. Материалы, подтверждающие внедрение результатов диссертационной работы	371

Введение

Актуальность работы. В «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» (с корректировкой до 2035 года) указано, что в минерально-сырьевой, электроэнергетической и смежных отраслях «накоплен немалый груз проблем и вызовов», среди которых отмечаются снижение надежности электроснабжения, обусловленное высоким износом основных производственных фондов»; «диспропорция между заявляемыми характеристиками электропотребления при технологическом присоединении и их последующими фактическими значениями»; «необходимость достижения эффективного сочетания централизованных ... систем с развитием распределенной генерации и интеллектуализацией энергетических систем». Для достижения стратегических целей развития электроэнергетики необходимо решить следующие основные задачи: расширенное внедрение управляемых электрических сетей нового поколения и других новых технологий для повышения эффективности отрасли; «...обеспечение живучести, режимной надежности, безопасности и управляемости электроэнергетических систем...». Отдельно подчеркивается необходимость развития малой распределенной энергетики в кластерных образованиях добывающих и перерабатывающих предприятий.

В «Ожидаемых результатах» энергетической стратегии России также указывается на необходимость создания и развития современной информационной среды взаимодействия между предприятиями; «целесообразно применение современных информационных технологий как инструмента организации и поддержки всех участников процесса создания, производства и использования оборудования и материалов для топливно-энергетического комплекса, позволяющих повысить эффективность их деятельности за счет ускорения процессов исследования и разработки, сокращения издержек в

процессах производства и эксплуатации оборудования, а также повышения уровня его технического обслуживания».

Актуальность темы исследования обусловлена и тем, что вопросы оценки эффективности функционирования электротехнических комплексов (ЭТК) предприятий минерально-сырьевой отрасли (ПМСО) характеризуются как слабоструктурированные задачи с наличием количественно неизмеряемых компонент, для которых характерно отсутствие методов решения на основе непосредственного преобразования данных.

В настоящее время получение, преобразование, накопление, передача информации в электротехнических комплексах происходит на основе моделей, недостаточно адекватно отражающих режимы функционирования электротехнических комплексов в условиях неопределенности и неполноты информации.

Указанное обстоятельство касается оценок как электроэнергетических, так и управленческих аспектов. Вместе с этим, в условиях неопределенности и неполноты информации актуальным является вопрос выбора диагностируемых параметров для оценки технического состояния электротехнического оборудования (ЭО). Постоянное увеличение степени интеллектуализации ЭО, усложнение «мобильных» структур и топологии электроэнергетических систем (ЭЭС) ПМСО, внедрение современных систем мониторинга и технической диагностики (прежде всего, для активно-адаптивных систем класса *SmartGrid/MicroGrid*) требуют дальнейшего развития теории электротехнических комплексов и систем предприятий минерально-сырьевой отрасли в части: повышения научного уровня методологии исследования; оценки состояния, моделирования, прогнозирования и расчета режимов функционирования ЭТК.

Сложность процессов, влияние многих факторов, учет имеющихся многокомпонентных ресурсов и необходимость принятия обоснованных и оперативных решений в различные периоды жизненного цикла ЭТК ПМСО предполагают использование при проектировании и эксплуатации электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

методов системного анализа, моделирования, интегрированной логистической поддержки, вычислительного эксперимента. Совокупность указанных методов, поддерживаемых инструментальными вычислительными системами и применяемых с целью повышения качества управленческих решений при минимальных технико-экономических затратах, целесообразно использовать как основу методологии исследования режимов функционирования ЭТК ПМСО в условиях неопределенности и неполноты информации с применением энергоинформационных моделей.

Степень разработанности проблемы. Исследования электротехнических комплексов как совокупности взаимосвязанных и взаимодействующих подсистем различной физической природы нашли отражение в работах известных отечественных и зарубежных ученых: Б.Н. Абрамовича, Д.А. Аветисяна, Г.И. Бабокина, В.Я. Беспалова, П.А. Бутырина, В.А. Веникова, С.И. Гамазина, К.С. Демирчяна, М.С. Ершова, В.И. Идельчика, Н.Ф. Ильинского, А.Л. Карякина, В.З. Ковалева, А.Е. Козярука, М.В. Костенко, Б.И. Кудрина, А.В. Ляхомского, С.И. Малафеева, Ю.К. Розанова, Ф.Н. Сарапулова, Ю.В. Шевырева, Ю.А. Шурыгина, *F. Kloeppe*, *A. Kwasinski*, *M. Paolone* и др.

Методологическая база системных исследований в электроэнергетике, соответствующих методов прогнозирования, проектирования, оценки состояния и развития электроэнергетических систем в нашей стране и за рубежом сформирована на основе трудов Д.А. Арзамасцева, В.А. Барина, Л.С. Беляева, И.М. Волькенау, А.З. Гамма, В.В. Ершевича, А.Н. Зейлингера, Н.И. Зеленохата, В.Г. Китушина, А.Б. Лоскутова, М.Ш. Мисриханова, М.Н. Розанова, Ю.Н. Руденко, С.А. Совалова, В.Д. Шлимовича, *A.Abur*, *A.G. Exposito* и др.

Исследования в области подходов к управлению различными этапами эксплуатации электротехнического и технологического оборудования отражены в трудах В.С. Генина, А.С. Карандаева, А.М. Никитина, А.Г. Схиртладзе, А.И. Ящур, *R.L. Ackoff*, *M. Bagajewicz*, *D. Banjevic*, *D.W. Bunn*, *A.K.S. Jardine*, *R. Reinertsen*, *A.K. Verma* и др.

Вместе с тем, применяемые в настоящее время методы оценки состояния режимов функционирования ЭТК основываются на теоретических подходах и моделях, которые не в должной мере отвечают современным требованиям к анализу режимов, текущего и прогнозного состояния элементов ЭТК, в том числе в части учета условий неопределенности и неполноты информации. Кроме прочего рассматриваемые подходы и модели в свете развития информационных технологий позволяют автоматизировать лишь отдельные тематические этапы (разделы) проектирования, расчета и анализа функционирования электротехнического оборудования предприятий. В этом случае информационная база для принятия решений по обеспечению эффективного функционирования ЭТК сужается, что приводит к снижению уровня научного обоснования оценок функционального состояния элементов ЭТК и анализа влияния отказов ЭО на работу ЭЭС ПМСО.

В связи с изложенным выполненная в рамках диссертационного исследования разработка теоретических положений, позволивших осуществить: развитие методов оценки состояний и моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов ПМСО в условиях неопределенности и неполноты информации, совершенствование методов оперативного анализа режимов функционирования ЭТК, улучшение принципов и способов повышения эффективности функционирования ЭТК предприятий минерально-сырьевой отрасли, представляется актуальной, а результаты работы могут быть квалифицированы как определенный вклад в развитие теории электротехнических комплексов и систем.

Связь темы диссертации с государственными научными программами. Работа выполнялась в соответствии с тематическими планами грантов Президента РФ для государственной поддержки молодых российских учёных–кандидатов наук 02.120.11.4435-МК (2008–2009 гг.), МК-2773.2011.8 (2011–2012 гг.), договора № 13.G25.31.0009 по Постановлению № 218 Правительства РФ от

09.04.2010 г. о создании высокотехнологичных производств (2010–2012 гг.), гранта РФФИ № 14-07-96000 (2014–2016 гг.).

Тематика диссертационных исследований соответствует тематике выполняемых в настоящее время работ по государственному заданию Минобрнауки РФ № 8.4157.2017/ПЧ (2017–2019 гг.).

Цель работы – теоретическое обобщение, совершенствование методов, разработка научно-технических решений и программных средств, обеспечивающих эффективность функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Идея работы заключается в представлении электротехнического комплекса предприятия минерально-сырьевой отрасли в виде энергоинформационной модели объектно-ориентированной структуры, позволяющей за счет оперативности текущих и прогнозных оценок состояния электрооборудования, интеллектуализации поддержки принятия и реализации решений с учетом неопределенности и неполноты информации, повысить эффективность функционирования электротехнических комплексов.

Для достижения указанной цели в диссертации поставлены и решены следующие **задачи**:

1) исследование функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли с учетом как отраслевой специфики, так и топологии электроэнергетических систем (соответствует п.п.1, 4 паспорта научной специальности 05.09.03);

2) модификация метода и алгоритмов моделирования режимов электроэнергетических систем предприятий минерально-сырьевой отрасли (соответствует п.1 паспорта научной специальности 05.09.03);

3) разработка энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, синтезированной на основе

объектно-ориентированного подхода с использованием топологических матриц (соответствует п.п.1, 3 паспорта научной специальности 05.09.03);

4) разработка иерархической структуры и базы моделей элементов электротехнических комплексов, учитывающих методы и алгоритмы оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов и оценки технического состояния электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли (соответствует п.п.1, 3 паспорта научной специальности 05.09.03);

5) разработка программно-аппаратных моделей, направленных на повышение эффективности функционирования ЭТК, на основе синтезированных баз данных и баз знаний, адаптивных к произвольным структурам электротехнических комплексов (соответствует п.3 паспорта научной специальности 05.09.03);

б) разработка научно-технических решений, мероприятий на основе алгоритмов повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, и рекомендаций по их применению (соответствует п.3 паспорта научной специальности 05.09.03).

Область исследования, обозначенная в сформулированных задачах, соответствует п.1 «Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем», п.3 «Разработка, структурный и параметрический синтез электротехнических комплексов и систем, их оптимизация, а также разработка алгоритмов эффективного управления», п.4 «Исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов и систем в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях» паспорта научной специальности 05.09.03 – «Электротехнические комплексы и системы».

Объект исследования – электротехнические комплексы предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Методология и методы исследования. Методология исследования при выполнении диссертационной работы обусловлена использованием для решения сформулированных задач методов теории моделирования, автоматического управления, вычислительной математики, матриц, графов, алгоритмизации, вероятностей, надежности, планирования эксперимента, оптимизации, ошибок, теории электрических цепей, электропривода. Проведены экспериментальные исследования функционирования элементов ЭТК с использованием технических средств контроля и управления технологическим оборудованием, а также с применением современной тепловизионной измерительной техники. Эксплуатационные ситуации с варьированием технического состояния (ТС) моделировались с применением метода статистических испытаний, а действия обслуживающего персонала имитировались в соответствии с алгоритмом, идентичным содержанию требований действующих на электроустановках нормативных документов. При практической реализации алгоритмов автоматизированного моделирования использовались методы структурного и объектно-ориентированного программирования, *IDEF*-диаграммы, *CASE*-диаграммы, *UML*-диаграммы, диаграммы сценариев (*UCD*), языки программирования *Inprise Borland Delphi 7.0*, *C++*, *Java*, системы управления базами данных *Oracle*, *Interbase*, программные среды *LabVIEW*, *Matlab*, *MS Excel*, *Maple*, *MathCad*.

Основные научные положения, выносимые на защиту, и их новизна:

- 1) совокупность методов и методик исследования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, отличающихся тем, что позволяют использовать не только электротехнические параметры, но и параметры оценки технического состояния электротехнических комплексов в условиях неопределенности и неполноты информации;
- 2) математическое описание электротехнических комплексов предприятий

минерально-сырьевой отрасли в виде энергоинформационной модели, отличающееся: принципом формирования моделей структурных элементов электротехнического комплекса на основе объектно-ориентированного подхода с использованием топологических матриц; формированием уравнений связи для моделирования взаимодействия структурных элементов электротехнических комплексов на основе матрицы состояния; модификацией и разработкой алгоритмов и методик расчета параметров структурных элементов электротехнических комплексов;

3) принципы и средства повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов на основе энергоинформационной модели, отличающиеся тем, что обеспечивают эффективные оценки и прогноз состояния элементов электротехнических комплексов с адаптацией к изменению горно-геологических, климатометеорологических, производственно-технологических и организационно-управленческих условий деятельности предприятий;

4) программно-аппаратные модели, имитирующие функционирование элементов электротехнических комплексов, отличающиеся тем, что построены на основе синтезированных баз данных и баз знаний, адаптивных к произвольным структурам электротехнических комплексов.

Обоснованность и достоверность научных положений, выводов и рекомендаций подтверждаются:

– корректным использованием апробированного математического аппарата теории автоматического управления, моделирования, вычислительной математики, матриц, графов, алгоритмизации, вероятностей, надежности, планирования эксперимента, оптимизации, ошибок, теории электрических цепей;

– использованием обоснованных математических моделей структурных элементов электроэнергетической системы, а также корректностью последующих аналитических преобразований при общепринятых допущениях для рассматриваемого класса оборудования;

– допустимым уровнем погрешности аппроксимации экспериментальных данных приближающими функциями, не превышающими: при моделировании режимов электроэнергетических систем – 5 %, для оценок эксплуатационного состояния элементов ЭТК – 10 %, для прогнозных оценок технического состояния элементов ЭТК – 5 %;

– апробацией основных результатов диссертации во внедренных в производство нормативно-технических документах по оценке технического состояния электротехнического оборудования, по проведению организационно-технических мероприятий по повышению эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, а также использованием в учебном процессе.

Значение полученных результатов работы:

для теории – в разработке совокупности методов и методик исследования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, позволяющих выполнять комплексную оценку технического состояния и моделирование эффективности их функционирования в условиях неопределенности и неполноты информации; в модификация метода и алгоритмов моделирования режимов электроэнергетических систем предприятий минерально-сырьевой отрасли; в разработке энергоинформационной модели электротехнических комплексов, синтезированной на основе объектно-ориентированного подхода с использованием топологических матриц; в разработке иерархической структуры и базы моделей элементов электротехнических комплексов, учитывающих методы и алгоритмы оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов и оценки технического состояния электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли; в разработке программно-аппаратных моделей электротехнических комплексов с целью их интеллектуализации, на основе синтезированных баз данных и баз знаний, адаптивных к произвольным структурам электроэнергетических систем.

Вышеизложенные результаты позволили развить теорию электротехнических комплексов и систем в части: совершенствования методов оценки состояний, моделирования режимов функционирования, методов, способов и средств повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов;

– **для практики** – в разработке и внедрении научно-технических решений, обеспечивающих повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, включающих: моделирование режимов электроэнергетических систем произвольной структуры на основе уравнений узловых напряжений; систему информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования; технологическое картирование электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли; программно-аппаратное моделирование объектов автономной энергетики для систем электроснабжения с комплексным (централизованным и автономным) энергоснабжением; управление эксплуатационной документацией для обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Практическая ценность научно-технических решений подтверждается патентами и свидетельствами о государственной регистрации программ и баз данных для ЭВМ.

Реализация результатов работы. Методология оценки состояний ЭТК использована и внедрена в методике оценки технического состояния ЭО на предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Пермского регионального управления ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ». База моделей элементов ЭТК, используемых при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры, метод и алгоритмы оперативного анализа режимов функционирования ЭТК приняты к использованию на

предприятиях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ», группы компаний «СПУТНИК». Технологические карты по техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР) электротехнического оборудования, включающие модели технологических операций, используются для сервисного обслуживания ЭО региональных предприятий ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «УРАЛКАЛИЙ», АО «СИБУР-ХИМПРОМ», ООО «Пермская электроремонтная компания». «Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования» внедрена на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Методики и программно-аппаратная реализация полунатурных испытаний элементов систем управления газотурбинных двигателей для промышленных газотурбинных электростанций внедрены на испытательных стендах испытательного полигона ПАО «Протон-Пермские моторы».

Результаты диссертационного исследования использованы при разработке и реализации схем и программ развития электроэнергетики Пермского края (2014–2024 г.г.).

Принципы и положения в области повышения эффективности использования оборудования по направлениям механики, энергетики и автоматизации вошли в основу стандарта ПАО «Татнефть».

Основные научные результаты диссертации используются в учебном процессе Пермского национального исследовательского политехнического университета при подготовке студентов по образовательным программам бакалавриата и магистратуры по направлениям «Электроэнергетика и электротехника», «Автоматизация технологических процессов и производств».

Тематика диссертационных исследований соответствует тематике образовательного и исследовательского гранта 573879-EPP-1-2016-1-FR-EPPKA2-SVNE-JP европейской программы Erasmus+ (2016–2019 г.г.).

Апробация работы. Основные положения и результаты диссертационной работы в период с 2003 по 2019 г. докладывались и обсуждались на

международных, всероссийских конгрессах, симпозиумах, конференциях и форумах, в том числе: «Энергетика, материальные и природные ресурсы. Эффективное использование. Собственные источники энергии» (г. Пермь, 2005–2007), «Образовательные, научные и инженерные приложения в среде *LabVIEW* и технологии *National Instruments (NI Days)*» (г. Москва, 2007, 2009, 2013–2016), «Современные проблемы фундаментальных и прикладных наук» (г. Москва, 2008), «Управление большими системами» (г. Ижевск, 2009, г. Пермь, 2010), «*ICEEE-2010: 13th International conference on electromechanics, electrotechnology, electromaterials and components*» (г. Алушта, 2010), «Высокие интеллектуальные технологии и инновации в национальных исследовательских университетах» (г. Санкт-Петербург, 2011, 2012), «*Solutions of applied problems in control, data processing and data analysis*» (г. Кётен, Германия, 2010–2019), «Автоматизированный электропривод» (г. Иваново, 2012, г. Саранск, 2014, г. Пермь, 2016, г. Новочеркасск, 2018), «*ICAИТ*» (г. Кётен, Германия, 2013–2019), «Электропривод, электротехнологии и электрооборудование предприятий» (г. Уфа, 2013), «*NI Week*» (г. Остин, США, 2013, 2016), «Неделя горняка» (г. Москва, 2014–2019), «*Xperience Efficiency*» (г. Москва, 2014), XVIII–XXI международные конференции по мягким вычислениям и измерениям *SCM'2015–2018* (г. Санкт-Петербург, 2015–2018), «Стратегическое партнерство вузов и предприятий высокотехнологичных отраслей» (г. Санкт-Петербург, 2015, 2017, 2018), «*2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*» (г. Рига, Латвия); на секциях научно-технических советов, научно-технических семинарах и конференциях предприятий пермской группы нефтяной компании «ЛУКОЙЛ», ПАО «ГАЗПРОМ», филиала АО «МРСК Урала» – «Пермэнерго», АО «ОДК-Авиадвигатель», ПАО «Протон-Пермские моторы», АО «НПО «Энергомаш».

Разработки по тематике диссертационных исследований отмечены наградами международных выставок и конгрессов: «Высокие технологии. Инновации. Инвестиции». Неделя высоких технологий в Санкт-Петербурге» (2004), «Московский международный салон инноваций и инвестиций» (2004–

2007, 2010), «CeBIT» (г. Ганновер, Германия, 2004), «*Brussels Eureka/Innova Energy*» (г. Брюссель, Бельгия, 2004, 2009, 2011, 2012, 2014, 2015), «Высокие технологии XXI века» (г. Москва, 2006, 2008), «Московский международный салон изобретений и инновационных технологий «Архимед» (2011–2016, 2019).

Публикации и патенты. Список научных трудов Петроченкова А.Б. содержит 45 печатных и электронных работ, в которых изложены основные результаты диссертационного исследования, в том числе 21 публикация в периодических изданиях из перечня ВАК РФ для докторских диссертаций по научной специальности 05.09.03 (из которых 18 проиндексированы в международной базе цитирования *Scopus*). По результатам диссертационного исследования зарегистрировано 17 объектов интеллектуальной собственности.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы из 340 источников (в том числе 75 зарубежных) и 7 приложений. Общий объем диссертации – 381 с., 85 рисунков, 14 таблиц, 45 с. приложения.

1. Современные структуры, характеристика и методы моделирования электротехнических комплексов

1.1. Анализ структуры и свойств основных этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Электротехнический комплекс рассматривается как система, состоящая из преобразовательного, электротехнологического, передаточного, информационно-управляющего устройств, и предназначенная для реализации заданного технологического процесса [84, 107]. Исследования электротехнических комплексов как совокупности взаимосвязанных и взаимодействующих подсистем различной физической природы нашли отражение в работах известных отечественных и зарубежных ученых [2, 3, 4, 21, 25, 27, 32, 62, 67, 71, 82, 86, 88, 90, 93, 94, 99, 113, 125, 185, 256, 268, 269, 307, 308].

В работах В.З. Ковалева [84] в электротехнических комплексах выделяются электрические, магнитные, механические, тепловые (и др.) подсистемы различной физической природы с учетом их взаимного влияния на процессы преобразования энергии в статических и динамических режимах ЭТК в целом.

Для электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли характерны, прежде всего, электрические и механические процессы [71, 184, 185]. В соответствии с рассмотренным в [84] подходом структура современного ЭТК ПМСО может быть представлена в виде, приведенном на рисунке 1.1, где ИЭЭ – источник электрической энергии (промышленная или автономная сеть, генератор), ПЭ – преобразовательный элемент, РЭ – распределительный элемент, ЭТП – электротехнологический преобразователь, ПУ – передаточное устройство, РМ – рабочая машина, ТО – технологический объект, УУР – устройство управления и регулирования.

Блок I на рисунке 1.1 представляет собой «классическую» структуру электротехнического комплекса, блок II представляет собой «интеллектуальный» компонент ЭТК.

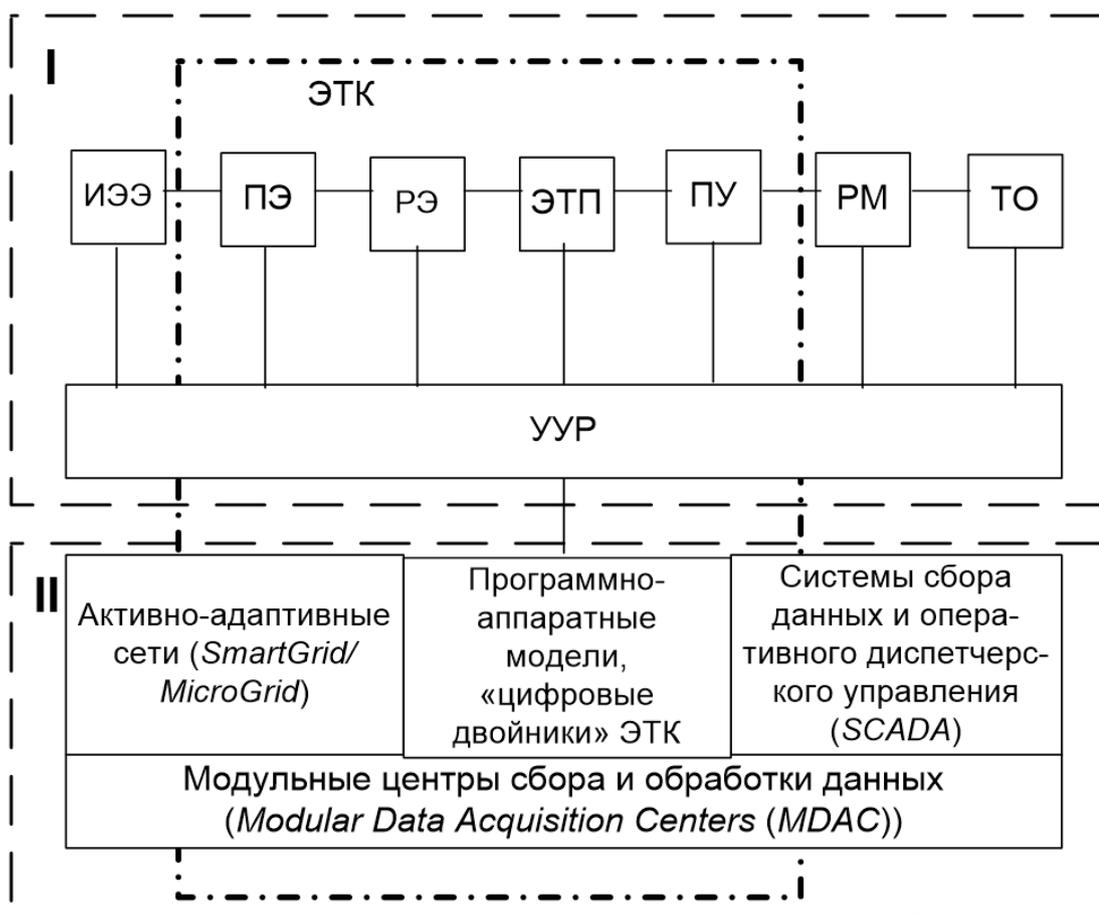


Рисунок 1.1 – Структура электротехнического комплекса

Проведенные исследования и анализ структуры, параметров и особенностей электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли [106, 131, 145, 151, 158, 160–163, 240, 250] выявили следующие специфические факторы:

– территориальную распределенность объектов электроэнергетической системы (например, в системе электроснабжения нефтедобывающего предприятия может быть до 300 территориально-распределенных трансформаторных подстанций без дежурного персонала); большая часть электроустановок относится к категории ответственных;

– существенное влияние горно-геологических и климатометеорологических условий внешней среды на функционирование технологического и электротехнического оборудования;

– гетерогенность элементов электроэнергетической системы (выражающуюся в множественности описания ЭО, привязке к технологическим установкам); наличие в составе ЭО большого количества контактных соединений и коммутационной аппаратуры, от состояния которых в значительной степени зависит надежность всей ЭЭС ПМСО;

– мобильный характер работы и аутсорсинг задач обслуживания ЭО (с использованием различных методик, различной инструментальной базы, штата сотрудников с разным опытом и квалификацией на разных территориальных подразделениях одного предприятия);

– значительный срок эксплуатации электрооборудования с необходимостью решения задач по принципу «здесь и сейчас»;

– интенсивное развитие систем малой и автономной генерации (в том числе и для задач утилизации попутного нефтяного газа).

Исследования в области подходов к управлению различными этапами эксплуатации электротехнического и технологического оборудования отражены в трудах [7, 15, 39, 120, 157, 159, 265, 273, 278, 279, 286, 303, 329].

В современных условиях анализ таких подходов (в том числе регламентированных российскими [44, 47, 49–53, 55] и международными [294, 295, 297, 299, 300] стандартами, отраслевыми руководящими документами, ведущими зарубежными методиками [263, 298, 317, 319, 330–334]) показывает, что для обеспечения эффективного функционирования ЭТК ПМСО необходимо учитывать все этапы жизненного цикла (ЖЦ) электротехнического комплекса.

Эффективность эксплуатации ЭТК на отраслевых предприятиях предполагает минимизацию затрат на его техническое обслуживание и ремонт (ТОиР) при максимально производительной, безопасной и надежной работе обслуживающего персонала. На задачу повышения конкурентоспособности отечественного предприятия влияют и то, что электротехническое оборудование

промышленных предприятий распределено на значительных территориях, а также то, что работа обслуживающих организаций отличается как методической, так и инструментальной базой даже в пределах одного промысла.

Зарубежный опыт ведущих компаний-производителей электротехнического и технологического оборудования для отраслевых предприятий (*ABB, AREVA, Caterpillar, Schlumberger, Schneider Electric, Siemens* и др.) указывает на тесную взаимосвязь этапов проектирования и производства элементов ЭТК, моделирования взаимодействия элементов ЭТК в энергетической системе (основные программные средства – *Matlab Simulink PowerSys, LabVIEW*), построения систем диспетчеризации, управления эксплуатацией ЭТК (*ABB SCADA Advantage, Siemens WinCC, AREVA Network SCADA Exchange, Schneider Electric Vijeo Citect* и др.) и экономического планирования, анализа рисков отказов оборудования и управления проектами по эксплуатации целого предприятия (ведущее решение – *Schlumberger Merak*). Указанные компании являются лидерами в разработке подходов и стандартов по обеспечению эффективного функционирования ЭТК ПМСО (прежде всего, рекомендаций, меморандумов, компендиумов и стандартов ассоциации *IEEE*).

Разработанная структурно-функциональная схема управления жизненным циклом ЭТК ПМСО приведена на рисунке 1.2 [139, 145].

В общем виде функцию управления жизненным циклом ЭТК ПМСО можно записать следующим образом:

$$U(OC, R, E) = f(X, M, D, C, OO), \quad (1.1)$$

где OC – стоимость жизненного цикла ЭТК ПМСО (в [4, 9, 239, 257, 286] рассматриваются различные методы, в которых стоимость может подразделяться на капитальные затраты, эксплуатационные затраты, затраты на техническое обслуживание и ремонт);

R – показатели надежности ЭТК ПМСО [46, 47, 49, 255, 287];

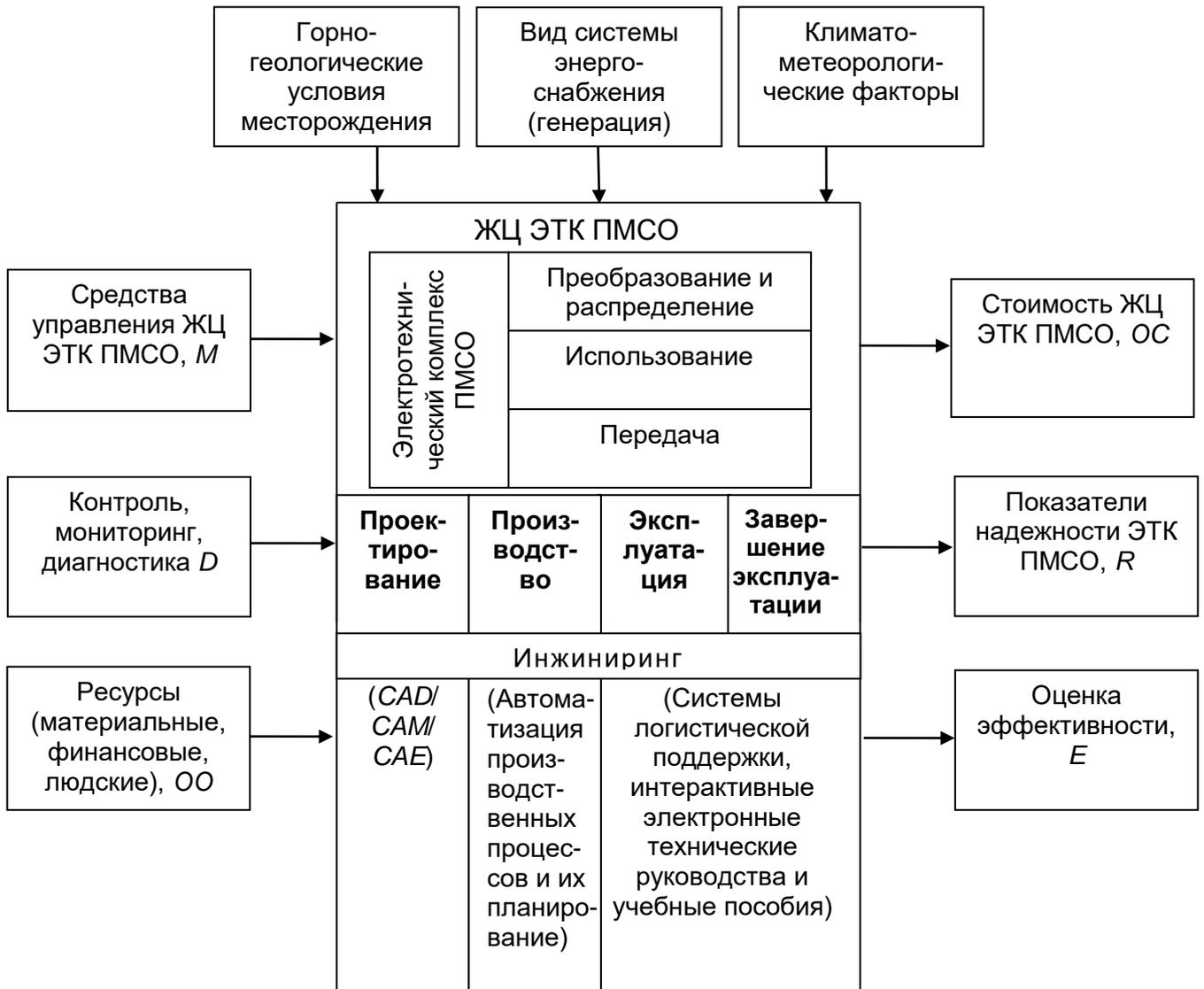


Рисунок 1.2 – Схема управления жизненным циклом электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

E – оценки эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли [9, 123, 222, 255, 268];

X – измеряемые параметры;

M – средства управления жизненным циклом электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли (приведены на рисунке 1.3);

D – методы контроля, мониторинга и технической диагностики элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли (в

соответствии с рассмотренными в [10, 15, 31, 41–43, 46–57, 61, 64, 72, 79, 81, 130, 159, 165–179, 186, 212, 213, 219–223, 252, 254, 259, 263, 265, 273–276, 288, 292–300, 303, 317, 319, 328, 329, 336, 340]);

ОО – ресурсы:

– финансовые (в [7, 9, 16, 121, 235, 257, 267, 286] рассматриваются различные инвестиционные и другие экономические (например, функциональный стоимостной анализ) методы),

– материальные (в [4, 16] рассматриваются подходы, направленные на максимальное заполнение так называемой «ремонтной площадки», в [120, 121, 329] рассматриваются методы, ориентированные на оптимальное использование материально-инструментальной базы),

– людские (в [9, 60, 104, 105, 245, 265, 304] рассматриваются такие факторы, как квалификация персонала, наличие опыта работы с конкретным оборудованием, психофизические особенности, и др.).

Рассматривая проблему использования информации о ТС ЭО для принятия решений по различного рода воздействиям (в том числе и ремонтным), целесообразно выделить три уровня адекватности оценок [4, 131, 141, 325].

Первый уровень – идентификация ТС по показателям надежности, то есть по параметру отказов или интенсивности восстановлений.

Второй уровень – идентификация ТС по вероятностным характеристикам дефектов и повреждений, выявленных в определенные моменты времени.

Третий уровень – идентификации ТС по непрерывно контролируемым технологическим параметрам, характеризующим ТС элементов оборудования.

Предлагаемые средства управления жизненным циклом ЭТК ПМСО приведены на рисунке 1.3.

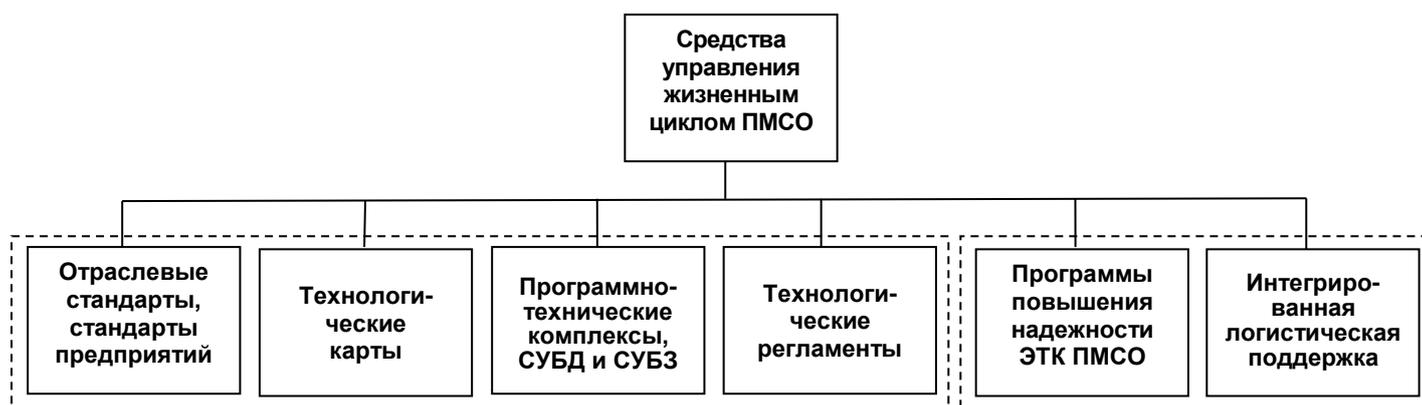


Рисунок 1.3 – Средства управления жизненным циклом электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли (СУБД – система управления базой данных, СУБЗ – система управления базой знаний)

Основным источником информации для построения стратегии эффективного функционирования ЭТК должны являться данные мониторинга и технической диагностики контролируемых электротехнических объектов [85, 137, 140, 152, 159, 173, 176–178, 252, 266, 310].

1.2. Характеристика состава потребителей узлов нагрузки предприятий минерально-сырьевой отрасли

Для определения параметров комплексной нагрузки отраслевых предприятий проведен анализ структуры узлов потребителей.

Отраслевые узлы нагрузки представляют совокупность однородных по режиму работы и характеру выполняемого производственного процесса потребителей:

а) добыча руд черных и цветных металлов.

Добыча и переработка полезных ископаемых обеспечиваются горными предприятиями открытых разработок, предприятиями подземных горных

выработок, а также горно-обогатительными комбинатами (ГОК) и агломерационными фабриками.

Для производства вскрышных работ, добычи и транспортирования полезных ископаемых используют различные экскаваторы, бурильные установки, конвейеры, отвальные мосты, локомотивный транспорт.

При добыче полезных ископаемых открытым способом применяют одноковшовые и многочерпаковые цепные, а также роторные экскаваторы непрерывного действия, представляющие собой отдельные узлы нагрузки.

Для измельчения и дробления руды используют дробилки различной конструкции с асинхронным и синхронным приводом мощностью 30–550 кВт и мельницы с синхронным приводом мощностью 300–1110 кВт.

Кроме того, в технологическом процессе ГОК широко участвуют насосы, компрессоры, вентиляторы, дымососы, воздухопроводы и нагнетатели, электроприводами для которых служат синхронные двигатели (СД) и асинхронные двигатели (АД) различных типов и мощности;

б) угледобыча.

Для привода забойных машин и механизмов применяются низковольтные АД, а также привод на базе двигателей постоянного тока (ДПТ). Для привода стационарных машин используются асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором (КЗАД).

Потребители электрической энергии подземных выработок – забойные машины и механизмы (как правило, с электроприводом на базе низковольтных КЗАД), стационарные машины (насосы главного водоотлива, лебедки уклонов и др.), электротяга на постоянном токе и освещение.

Вентиляционные установки главного проветривания подключаются к отдельным линиям сетевого района;

в) газовая промышленность.

Наиболее распространенный потребитель – электроприводы компрессорных станций магистральных газопроводов на базе СД и АД;

г) химическая промышленность.

Химические предприятия характеризуются высокой электроемкостью технологических процессов, связанной с созданием крупных автоматизированных производств, применением электролизных и электротермических процессов, наличием мощных водоснабжающих и очистных сооружений.

Электрические печи для химических производств имеют мощность до 100 МВт. Потребляемая мощность серии электролизеров составляет около 50 МВт, мощность электродвигателей компрессоров 8–12 МВт.

Характерные особенности электроснабжения большинства химических предприятий:

- неизменный график нагрузки в течение суток и сезонов с коэффициентом заполнения до 0,95 и выше,

- наличие значительного количества электроприемников первой категории и подавляющего большинства электроприемников второй категории. Характер графиков обуславливается непрерывностью технологических процессов и работой агрегатов с постоянной полной нагрузкой;

д) нефтеперерабатывающая промышленность.

Типичными представителями нефтехимического комплекса являются нефтеперерабатывающие предприятия, заводы синтетического каучука и шинные заводы, имеющие взаимосвязь по продуктам переработки сырой нефти.

Типовой состав потребителей нагрузки нефтеперерабатывающего завода: низковольтные АД – 55 %, высоковольтные АД – 27 %, СД – 15 %, освещение – 2 %, прочая нагрузка – 1 %.

Типовой состав потребителей нагрузки заводов синтетического каучука, шинных заводов: низковольтные АД – 50 %, высоковольтные АД – 20 %, СД – 27 %, освещение – 1,5 %, прочая нагрузка – 1,5 %.

На предприятиях нефтеперерабатывающей промышленности в качестве привода применяются в основном электродвигатели тех же типов, что и в химической промышленности подобного профиля.

Технологические установки, исходя из условия пожаро-взрывоопасности, располагаются на значительном удалении друг от друга, что приводит к существенному увеличению протяженности распределительных электрических сетей;

е) нефтедобывающая промышленность.

Для некоторых энергосистем нефтяная нагрузка – основная и составляет до 30–45 % от суммарной нагрузки энергосистемы.

Типичные потребители – глубоконасосные установки, погружные электронасосные установки, нефтебуровые установки, компрессорные станции, насосные станции (для закачки воды в пласт и для перекачки нефти), магистральные насосы, освещение. Основной тип электроприводов – на базе АД и СД. Общее количество двигателей малой и средней мощности в узле нагрузки может составлять 800–2500 штук мощностью 1,7–2500 кВт.

Для компенсации реактивной мощности наряду со статическими конденсаторами применяют синхронные компенсаторы $Q = 2500 \dots 8000$ кВар и синхронные двигатели напряжением 6 кВ (СМ-300-750, СМ-500-750).

Большая часть электроустановок относится к категории ответственных.

Электроснабжение блочных кустовых насосных станций (БКНС), дожимных насосных станций (ДНС), водозаборов осуществляется по второй категории надёжности, а механизированного фонда насосных скважин – по третьей.

Важные технологические объекты имеют резервное питание электроэнергией и оборудованы автоматическим повторным включением (АПВ), автоматическим вводом резерва (АВР) и автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

Характер нагрузки в целом равномерный, искажаемый только в период пуска мощных электродвигателей. Основная масса электроприводов – нерегулируемые, хотя в последнее время наметилась тенденция к внедрению частотно-регулируемого электропривода с АД.

Характеристики нагрузочных структур крупных электроприемников и средние коэффициенты загрузки K_3 , определенные по активной мощности СД и АД, установленных в узлах нагрузки различных отраслевых предприятий, приведены в таблице 1.1 [68, 69, 129, 150].

Таблица 1.1 – Характеристика нагрузочных структур крупных электроприемников отраслевых предприятий

Вид промышленности	Двигатели				
	синхронные		асинхронные		
	P , кВт	K_3	P , кВт	высоковольтные	низковольтные
				K_3	K_3
Добыча руд черных и цветных металлов	300–8800	0,6	70–1000	0,5	0,5
Угледобыча шахтная	300–600	0,6	50–1600	0,5	0,5
Угледобыча открытая	525	0,6	7–100	0,5	0,5
Газовая	4000–12000	0,7	4500	0,7	–
Химическая	300–12000	0,7	50–3400	0,5	0,5
Нефтепереработка	300–12000	0,4	50–2200	0,6	0,7
Нефтедобыча	300–3500	0,67	1,7–2500	0,67	0,67

Схема электроснабжения промысла (на примере нефтедобычи) представлена на рисунке 1.4. Характерными для отрасли являются случаи, когда одна часть подстанций (ПС) находится на балансе отраслевого предприятия, а другая часть принадлежит сторонним электросетевым организациям.

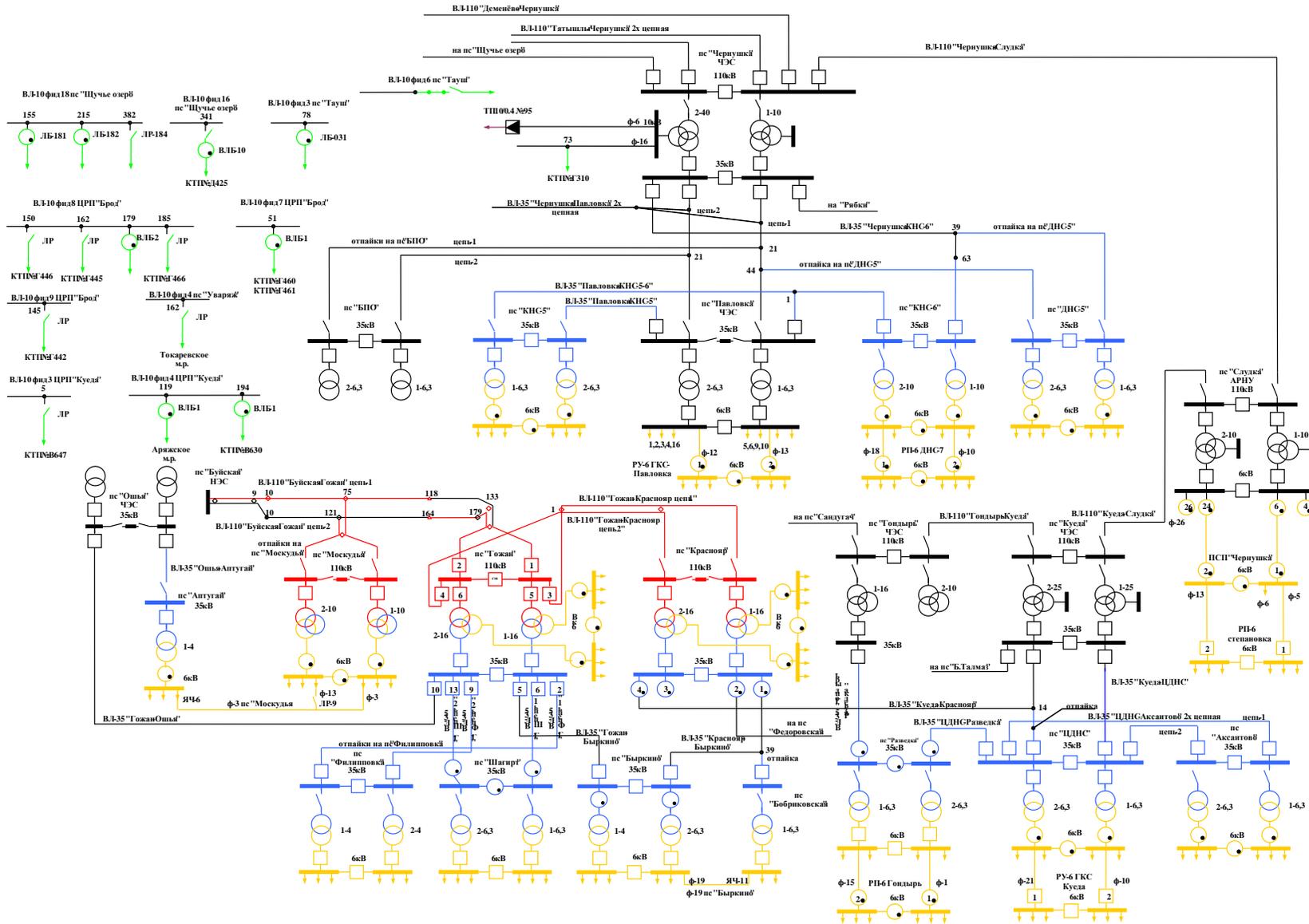


Рисунок 1.4 – Схема электроснабжения сетевого района нефтедобывающего промысла

На текущий момент большинство российских отраслевых предприятий осознают необходимость выполнения работ по повышению надежности электротехнических комплексов и активно выполняют так называемый «первый этап» – проводят энергоаудит, внедряют автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), иногда автоматизированные системы технического учета электроэнергии (АСТУЭ); имеются попытки внедрения систем учета электротехнического оборудования, проводятся модернизации автоматизированных систем оперативного диспетчерского управления (АСОДУ) электроэнергетическим оборудованием.

Данная необходимость обусловлена объективными причинами:

а) отсутствием активных работ в данном направлении в течение последних 10–15 лет, что в итоге привело к снижению мобильности и конкурентоспособности предприятий;

б) организацией обеспечения рентабельности всех структур предприятия (отсюда следуют проводимые на предприятиях структурные реорганизации, аудит и реинжиниринг технологических и бизнес-процессов, которые порождают новые предпосылки);

в) массовой модернизацией оборудования, в том числе электротехнического оборудования и силовых каскадов.

Проблемы американской и московской катастроф в области энергетики в начале 2000-х гг. создали прецеденты и дали ощутимый толчок к развитию процессов анализа и оценок текущего и прогнозного состояний элементов электротехнических комплексов и электроэнергетических систем.

На данный момент отраслевые предприятия являются подготовленными к внедрениям решений, обеспечивающих комплексное решение проблем обеспечения толерантности электроэнергетических систем на основе информационно-аналитических сред принятия решений, имеющих связь с автоматизированными системами оперативного диспетчерского управления и противоаварийной автоматики различного уровня иерархии, до сих пор работавшими автономно [142].

Типовая схема АСКУЭ и АСТУЭ (на примере промышленного объекта) приведена на рисунке 1.5. Количество точек учета для АСТУЭ, как правило, в 5–10 раз больше точек учета в АСКУЭ.



Рисунок 1.5 – Структура АСКУЭ и АСТУЭ для промышленного объекта

Задачи, которые должны решаться с помощью АСКУЭ, на отраслевых предприятиях:

- учет потребляемой электроэнергии;
- участие в открытом рынке энергетической мощности и покупка электроэнергии по оптовой (более выгодной) цене.

Задачи, которые должны решаться с помощью АСТУЭ, на отраслевых предприятиях:

- учет и планирование электропотребления на промыслах;
- определение удельного расхода электроэнергии по технологическим процессам.

Дальнейшей перспективой развития систем АСТУЭ является организация технического учета 0,4 кВ – в рамках «интеллектуального промысла».

Необходимо учитывать и тот факт, что на многих отраслевых предприятиях значимая часть потребляемой электроэнергии расходуется на вспомогательные и прочие процессы, помимо основных технологических процессов.

На рисунке 1.6 приведена диаграмма производственного потребления электроэнергии нефтедобывающим предприятием. Как видно из диаграммы, непосредственно на добычу нефти приходится только половина потребляемой электроэнергии [161].

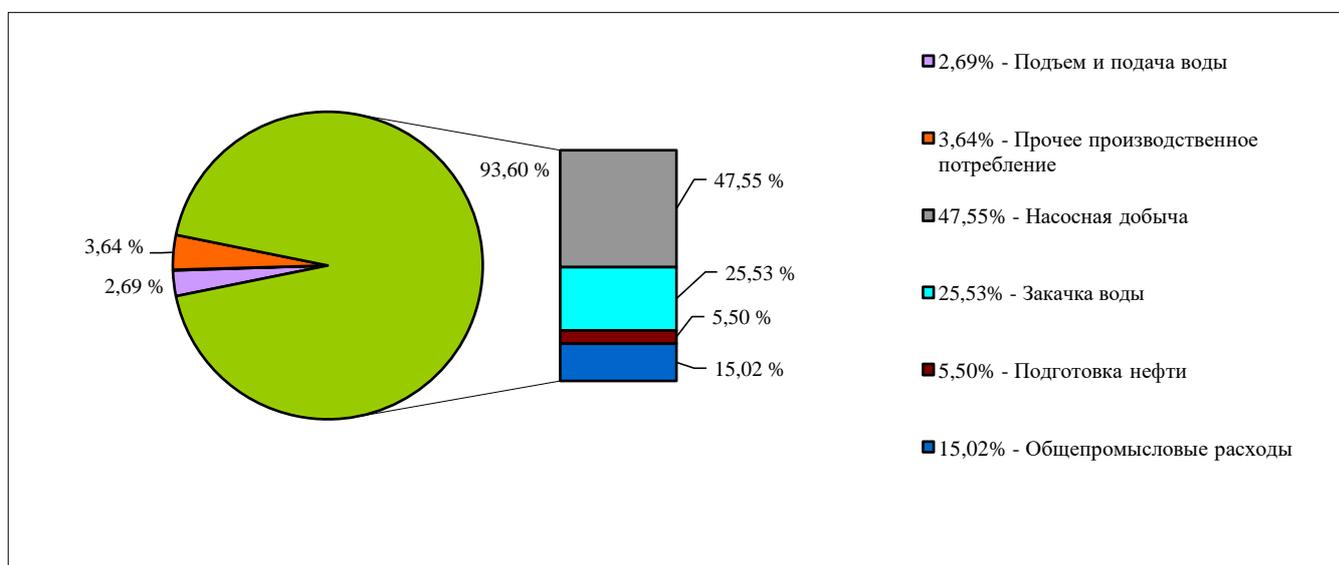


Рисунок 1.6 – Структура производственного потребления электроэнергии нефтедобывающим предприятием

На рисунке 1.7 представлены тренды, характеризующие эффективность потребления электроэнергии нефтедобывающим предприятием [161].

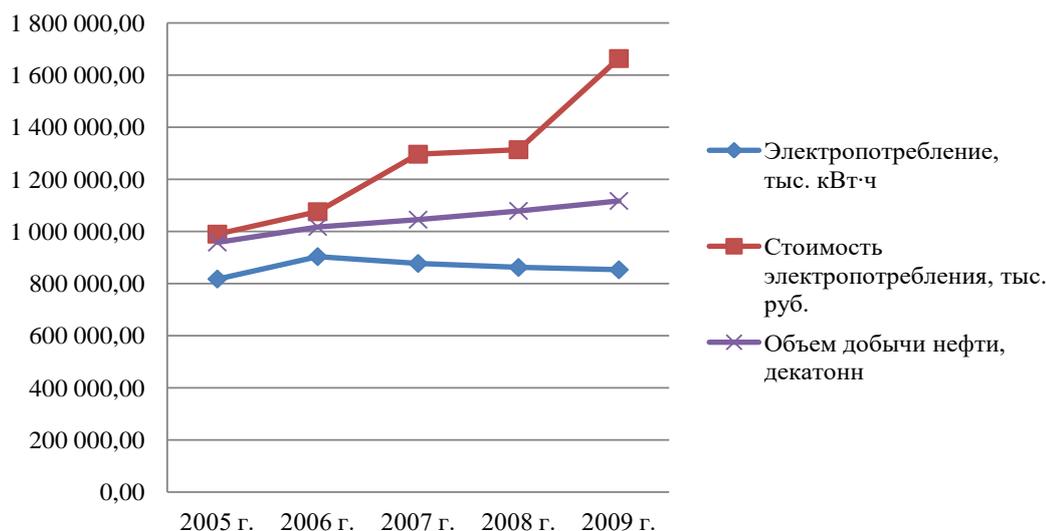


Рисунок 1.7 – Тренды, характеризующие эффективность электропотребления нефтедобывающим предприятием

Рост стоимости затрат на потребление электрической энергии не пропорционален самому электропотреблению. Это происходит в связи со следующими производственными причинами:

- обводнённость скважин,
- завышенные трансформаторные и двигательные мощности объектов электроэнергетической системы,
- несбалансированность периодического фонда скважин,
- низкий дебит разрабатываемых скважин,
- износ оборудования скважин.

Данная проблема касается не только нефтедобычи, она является типовой для всех отечественных добывающих предприятий. Из-за большой доли потребления электрической энергии в структуре себестоимости добываемой продукции [73] вопрос эффективного использования топливно-энергетических ресурсов и обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов требует тщательной проработки.

В этой части рассматриваемой проблемы необходимо заметить, что в последнее время наибольшее развитие на отраслевых предприятиях получают

ЭТК в составе мини-электроэнергетических систем (мини-ЭЭС) на базе автономных энергетических установок. Отечественной промышленностью выпускаются различные варианты таких энергетических установок. Одним из распространенных решений является применение газотурбинных установок (ГТУ) в составе газотурбинных электростанций (ГТЭС).

Варианты выполнения мини-ЭЭС на базе авиационных газотурбинных установок в составе ГТЭС, выпускаемых ОАО «Авиадвигатель» (г. Пермь), на нефте- и газодобывающих предприятиях, представлены на рисунке 1.8 [110].

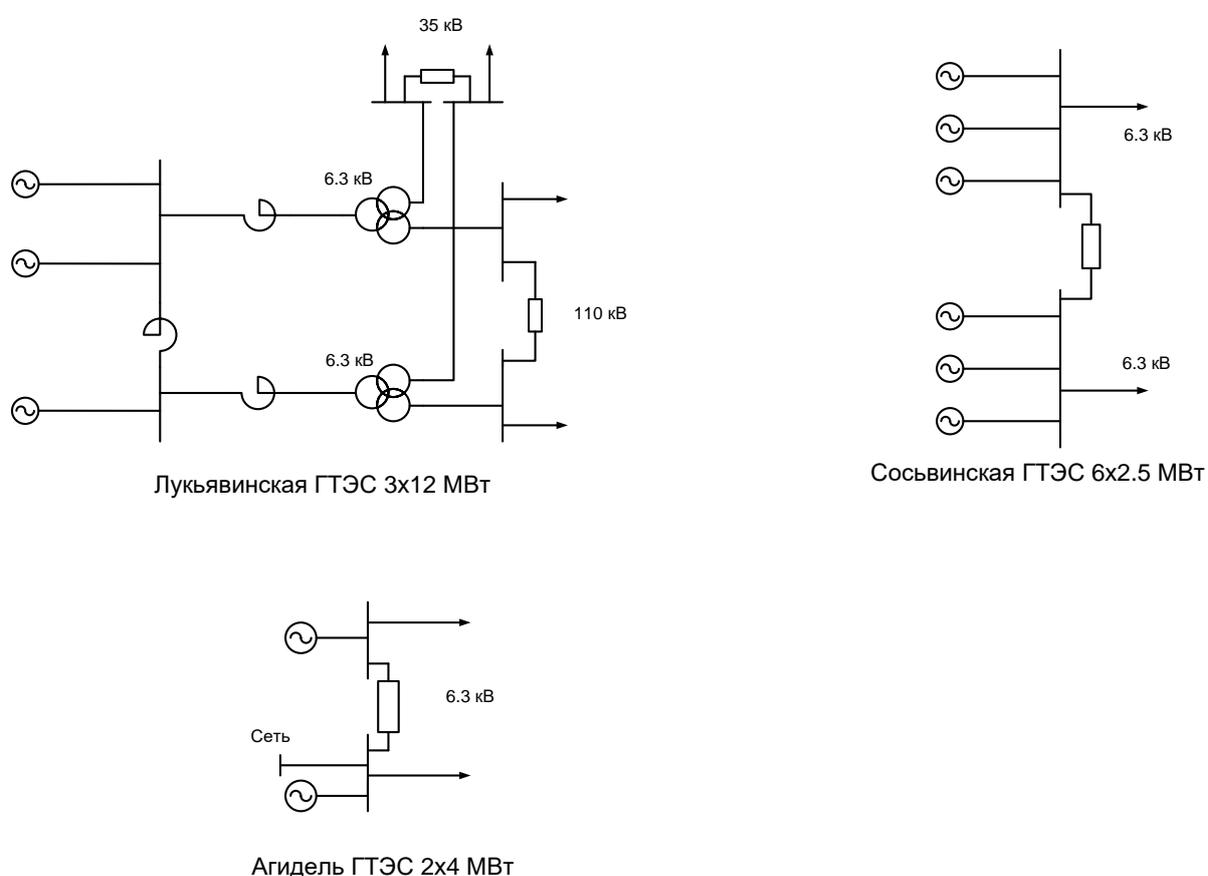


Рисунок 1.8 – Варианты выполнения мини-ЭЭС на базе авиационных ГТУ на отраслевых предприятиях

К сожалению, чувствительными проблемами при проектировании газоперекачивающих агрегатов и мини-электростанций на базе отечественных

авиационных ГТУ длительное время остаются качество вырабатываемой электроэнергии, мощность ГТУ и КПД. Проблемная ситуация во многом обусловлена физическими принципами работы двухвальной энергетической ГТУ. Двухвальная конструкция ГТУ обеспечивает высокий КПД при работе на частичных нагрузках, однако отсутствие жесткой механической связи между валами компрессора и свободной турбины (между которыми имеется только газовая связь) делает ГТУ сильно инерционным и затрудняет управление ГТУ, что особенно сильно заметно при резких изменениях режима. С другой стороны, в составе мини-электростанции условия работы авиационных ГТУ существенно отличаются от полетных условий.

Таким образом, снижение эксплуатационных характеристик мини-электростанций может быть объяснено причинами двух групп: во-первых, свойствами ГТУ как привода электрогенератора и, соответственно, новыми требованиями к ГТУ со стороны ЭЭС; и, во-вторых, эмерджентными свойствами ЭЭС, которые обуславливают новые условия и выдвигают новые требования для работы ГТУ.

Как уже отмечалось, необходимо учитывать специфику конкретного предприятия, как с позиций условий работы технологического оборудования, так и с позиций структуры электроэнергетической системы, состава и характера электрической нагрузки потребителей, учета других (не всегда очевидных на этапе принятия бизнес-решений) факторов.

На рисунке 1.9 представлена схема выдачи мощности при проектировании строительства газотурбинной электростанции, ключевой функционал которой – утилизация попутного газа с месторождений. В процессе эксплуатации ГТЭС необходимо учитывать не только условия работы энергетических установок в зависимости от режимов подачи топлива, но и влияние перетоков энергии с находящихся рядом подстанций.

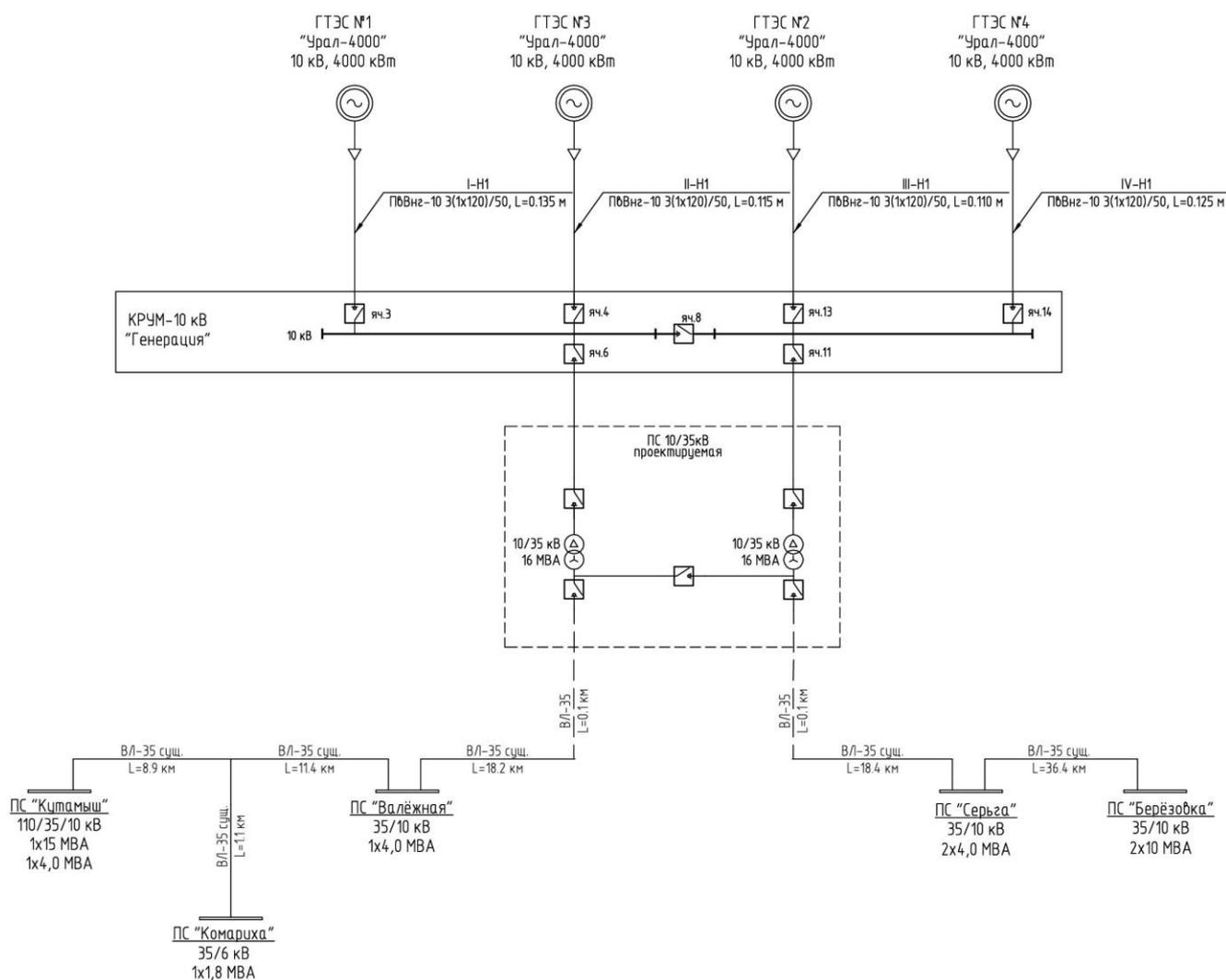


Рисунок 1.9 – Вариант схемы выдачи мощности ГТЭС

Решение подобных проблем состоит в совершенствовании методик автоматизации испытаний и настройки систем автоматического управления (САУ) энергетических установок для промышленных ЭЭС на этапе проектирования электротехнических комплексов отраслевых предприятий [77, 78, 112, 196, 227, 230, 232, 291]. Это позволит сократить время проектирования САУ, обеспечить сравнение вариантов САУ, снизить число ошибок на начальных стадиях проектирования, расширить множество допустимых решений по реализации различных способов и алгоритмов управления САУ с учетом территориальных и геологических условий и факторов промыслов.

Для этого необходима разработка электронной модели – «цифрового двойника» электроэнергетической системы. Такая имитационная многорежимная модель ЭЭС произвольной конфигурации (с учетом принципов функционирования САУ ГТУ и структурных компонентов электротехнических комплексов) позволит учесть работу основных элементов системы во всех режимах работы электростанций (автономно, параллельно, на мощную сеть) и будет являться основой для полунатурных и модельных испытаний.

1.3. Методы моделирования электротехнических комплексов, оценки и прогнозирования их состояния

К особенностям, присущим ЭТК, в первую очередь следует отнести значительную сложность большинства из них, которая представляется в многоэлементности и иерархичности структуры, обилии степеней свободы, разнообразии параметров, характеризующих состояние объекта [1, 3, 84, 97, 226]. Наличие у электроэнергетических объектов указанных признаков позволяет причислить их к объектам кибернетического типа [17, 20–27, 225]. В связи с этим задачи, которые необходимо решать при эксплуатации существующих, а также при вводе в эксплуатацию новых элементов, оказываются весьма сложными. Решение таких задач на интуитивном уровне недопустимо, поскольку неоптимальные решения могут наносить значительный экономический, технический и социальный ущерб [4, 12, 70, 239].

Принятие оптимальных решений возможно только при наличии достаточно полной информации о свойствах объекта, получаемой путем всестороннего его анализа. Проведение такого анализа с помощью прямого экспериментирования в ЭЭС практически полностью исключено [1, 24, 25]. Объясняется это повышенными требованиями, предъявляемыми к надежности функционирования электротехнических комплексов и электроэнергетической системы в целом,

поскольку их повреждения могут явиться причиной недопустимого перерыва в электроснабжении потребителей [1, 3, 106, 127, 181, 216, 217, 250, 340].

Изучение свойств сложных электротехнических объектов возможно либо с помощью регистрации процессов, протекающих самопроизвольно в ходе эксплуатации действующих объектов, либо с помощью имитационных моделей, на которых расчетным путем моделируются различные процессы, возникающие в электротехнических системах [8, 20, 29, 35, 63, 77, 78, 94, 97, 115, 128, 262, 269, 271, 281–285, 289, 290]. Очевидно, что первый путь не всегда бывает удовлетворительным, а в ряде случаев, например при создании нового, уникального, объекта, он полностью исключен.

Однако и создание имитационных моделей – это сложный и, как правило, длительный творческий процесс, требующий от разработчика высокой квалификации в различных областях науки и техники. По этой причине разработкой имитационных моделей ЭТК занимаются наиболее квалифицированные исследователи, которые вынуждены надолго отвлекаться от решения текущих электротехнических проблем, что приводит к снижению эффективности, удорожанию исследований и увеличению сроков их выполнения [20].

Известны разработки, ориентированные на анализ структуры ЭТК и ЭЭС и этапов ЖЦ ЭТК с помощью ЭВМ [4, 17, 33–35, 62, 78, 101, 108, 181, 217, 227–232, 253, 269, 271, 274, 276, 282–285, 289, 291, 301, 302, 306, 311, 318, 320, 322–324, 335, 337, 340]. Однако они не решают в полной мере проблему исследования. Анализ пакетов прикладных программ, представленных на отечественном рынке, показал, что существующие прикладные программы, в силу заложенных в них типовых конфигураций систем электроснабжения промышленных предприятий, ограничены определенным набором расчетных процедур и минимальной типовой палитрой основных элементов систем электроснабжения. Полнофункциональное использование таких прикладных программ достаточно затруднено без соответствующей сертификации и адаптации к конкретному предприятию.

Большинство отечественных программных продуктов (*ELSO*, *SAD*, «РИТМ», «Диана», «АНАРЭС», «Мустанг», «ДАКАР», *RastrWin3*, «*CityCom-ЭлГраф*» и др.) не в должной мере отвечают современным требованиям в части полноты охвата по тематическим разделам расчетов, поскольку позволяют автоматизировать лишь отдельные этапы (разделы) проектирования, расчета и анализа функционирования ЭО и электроэнергетических систем предприятий и зачастую не учитывают целый ряд задач, возникающих при моделировании режимов работы электротехнических комплексов.

При использовании зарубежных аналогов (программно-технические комплексы *EasyPower*, *ETAP*, *EDSA*, *SAP HANA* и др.) необходимо учитывать, кроме очень высокой стоимости, их адаптацию к отечественным условиям (в части отличающихся требований к эксплуатационной документации; в части разной трактовки отечественными и зарубежными стандартами функционала различных систем управления эксплуатацией ЭТК, систем диспетчеризации, информационно-управляющих комплексов, в части учета отечественных средств противоаварийной автоматики и т. п.).

Внедряемые на крупных предприятиях корпоративные информационные системы не затрагивают вопросов производственной деятельности служб энергетики предприятия, учитываются (не всегда) лишь вопросы увязки бухгалтерских форм с заявками на техническое обслуживание и ремонт.

Одним из современных подходов к оцениванию состояния ЭТК и электроэнергетической системы предприятия является технология *Smart Grid* – активно-адаптивных сетей (ААС) – «интеллектуальных», «умных» сетей [91, 247, 292–300, 307, 308, 317, 319, 330–334, 338].

Энергетическая система на базе концепции сетей *Smart Grid* – это единый энергетический и инфокоммуникационный комплекс, в котором управляемые объекты должны позволять осуществлять дистанционное управление, а системы оценивания ситуации и противоаварийной автоматики – снижать избыточные требования к резервам силовых и информационных мощностей.

В настоящее время термин «*Smart Grid*» до сих пор не имеет общепринятой интерпретации. Приведем некоторые определения, используемые в отечественных и зарубежных программах по развитию активно-адаптивных сетей *Smart Grid* [50, 51, 55, 91, 292–300, 317, 319, 330–334].

В США организация *NETL (The National Energy Technology Laboratory)* позиционирует сети *Smart Grid* как совокупность организационных изменений, новой модели процессов, решений в области информационных технологий, а также решений в области автоматизированных систем управления технологическими процессами и диспетчерского управления в электроэнергетике.

Применительно к отраслевым предприятиям системы, созданные на основе представленной технологии, должны ориентироваться на такие озвучиваемые в современных периодических источниках форматы, как «интеллектуальное месторождение», «интеллектуальная скважина», «интеллектуальная добыча», и должны обеспечивать следующие положения:

- достаточность (по мощности и объему с учетом графика электропотребления) энергетических услуг надлежащего качества;

- возможность рационального использования энергетических ресурсов, базовых и резервных мощностей, электрической сети, каналов информации и управления для поддержания сбалансированного производства и потребления энергии в интересах предприятия;

- допустимость совместной работы систем централизованного и децентрализованного энергоснабжения с поддержанием необходимого уровня резервирования и надежности энергоснабжения, обеспечивающей локализацию аварий, недопущение их каскадного развития, возможность автоматизированного восстановления режимов работы энергетической системы;

- доступность предоставления услуг (подключения) и передачи электроэнергии в соответствии с экономически обоснованным спросом,

- поддержку стандартизованного гибкого интерфейса «генератор-сеть», «потребитель-сеть»;

- ситуационное регулирование нагрузки с максимальным учетом требований (в том числе экономических) потребителей в рамках предприятия;
- регулирование обменов мощности в ЭЭС посредством системы управления активными элементами на базе сетевой инфраструктуры;
- реализацию адаптивной реакции энергосистемы в режиме реального времени на основе сочетания централизованного, локального режимного и противоаварийного управления.

За рубежом ЭТК давно уже рассматривают как «интеллектуальные экосистемы» (например, в концептуальном документе «*SERA* – Эталонная архитектура интеллектуальных энергосетей» компании «*Microsoft*» [263]).

В этом научном направлении ведущими являются исследовательские коллективы университета Беркли (США), университета Питтсбурга (США), университета Техаса в Остине (США), Политехнической школы Лозанны (Швейцария) [275, 288, 305, 307, 308], занимающиеся вопросами проектирования, внедрения и сопровождения подсистем *MicroGrid* (наиболее близкое отечественное определение – мини-ЭЭС).

Университет прикладных наук Гамбурга *HAW* (ФРГ), Технический университет Вены (Австрия) являются лидерами в задачах построения автоматизированных систем мониторинга и технической диагностики электротехнических комплексов.

В вопросах проработки «технологических» аспектов построения электротехнических «интеллектуальных экосистем» известны исследовательские коллективы университетов Ганновера и Ильменау (ФРГ), активно участвующие в перспективных разработках по альтернативным источникам энергии, стандартам *DIN*, технологиям использования биомассы, выработке энергии из газа, малой энергетике.

Базовой концепцией построения интеллектуальных энергетических систем, являющейся стандартом де-факто, является концепция *CIM* (*Common Information Model* – общая информационная модель) [294, 295].

В настоящее время за рубежом и в России для стандартизации и унификации подходов в рамках технологии *Smart Grid* разрабатывается несколько нормативных групп стандартов, имеющих свою направленность:

1. Стандарты по исходной информации (*Data Standards*):

1.1. Стандарты (рекомендательного характера), ориентированные на разработку модели *CIM* для энергетических компаний;

1.2. Стандарты *Multispeak*, ориентированные на обмен данными между информационными системами и представляющие собой жесткую систему требований к интеллектуальным устройствам. Многие зарубежные производители ЭО, работающие с технологиями *Smart Grid*, уже используют нормы *Multispeak* в своей деятельности. За рубежом эти стандарты обязательны для выполнения во всех сферах промышленности, задействованных в реализации технологии *Smart Grid*, что позволит получить более низкую стоимость интеграции в новую энергетическую систему для промышленных потребителей.

2. Стандарты в области связи.

При этом в случае реализации технологии *SmartGrid* возможно возникновение ситуации, когда данные стандарты будут оказывать воздействие на функционирование и самой минерально-сырьевой отрасли.

Сегодня ситуация такова, что вопросы применения и реализации стандартов *Smart Grid* – актуальная задача для международных научных, исследовательских, учебных и пользовательских групп (таких, например, как *CIGRE*).

Исследования по вопросам программно-информационного обеспечения повышения уровня интеллектуализации систем управления энергетическими ресурсами предприятия выполнены Пермским национальным исследовательским политехническим университетом (ПНИПУ) совместно с научно-исследовательскими коллективами Университета прикладных наук Гамбурга (ФРГ) и компании «*Envidatec GmbH*» (ФРГ) в рамках международного консорциума разработчиков и ученых *OpenJEVis* [130, 140, 152]. Применительно к ПМСО структурная схема единой энергетической и инфокоммуникационной инфраструктуры предприятия представлена на рисунке 1.10 [140].



Рисунок 1.10 – Единая энергетическая и инфокоммуникационная инфраструктура предприятия минерально-сырьевой отрасли

С учетом отраслевой специфики проведена декомпозиция уровней и задач информационно-аналитических комплексов, построенных на основе технологии *Smart Grid* (рисунок 1.11) [130, 323, 324].

В «Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 годы» и программе «Цифровая экономика Российской Федерации» [237] указывается на необходимость создания экосистемы цифровой экономики Российской Федерации, в которой данные в цифровой форме являются ключевым фактором производства во всех сферах социально-экономической деятельности.

Применительно к электроэнергетике и электротехнике в нормативных документах ПАО «Россети» говорится о цифровой сети как «совокупности объектов электросетевого хозяйства, ключевым фактором эффективного управления которыми являются данные в цифровом виде, обработка больших объемов и использование результатов анализа которых позволяет существенно повысить эффективность ...» [237, 247].

Цифровая сеть должна соответствовать следующим критериям: наблюдаемости параметров системы и режима работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии; интеллектуальному учету электроэнергии; управляемости в режиме реального времени посредством цифровых систем связи и оборудования, обеспечивающего поддержку протоколов, утвержденных стандартами МЭК [55]; самодиагностики и способности к самовосстановлению после сбоев в работе отдельных элементов; интеллектуальному, адаптивному управлению режимом работы силового оборудования и вторичных систем с учетом режимов работы прилегающей электрической сети и внутренних технологических процессов.

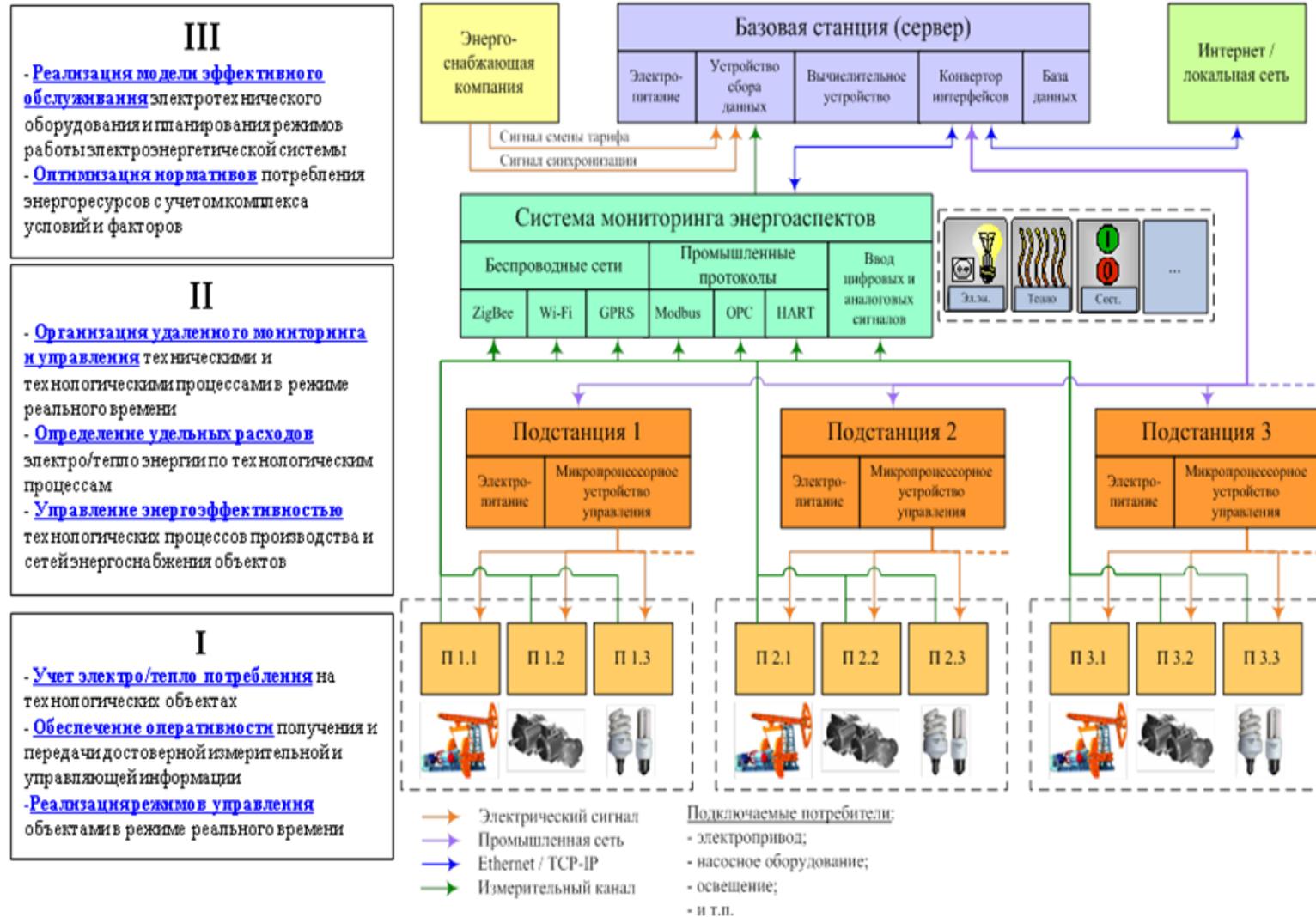
Уровни и задачи *SmartGrid*

Рисунок 1.11 – Структура уровней и задач информационно-аналитических комплексов, построенных на основе технологии *Smart Grid* на предприятиях минерально-сырьевой отрасли

Стандарт МЭК 61850 [50, 51, 55, 292, 293] предусматривает:

- модель данных устройств;
- унифицированное описание подстанции;
- протоколы «вертикального» (*MMS – Manufacturing Message Specification*) [292] и «горизонтального» (*GOOSE – Generic Object Oriented Substation Event*) [292] обмена;
- протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений от измерительных трансформаторов (*SV – Sampled values*) [293].

К стандартам и технологиям цифровой подстанции относятся:

1. Цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения.
2. Аналоговые мультиплексоры (*Merging Units*).
3. Выносные модули устройств связи с объектами (*Micro RTU*).
4. Интеллектуальные электронные устройства (*IED – Intelligent Electronic Device*).

В стандарте МЭК 61850 [50] регламентируются вопросы передачи информации между отдельными устройствами и формализации описания схем первичных цепей, схем защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения). Все информационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образующими единую информационную шину. Это открывает возможности для быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что, в конечном счете, дает возможность сокращения числа медных кабельных связей, сокращения числа устройств, более компактного их расположения.

Для быстрой передачи информации о событиях на подстанции, например, команды на отключение, сигнала предупреждения используется механизм связи *GOOSE*, определенный протоколом МЭК 61850 [292]. Информация отдельного *GOOSE* передается по *IED* и используется для многих *IED*. Данный механизм

обеспечивает быструю передачу информации между устройствами, а также самоконтроль и контроль в режиме реального времени технических параметров работы системы. *GOOSE* передает как дискретные, так и аналоговые сигналы с медленными изменениями.

Структурная схема цифровой подстанции, представленная в соответствии со стандартом МЭК 61850, приведена на рисунке 1.12 (в схеме приведены сокращения: АВР – автоматический ввод резерва, АЧР – автоматическая частотная разгрузка, ЗМН – защита минимального напряжения, КРУН – комплектное распределительное устройство наружного типа, ОРУ – открытое распределительное устройство, ТСН – трансформатор собственных нужд).

Структура цифровой подстанции состоит из трех уровней [50, 55]:

- 1) уровень процесса (полевой уровень);
- 2) уровень присоединения;
- 3) станционный уровень.

Уровень процесса состоит из:

- первичных датчиков для сбора дискретной информации и передачи команд управления на коммутационные аппараты (*micro RTU*);
- первичных датчиков для сбора аналоговой информации (цифровые трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН)).

Уровень присоединения состоит из интеллектуальных электронных устройств (*IED*):

- устройств управления и мониторинга (контроллеры присоединения, многофункциональные измерительные приборы, счетчики АСКУЭ, системы мониторинга трансформаторного оборудования и т.д.);
- терминалов релейной защиты и локальной противоаварийной автоматики.

Станционный уровень состоит из:

- серверов верхнего уровня (сервер базы данных, сервер *SCADA*, сервер телемеханики, сервер сбора и передачи технологической информации и т.д., концентратор данных);
- автоматизированного рабочего места (АРМ) персонала подстанции.

Состав устройств *MU* определяется составом основного электрооборудования: цифровые трансформаторы тока и напряжения, *MU* выключателей, *MU* трансформаторного оборудования, *MU* разъединителей и заземляющих ножей, *MU* для КРУН, *MU* для оборудования щитов постоянного тока и щитов собственных нужд подстанции.

Сформированные мультиплексорами пакеты передаются по сети *Ethernet* (шине процесса) в устройства уровня присоединения – микропроцессорные интеллектуальные электронные устройства – *IED* – (контроллеры автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП), релейной защиты и автоматики, и др.). Устройства типа *IED* – это устройства, подключаемые к шине процесса и реализующие весь спектр функций существующих устройств релейной защиты, измерений и управления [50, 51].

Внешняя автоматическая диагностика основного оборудования специализированными программно – техническими средствами может осуществляться:

- без вывода из работы (сравнение мгновенных значений токов от разных цифровых ТТ одного присоединения, сравнение напряжений электрически связанных ТН, контроль суммы токов (мощностей) в узле).

- с кратковременным выводом из работы (эмуляция тестовых сигналов для терминалов и сравнение полученной реакции терминала с тестовой).

В стандарте ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 [55] описывается концепция логического узла и связи: чтобы удовлетворять всем вышеуказанным требованиям, в частности свободного распределения и назначения функций, все функции разбиваются на логические узлы, которые могут резидентно находиться в одном или нескольких физических устройствах. Некоторые передаваемые данные могут относиться не только к какой-либо функции, но и к самому физическому устройству, например информация именной таблички или результаты самоконтроля устройства.

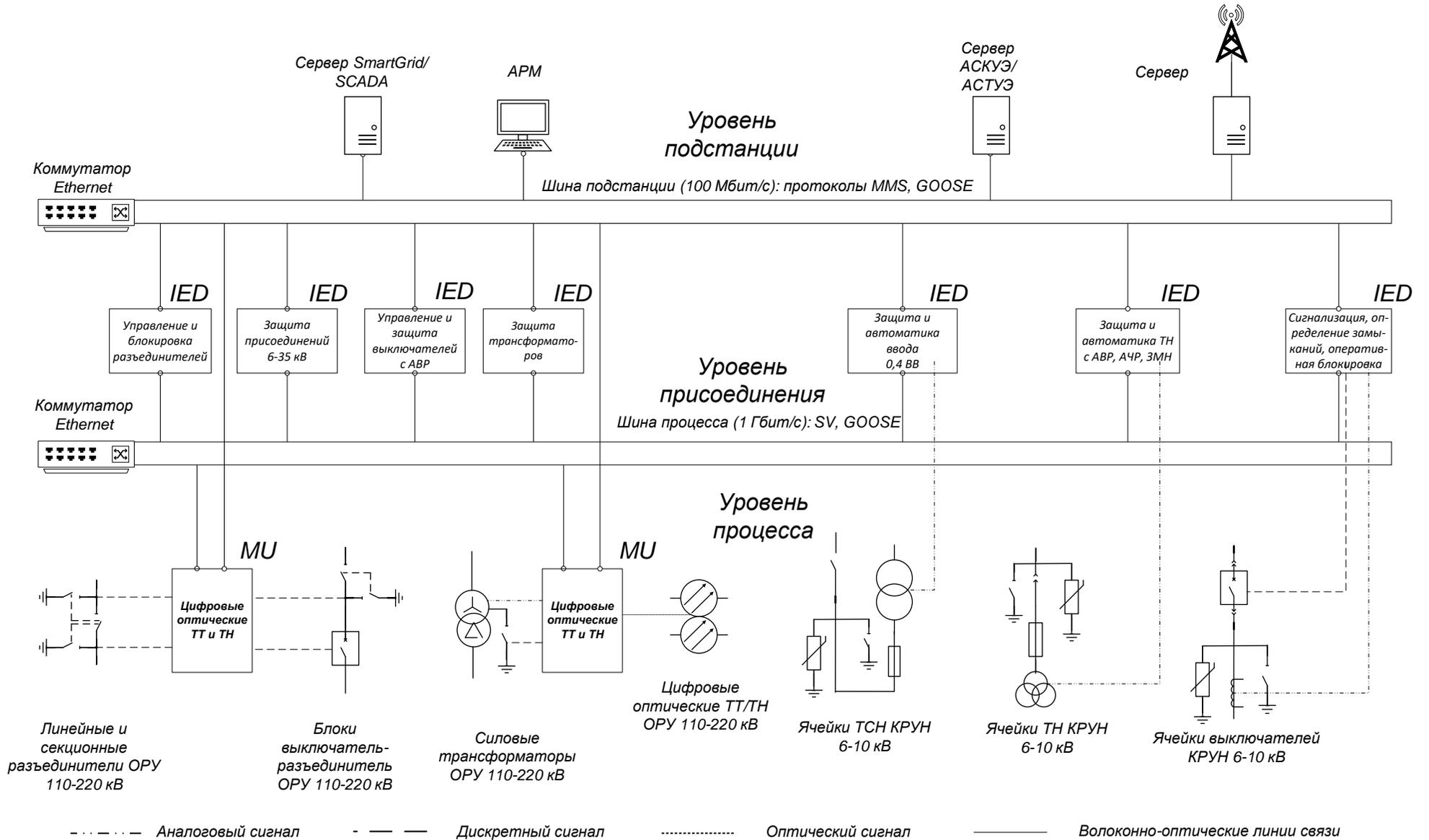


Рисунок 1.12 – Структурная схема цифровой подстанции

Представленные схемы (рисунки 1.10–1.12) позволяют рассматривать электротехнический комплекс предприятия минерально-сырьевой отрасли как эмерджентную систему, которая имеет многоуровневую структуру достаточно большой размерности со сложными энергетическими, технологическими, информационными (в современных условиях – и геоинформационными) связями.

В известной работе Н.И. Зеленохата [70] предлагается метод информационной декомпозиции ЭЭС, основу которого составляют электроэнергетические подсистемы, формируемые на определенных иерархических уровнях.

Профессор УрФУ С.Е. Кокин ввел термин **«энергоинформационная модель»**: в его работах [87, 88] система электроснабжения «делится на кластеры, каждый из которых обладает единым уровнем представленной информации и определенными операционными воздействиями».

Очевидно, что предлагаемая терминология может быть применима не только к системам электроснабжения, но и к электротехническим комплексам и системам.

В отличие от методов, рассмотренных в указанных работах [70, 87, 88, 102], предлагается при разработке энергоинформационной модели электротехнических комплексов использовать матрично-топологический подход. Положительная сторона матрично-топологического направления теории цепей заключается в большой степени упорядоченности составления систем уравнений. Могут быть составлены алгоритмы, позволяющие не только составлять системы уравнений с помощью ЭВМ, но и осуществлять с их помощью расчеты на оптимальные в том или ином смысле режимы функционирования ЭТК.

1.4. Обоснование задач исследования

В связи с изложенным, принимая во внимание сложность процессов функционирования ЭТК ПМСО, подверженных влиянию многих факторов, учитывая многокомпонентные ресурсы и необходимость повышения уровня принятия решений в условиях неопределенности и неполноты информации в любой период жизненного цикла ЭТК ПМСО, требуется разработка принципиально новой методологии моделирования электротехнических комплексов, поддерживаемых инструментальными вычислительными системами.

На основании проведенного анализа современного состояния теории и методов обеспечения эффективного функционирования ЭТК в работе поставлены следующие основные задачи:

1) разработать методы и алгоритмы моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли с учетом структурно и параметрически модифицируемых электроэнергетических систем;

2) разработать математическое описание электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли в виде энергоинформационной модели, обеспечивающей формирование моделей структурных элементов электротехнического комплекса на основе объектно-ориентированного подхода с использованием топологических матриц и формирование уравнений связи для моделирования взаимодействия структурных элементов ЭТК на основе матрицы состояния;

3) разработать методы, принципы и способы повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов с применением энергоинформационного моделирования, которые отражают временной и факторный аспекты, и использование которых обеспечивает эффективные оценки и прогноз состояния элементов ЭТК с адаптацией к изменению горно-геологических, климатометеорологических, производственно-технологических и организационно-управленческих условий деятельности предприятий;

4) разработать программно-аппаратные модели, имитирующие функционирование элементов электротехнических комплексов, на основе синтезированных баз данных и баз знаний, адаптивных к произвольным структурам электротехнических комплексов;

5) разработать научно-технические решения, обеспечивающие повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, и рекомендации по их применению.

2. Моделирование режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

2.1. Исходные положения

Процесс создания математической модели ЭТК рассматривается как последовательность двух этапов: создание моделей отдельных элементов и создание модели их взаимодействия.

В известных работах В.А. Веникова [20–24] и в работах О.А. Суханова [225], продолжающих идеи В.А. Веникова, подходы к исследованию систем такого типа подразделяются на методы, направленные на упрощение или понижение размерности рассматриваемой модели, и методы декомпозиции, позволяющие получить решение большой задачи высокого порядка, в которых рассматриваются отдельные малые задачи и комбинируются полученные решения.

Под элементами ЭТК понимаются подсистемы, не подлежащие дальнейшему расчленению, внутренние процессы в которых не рассматриваются [24, 96].

Взаимодействие электрически связанных элементов наиболее естественно организовать посредством таких электрических параметров режима, как токи и напряжения.

Расчеты электрических режимов базируются на решении уравнений, сформулированных на основе одного из двух методов, вытекающих из закона Кирхгофа, – метода уравнений узловых напряжений (УУН) или метода уравнений контурных токов.

Следует отметить, что решения с помощью метода уравнений контурных токов не получили широкого распространения для расчетов режимов сложнзамкнутых электрических сетей электроэнергетической системы из-за сложностей выбора независимых контуров, трудностей учета узлов с заданными

изменениями мощностей P_i , модулей и фазовых углов напряжений U_i и решения контурных уравнений.

В [4, 251] приведен анализ некоторых модификаций УУН, широко применяемых в России и за рубежом для выполнения оперативных расчетов допустимости электрических режимов, их оптимизации и надежности. Отмечается, что каждая из этих задач включает многовариантные расчеты, и удовлетворить достаточно жестким требованиям быстродействия и робастности метода расчета в рамках одной модели практически невозможно. Поэтому разработан класс моделей, используемых в зависимости от условий задачи [4, 251]:

Модель 1 – уравнения активного потокораспределения в функции узловых мощностей (метод коэффициентов потокораспределения) [59];

Модель 2 – уравнения активного потокораспределения в функции фазовых узловых напряжений (уравнения, идеализированные по постоянному току P - δ);

Модель 3 – комплексные УУН в форме баланса токов при задании нагрузки постоянной проводимостью;

Модель 4 – комплексные УУН в форме баланса мощностей в полярной системе координат с упрощениями, исключающими операции с тригонометрическими функциями и разделением итерационного процесса по активной и реактивной мощностям;

Модель 5 – комплексные УУН в форме баланса мощностей в прямоугольной системе координат при аппроксимации их полным рядом Тейлора.

Две последние модели являются нелинейными с постоянной матрицей Якоби, которая может быть определена и факторизована вне итерационного процесса, что удобно для моделирования отказов, а при использовании оптимального шага обеспечивает хорошую сходимость, лучшую по сравнению с полным методом Ньютона, значительный выигрыш по памяти и скорости расчета как в нормальных, так и в утяжеленных режимах.

Данный класс моделей охватывает практически весь спектр задач, связанных с анализом установившихся режимов при оценке надежности для различных уровней структурной иерархии ЭЭС [4].

Предлагается решение задачи моделирования режимов ЭЭС на основе модели 3, с использованием топологических матриц. Модель 3 представлена комплексными УУН в форме баланса токов при задании нагрузки постоянной проводимостью, а мощности генераторов – током.

Система уравнений i -го структурного элемента ЭТК относительно внешних переменных представляется в общем виде следующим векторным уравнением [110]:

$$p\mathbf{I}_i = -\mathbf{A}_i\mathbf{U}_i - \mathbf{B}_i\mathbf{I}_i - \mathbf{H}_i, \quad (2.1)$$

где p – оператор дифференцирования;

\mathbf{I}_i – вектор токов i -го элемента;

\mathbf{A}_i , \mathbf{B}_i – матрицы коэффициентов, размерность которых зависит от системы координат, в которых моделируется структурный элемент, и от того, насколько «полными» (или упрощенными) являются уравнения [110];

\mathbf{U}_i – вектор напряжений, приложенных между внешними зажимами i -го элемента;

\mathbf{H}_i – вектор, определяющий воздействие на элемент, в том числе со стороны средств регулирования электрических параметров.

Компоненты вектора \mathbf{H}_i для пассивных элементов ЭЭС – нулевые, для синхронных машин при отсутствии регулирования возбуждения – постоянные, при регулировании возбуждения меняются на каждом шаге расчета [110].

Уравнения (2.1) решаются на каждом шаге расчета методом численного интегрирования относительно внешних токов структурного элемента. При этом следует отметить, что для пассивных элементов выражение (2.1) содержит всю систему дифференциальных уравнений элемента. Для электрических машин уравнения (2.1) следует интегрировать совместно с уравнениями роторных контуров и уравнениями, описывающими механическое состояние элемента. Таким образом, для электрических машин векторы \mathbf{I} и $p\mathbf{I}$ не совпадают по

размерности: вектор \mathbf{I} содержит не только внешние, но и внутренние (роторные) токи, расчет которых производится на каждом шаге численного интегрирования полной системы дифференциальных уравнений электрической машины. Знаки при слагаемых уравнения (2.1) соответствуют нормальному направлению токов в электрических машинах (от генератора к узлу).

Кроме того, необходимо учитывать, что ветви ЭЭС содержат не только активные, но и индуктивные переменные. По этой причине необходимо использовать два числа для записи тока и напряжения или использовать для этой цели комплексные числа.

На первый взгляд наиболее удобной кажется комплексная форма записи для напряжений и токов ветвей. Однако синхронные явнополюсные машины в такой форме записи выражаются уравнениями, рассматривающими синхронную машину как источник напряжения E_Q за полным сопротивлением Z [22, 110]:

$$\dot{U} = E_Q - \dot{I} Z, \quad (2.2)$$

где \dot{U} – комплекс напряжения;

E_Q – фиктивная ЭДС синхронной машины [22];

\dot{I} – комплекс тока;

Z – полное сопротивление.

В уравнении (2.2) ЭДС E_Q зависит от режима. Следовательно, явнополюсная машина не имеет обычной схемы замещения в виде постоянных сопротивлений и ЭДС, приложенной за ним [93]. Таким образом, принято решение моделировать элементы системы в координатах Парка–Горева, т. е. в естественной вращающейся системе координат (d, q) , задаваемой осями ротора синхронной машины (d – продольная ось поля ротора, совпадающая с осью обмотки возбуждения; q – поперечная ось ротора, перпендикулярная продольной).

В дальнейшем предполагается развить модель электроэнергетической системы до уровня моделирования переходных процессов в структурных элементах, где преимущественно используются уравнения в координатах Парка–Горева. Актуальной является разработка универсальной модели, позволяющей

исследовать кратковременные (короткие замыкания (КЗ), автоматическое повторное включение, автоматический ввод резерва) и длительные (пуск, самозапуск, синхронизация) переходные процессы в ЭЭС.

В результате используемого подхода:

а) токи и напряжения ветвей выражаются через компоненты по продольной и поперечной осям: U_d, U_q и I_d, I_q ;

б) переход к действующим значениям тока и напряжения осуществляется по формулам вида:

$$I = \sqrt{I_d^2 + I_q^2}, \quad (2.3)$$

$$U = \sqrt{U_d^2 + U_q^2}; \quad (2.4)$$

в) переход к мгновенным значениям тока и напряжений осуществляется с помощью преобразователя координат по формулам:

$$\mathbf{I}_{abc} = \Gamma^{-1} \mathbf{I}_{dq}, \quad (2.5)$$

$$\mathbf{U}_{abc} = \Gamma^{-1} \mathbf{U}_{dq}, \quad (2.6)$$

где Γ^{-1} – матрица Горева;

$$\Gamma^{-1} = \begin{pmatrix} \cos \gamma & \sin \gamma & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{2\pi}{3}\right) & 1 \\ \cos\left(\gamma - \frac{4\pi}{3}\right) & \sin\left(\gamma - \frac{4\pi}{3}\right) & 1 \end{pmatrix}; \quad (2.7)$$

γ – угол поворота оси d по отношению к неподвижной оси;

в векторы $\mathbf{I}_{dq}, \mathbf{U}_{dq}$ вносится дополнительная третья нулевая строка;

г) представление в осях (d, q) дает возможность использовать непосредственно каталожные данные оборудования при моделировании синхронных машин.

2.2. Математическое описание основных структурных элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

2.2.1. Модели потребителей узлов нагрузки промышленных предприятий

Приведем математическое описание синхронной и асинхронной машин, адаптированное с учетом специфики электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Модель синхронной машины

При выводе дифференциальных уравнений синхронной машины применяются следующие общепринятые допущения [19, 22, 110]:

- а) статор имеет трехфазную симметричную обмотку;
- б) распределение магнитного поля каждой обмотки вдоль окружности воздушного зазора синусоидально;
- в) отсутствуют потери в стали;
- г) наличие пазовой неравномерности воздушного зазора не влияет на магнитную проводимость.

Для синхронного генератора, имеющего на роторе два эквивалентных демпферных контура, полная система уравнений Парка–Горева имеет вид [22]:

$$\left\{ \begin{array}{l} U_d = -\Psi_q \omega - \frac{d\Psi_d}{dt} - I_d r_a, \\ U_q = \Psi_d \omega - \frac{d\Psi_q}{dt} - I_q r_a, \\ U_f = d \frac{\Psi_f}{dt} + I_f r_f, \\ 0 = d \frac{\Psi_D}{dt} + I_D r_D, \\ 0 = d \frac{\Psi_Q}{dt} + I_Q r_Q, \\ \frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J} (M_T - M), \\ \frac{d\gamma}{dt} = \omega, \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_0, \\ M = \Psi_d I_q - \Psi_q I_d, \end{array} \right. \quad (2.8)$$

где U_d, U_q – напряжения на обмотке статора по продольной и поперечной осям;

Ψ_d, Ψ_q – потокосцепления обмотки статора по продольной и поперечной осям;

ω – угловая частота вращения ротора;

I_d, I_q – токи статора по продольной и поперечной осям;

r_a – активное сопротивление обмотки статора;

U_f – напряжение на обмотке возбуждения;

Ψ_f – потокосцепление обмотки возбуждения;

I_f – ток обмотки возбуждения;

r_f – активное сопротивление обмотки возбуждения;

Ψ_D, Ψ_Q – потокосцепления демпферных контуров по продольной и поперечной осям;

I_D, I_Q – токи демпферных контуров по продольной и поперечной осям;

r_D, r_Q – активные сопротивления демпферных контуров по продольной и поперечной осям;

J – момент инерции электрической машины;

M_T – момент турбины;

M – электромагнитный момент генератора;

γ – угол поворота оси d по отношению к неподвижной оси A (рисунок 2.1);

δ – внутренний угол машины (угол нагрузки);

ω_0 – угловая частота вращения поля статора.

Уравнения записаны для взаимного расположения координатных осей, представленного на рисунке 2.1 [22].

Уравнения (2.5) полностью характеризуют переходный процесс в том случае, если напряжение \dot{U} на шинах не зависит от режима системы (шины неизменного напряжения). Если это напряжение зависит от режима системы, то необходимо рассчитать это напряжение в отдельных программных модулях, имитирующих электрическую нагрузку генератора [192, 199, 200].

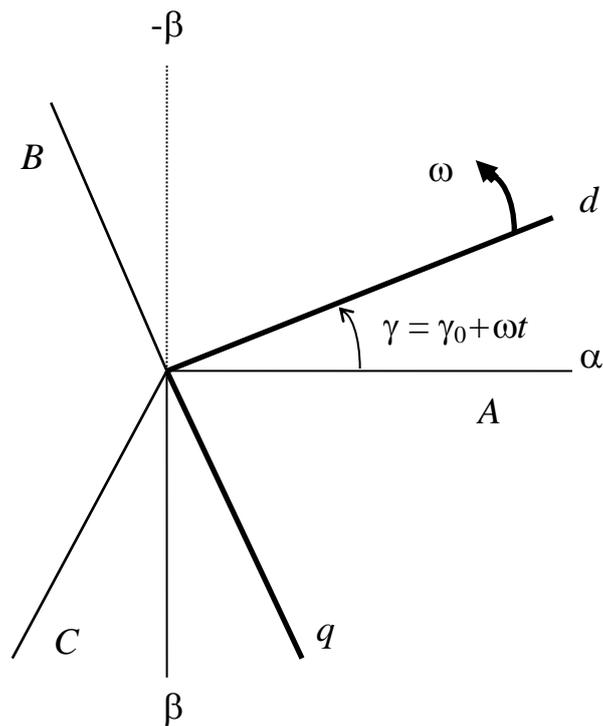


Рисунок 2.1 – Соотношение между координатами (A, B, C) , (d, q) и (α, β)

Для синхронного двигателя используются уравнения с теми же знаками переменных величин, что и для генераторов, при этом момент механических сил на валу M_c (вместо M_T) и угол нагрузки δ принимаются отрицательными.

Уравнения связи электрических контуров при отсутствии насыщения записываются в следующей форме:

$$\begin{pmatrix} \Psi_d \\ \Psi_D \\ \Psi_f \\ \Psi_q \\ \Psi_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_d & x_{ad} & x_{ad} & 0 & 0 \\ x_{ad} & x_D & x_{ad} & 0 & 0 \\ x_{ad} & x_{ad} & x_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & x_q & x_{aq} \\ 0 & 0 & 0 & x_{aq} & x_Q \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} I_d \\ I_D \\ I_f \\ I_q \\ I_Q \end{pmatrix}, \quad (2.9)$$

где x_d, x_q – синхронные реактивные сопротивления по продольной и поперечным осям;

x_{ad}, x_{aq} – сопротивления взаимоиндукции между обмотками статора и ротора по продольной и поперечным осям;

x_D, x_Q – индуктивные сопротивления демпферных контуров по продольной и поперечной осям.

Напряжение возбуждения является внешней переменной модели и описывается одним из блоков программного комплекса, который реализует автоматический регулятор возбуждения (АРВ) [110, 192, 199, 200]. Характер изменения механического момента (M_T) на валу также описывается специальными блоками вычислительного комплекса [192, 199, 200].

Приведем математическое описание синхронной машины к виду (2.1) [110]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \mathbf{L}^* \times \begin{pmatrix} r_a & \omega x_q & -r_f \frac{x_D x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} & -r_D \frac{x_f x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} & \omega x_{aq} \\ -\omega x_d & r_a & -\omega x_{ad} & -\omega x_{ad} & -r_Q \frac{x_{aq}}{x_Q} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_f \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \frac{x_D x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} \\ 0 \end{pmatrix} U_f, \quad (2.10)$$

$$\text{где } \mathbf{L}^* = \left(\begin{pmatrix} x_d & 0 \\ 0 & x_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_{ad} & x_{ad} & 0 \\ 0 & 0 & x_{aq} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_f & x_{ad} & 0 \\ x_{ad} & x_D & 0 \\ 0 & 0 & x_Q \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x_{ad} & 0 \\ x_{ad} & 0 \\ 0 & x_{aq} \end{pmatrix} \right)^{-1}.$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \mathbf{L}^* = \left(\begin{pmatrix} x_d & 0 \\ 0 & x_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_{ad} & x_{ad} & 0 \\ 0 & 0 & x_{aq} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_f & x_{ad} & 0 \\ x_{ad} & x_D & 0 \\ 0 & 0 & x_Q \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x_{ad} & 0 \\ x_{ad} & 0 \\ 0 & x_{aq} \end{pmatrix} \right)^{-1}, \quad (2.11)$$

$$\mathbf{B} = \mathbf{A} \times \begin{pmatrix} r_a & \omega x_q & -r_f \frac{x_D x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} & -r_D \frac{x_f x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} & \omega x_{aq} \\ -\omega x_d & r_a & -\omega x_{ad} & -\omega x_{ad} & -r_Q \frac{x_{aq}}{x_Q} \end{pmatrix}, \quad (2.12)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{A} \times \begin{pmatrix} \frac{x_D x_{ad} - x_{ad}^2}{x_f x_D - x_{ad}^2} \\ 0 \end{pmatrix} U_f. \quad (2.13)$$

Точные параметры для электрической машины можно получить из клиентского формуляра завода-изготовителя или расчетным путем. Расчет параметров схем замещения для электрических машин в целом представляет достаточно сложную проблему, которой посвящено значительное количество исследований [68, 69, 209, 210 и др.].

Расчет параметров схем замещения синхронных машин реализован в виде отдельного модуля программного комплекса [204, 206], алгоритмическая реализация которого основана на модификациях известных методик [68, 69].

Расчет параметров схемы замещения явнополюсного синхронного двигателя

Схема замещения явнополюсного синхронного двигателя по продольной и поперечной осям представлена на рисунке 2.2 (x_σ – индуктивное сопротивление рассеивания обмотки статора, $x_{\sigma f}$ – индуктивное сопротивления рассеивания

обмотки возбуждения, $x_{\sigma D}$, $x_{\sigma Q}$ – индуктивные сопротивления рассеяния демпферных контуров по продольной и поперечной осям, s – скольжение) [68].

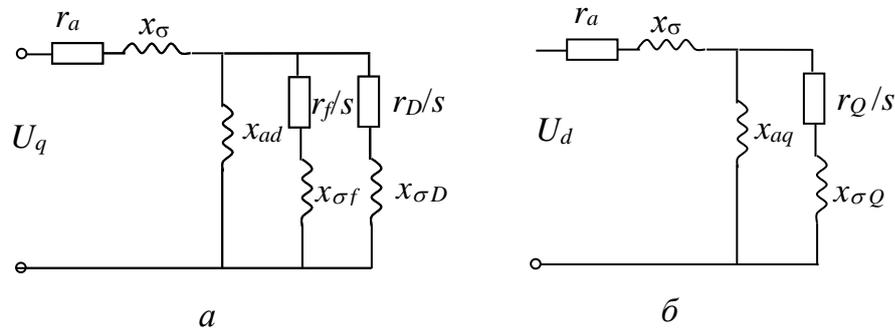


Рисунок 2.2 – Схемы замещения явнополюсного синхронного двигателя по продольной (а) и поперечной (б) осям

Расчет параметров схемы замещения явнополюсного синхронного двигателя с помощью ЭВМ осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [204, 206]:

1) введение оператором каталожных данных синхронной машины:

$U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения, $I_{\text{п}}$ – пусковой ток (или (опционально) $I_{*\text{п}}$ – кратность пускового тока по отношению к номинальному току), $M_{\text{п}}$ – пусковой момент (или (опционально) $M_{*\text{п}}$ – кратность пускового момента по отношению к номинальному моменту), M_{max} – максимальный синхронный момент, $P_{\text{ном}}$ – номинальное значение активной мощности, $S_{\text{ном}}$ – номинальное значение полной мощности, $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номинальное значение коэффициента мощности, $\eta_{\text{ном}}$ – номинальное значение КПД, s – скольжение, $U_{f\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения обмотки возбуждения, $I_{f\text{ном}}$ – номинальное значение тока обмотки возбуждения;

2) расчет номинального значения $\sin \varphi_{\text{ном}}$:

$$\sin \varphi_{\text{ном}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{ном}}} ; \quad (2.14)$$

3) расчет начальных приближенных значений параметров схемы замещения синхронного двигателя:

3.1) расчет начального значения синхронного индуктивного сопротивления по поперечной оси $x_{q(0)}$:

$$x_{q(0)} = \frac{\sin \varphi_{\text{НОМ}} + \cos \varphi_{\text{НОМ}} \sqrt{M_{\text{max}}^2 \eta_{\text{НОМ}}^2}}{(M_{\text{max}} \eta_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}})^2 - 1}; \quad (2.15)$$

3.2) расчет начального приближенного значения активного сопротивления обмотки статора $r_{a(0)}$:

$$r_{a(0)} = 0,25 (1 - \eta_{\text{НОМ}}) \eta_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}}; \quad (2.16)$$

3.3) расчет начального приближенного значения сверхпереходного сопротивления $x''_{d(0)}$:

$$x''_{d(0)} = \frac{1}{I_{\text{п}}} \sqrt{1 - \left(\frac{I_{\text{п}}^2 r_{a(0)} + M_{\text{п}} \cos \varphi_{\text{НОМ}} \eta_{\text{НОМ}}}{I_{\text{п}}} \right)^2} \quad (2.17)$$

или (в зависимости от введенных каталожных данных):

$$x''_{d(0)} = \frac{1}{I_{\text{п}}^*} \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{п}}^*}{I_{\text{п}}^*} \right)^2}; \quad (2.17')$$

3.4) расчет начального приближенного значения активного сопротивления демпферных контуров по продольной оси $r_{D(0)}$:

$$r_{D(0)} = 2M_{\text{п}} \frac{P_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НОМ}} I_{\text{п}}^2}; \quad (2.18)$$

3.5) расчет начального приближенного значения активного сопротивления демпферных контуров по поперечной оси $r_{Q(0)}$:

$$r_{Q(0)} = 0,71 r_{D(0)}; \quad (2.19)$$

3.6) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеивания статора $x_{\sigma(0)}$:

$$x_{\sigma(0)} = 0,6 x''_{d(0)}; \quad (2.20)$$

3.7) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления по продольной оси $x_{d(0)}$ для нормального режима:

$$x_{d(0)} = 1,666 x_{q(0)}; \quad (2.21)$$

3.8) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления по продольной оси $x'_{d(0)}$ для переходного режима:

$$x'_{d(0)} = 1,6x''_{d(0)}; \quad (2.22)$$

3.9) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления по поперечной оси $x''_{q(0)}$ для сверхпереходного режима:

$$x''_{q(0)} = 1,1x''_{d(0)}; \quad (2.23)$$

3.10) расчет начального значения ЭДС обмотки возбуждения при номинальном режиме $E_{f \text{ ном}(0)}$:

$$E_{f \text{ ном}(0)} = \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{max}}}\right)^2} + x_{d(0)} \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{max}}}\right)^2 \frac{1}{x_{q(0)}^2}}; \quad (2.24)$$

3.11) расчет начального значения базисного сопротивления цепи возбуждения при номинальном режиме $z_{\text{баз}f(0)}$:

$$z_{\text{баз}f(0)} = \frac{S_{\text{ном}} E_{f \text{ ном}(0)}^2}{I_{f \text{ ном}}^2 (x_{d(0)} - x_{\sigma(0)})^2}; \quad (2.25)$$

3.12) расчет начального приближенного значения активного сопротивления обмотки возбуждения синхронной машины $r_{f(0)}$, Ом:

$$r_{f(0)} = 0,7 \frac{U_{f \text{ ном}}}{I_{f \text{ ном}}}; \quad (2.26)$$

3.13) перевод начального приближенного значения активного сопротивления обмотки возбуждения синхронной машины в относительные единицы $r_{f(0)}$:

$$r_{f(0)} := r_{f(0)} / z_{\text{баз}f(0)}; \quad (2.27)$$

3.14) расчет начального приближенного значения сопротивления взаимной индукции между обмотками статора и ротора по продольной оси $x_{ad(0)}$:

$$x_{ad(0)} = x_{d(0)} - x_{\sigma(0)}; \quad (2.28)$$

3.15) расчет начального приближенного значения сопротивления взаимной индукции между обмотками статора и ротора по поперечной оси $x_{aq(0)}$:

$$x_{aq(0)} = x_{q(0)} - x_{\sigma(0)}; \quad (2.29)$$

3.16) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния обмотки возбуждения $x_{\sigma f(0)}$:

$$x_{\sigma f(0)} = x_{ad(0)} \frac{x'_{d(0)} - x_{\sigma(0)}}{x_{d(0)} - x'_{d(0)}}; \quad (2.30)$$

3.17) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния демпферных контуров по продольной оси $x_{\sigma D(0)}$:

$$x_{\sigma D(0)} = \frac{(x'_{d(0)} - x_{\sigma(0)})(x''_{d(0)} - x_{\sigma(0)})}{(x'_{d(0)} - x''_{d(0)})}; \quad (2.31)$$

3.18) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния демпферных контуров по поперечной оси $x_{\sigma Q(0)}$:

$$x_{\sigma Q(0)} = \frac{x_{aq(0)}(x''_{d(0)} - x_{\sigma(0)})}{(x_{d(0)} - x''_{q(0)})}; \quad (2.32)$$

3.19) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления демпферных контуров по продольной оси $x_{D(0)}$:

$$x_{D(0)} = x_{\sigma D(0)} + x_{ad(0)}; \quad (2.33)$$

3.20) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления демпферных контуров по поперечной оси $x_{Q(0)}$:

$$x_{Q(0)} = x_{\sigma Q(0)} + x_{aq(0)}; \quad (2.34)$$

3.21) расчет начальных приближенных значений действительной и мнимой частей эквивалентного комплексного сопряженного сопротивления по продольной оси в асинхронном режиме $\bar{z}_{d(0)}$ (в соответствии с рисунком 2.2):

$$Re(\bar{z}_{d(0)}) =$$

$$= r_a + \frac{\frac{r_f}{s \left(\frac{r_f^2}{s^2} + x_{\sigma f}^2 \right)} + \frac{r_D}{s \left(\frac{r_D^2}{s^2} + x_{\sigma D}^2 \right)}}{\left(\frac{r_f}{s \left(\frac{r_f^2}{s^2} + x_{\sigma f}^2 \right)} + \frac{r_D}{s \left(\frac{r_D^2}{s^2} + x_{\sigma D}^2 \right)} \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}} - \frac{x_{\sigma f}}{\frac{r_f^2}{s^2} + x_{\sigma f}^2} - \frac{x_{\sigma D}}{\frac{r_D^2}{s^2} + x_{\sigma D}^2} \right)^2},$$

$$\operatorname{Im}(\bar{z}_d(0)) =$$

$$= \frac{x\sigma - \frac{1}{x_{ad}} - \frac{x\sigma f}{\frac{r_f^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{r_D^2}{s^2} + x\sigma D^2}}{\left(\frac{r_f}{s \left(\frac{r_f^2}{s^2} + x\sigma f^2 \right)} + \frac{r_D}{s \left(\frac{r_D^2}{s^2} + x\sigma D^2 \right)} \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}} - \frac{x\sigma f}{\frac{r_f^2}{s^2} + x\sigma f^2} - \frac{x\sigma D}{\frac{r_D^2}{s^2} + x\sigma D^2} \right)^2}; \quad (2.35)$$

3.22) расчет начальных приближенных значений действительной и мнимой частей эквивалентного комплексного сопряженного сопротивления по поперечной оси в асинхронном режиме $\bar{z}_q(0)$ (в соответствии с рисунком 2.2):

$$\operatorname{Re}(\bar{z}_q(0)) = \frac{r_a + \frac{r_Q}{s \left(\frac{r_Q^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)} \left(\frac{r_Q^2}{s^2 \left(\frac{r_Q^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{x_{aq}} - \frac{x\sigma Q}{\frac{r_Q^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2 \right)}{s^2 \left(\frac{r_Q^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{aq}} - \frac{x\sigma Q}{\frac{r_Q^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2},$$

$$\operatorname{Im}(\bar{z}_q(0)) = \frac{x\sigma - \frac{1}{x_{aq}} - \frac{x\sigma Q}{\frac{r_Q^2}{s^2} + x\sigma Q^2}}{\frac{r_Q^2}{s^2 \left(\frac{r_Q^2}{s^2} + x\sigma Q^2 \right)^2} + \left(-\frac{1}{x_{aq}} - \frac{x\sigma Q}{\frac{r_Q^2}{s^2} + x\sigma Q^2} \right)^2}; \quad (2.36)$$

4) расчет пускового тока и пускового момента на первом шаге приближения:

4.1) расчет пускового тока $I_{п(1)}$ на первом шаге приближения:

$$I_{п(1)} = 0,5U_{\text{ном}} \left| \frac{1}{z_d(0)} + \frac{1}{z_q(0)} \right| \quad (2.37)$$

(на основе аналитического выражения, с целью обеспечения точности и минимизации вычислительных ресурсов);

4.2) расчет пускового момента $M_{п(1)}$ на первом шаге приближения:

$$M_{п(1)} = \frac{S_{ном} (P_{ном} - I_{п(1)}^2 r_{a(0)})}{P_{ном}}; \quad (2.38)$$

4.3) расчет разности $\Delta I_{п}$ между каталожным значением $I_{п}$ и расчетным значением $I_{п(1)}$ пускового тока на первом шаге приближения:

$$\Delta I_{п} = I_{п} - I_{п(1)}; \quad (2.39)$$

4.4) расчет разности $\Delta M_{п}$ между каталожным значением $M_{п}$ и расчетным значением $M_{п(1)}$ пускового момента на первом шаге приближения:

$$\Delta M_{п} = M_{п} - M_{п(1)}; \quad (2.40)$$

5) расчет по методу итераций параметров схемы замещения синхронного двигателя до выполнения условия:

$$|\Delta I_{п}| + |\Delta M_{п}| < \varepsilon, \quad (2.41)$$

где ε – задаваемая оператором точность расчетов (по умолчанию принимается, что $\varepsilon = 1e-3$ [204, 206]):

5.1) расчет i -го приближения сверхпереходного сопротивления $x''_{d(i)}$:

$$x''_{d(i)} = x''_{d(i-1)} \left(1 - \frac{\Delta I_{п}}{I_{п}} \right); \quad (2.42)$$

5.2) расчет i -го приближения активного сопротивления демпферной обмотки по продольной оси $r_{D(i)}$:

$$r_{D(i)} = r_{D(i-1)} \left(1 + \frac{\Delta M_{п}}{M_{п}} \right); \quad (2.43)$$

5.3) расчет i -х приближений параметров схемы замещения в соответствии с вычислительными процедурами пп.3.5–3.22, 4.1–4.4 (по формулам (2.19)–(2.40));

б) установление значений параметров схемы замещения синхронного двигателя, полученных на последнем шаге итерационного расчета;

7) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{сд}$ синхронного двигателя (на основе предшествующего номинального режима);

7.1) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{сд}$ для синхронных двигателей, до короткого замыкания работавших с перевозбуждением:

$$E''_{\text{СД}} = \sqrt{(U_{|0|} + I_{|0|} x''_d \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} x''_d \cos \varphi_{|0|})^2}, \quad (2.44)$$

где $U_{|0|}$ – фазное напряжение на выводах двигателя в момент, предшествующий КЗ;

$I_{|0|}$ – ток статора в момент, предшествующий КЗ;

$\varphi_{|0|}$ – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ;

7.2) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{СД}}$ для синхронных двигателей, до короткого замыкания работавших с недовозбуждением:

$$E''_{\text{СД}} = \sqrt{(U_{|0|} - I_{|0|} x''_d \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} x''_d \cos \varphi_{|0|})^2}; \quad (2.44')$$

Расчет параметров схемы замещения неявнополюсного синхронного двигателя

Схема замещения неявнополюсного СД представлена на рисунке 2.3 (в связи с симметрией ротора по осям (d, q) $x_d = x_q$, $x_{ad} = x_{aq}$, $x_{\sigma D} = x_{\sigma Q}$, $r_D = r_Q$) [68].

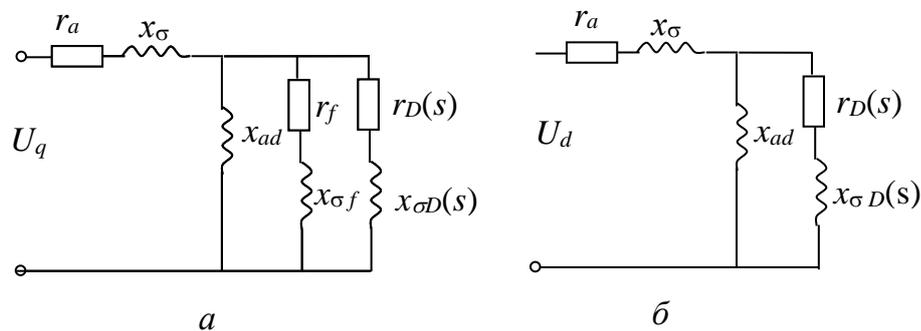


Рисунок 2.3 – Схемы замещения неявнополюсного синхронного двигателя по продольной (а) и поперечной (б) осям

Расчет параметров схемы замещения неявнополюсного синхронного двигателя с помощью ЭВМ осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [204, 206]:

1) введение оператором каталожных данных синхронной машины:

$U_{\text{ном}}$ – номинальное значение напряжения, $I_{\text{п}}$ – пусковой ток (или (опционально)

$I_{\text{п}}^*$ – кратность пускового тока по отношению к номинальному току), $M_{\text{п}}$ –

пусковой момент (или (опционально) $M_{* \Pi}$ – кратность пускового момента по отношению к номинальному моменту), M_{\max} – максимальный синхронный момент, P_{\max} – максимальная активная мощность в синхронном режиме, $P_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение активной мощности, $S_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение полной мощности, $\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение коэффициента мощности, $\eta_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение КПД, s – скольжение, $U_{f \text{НОМ}}$ – номинальное значение напряжения обмотки возбуждения, $I_{f \text{НОМ}}$ – номинальное значение тока обмотки возбуждения, $x''_{d \Pi}$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление на оси d в пусковом режиме ($s = 1$); M_B – входной момент (при $s = 0,05$);

2) расчет номинального значения $\sin \varphi_{\text{НОМ}}$:

$$\sin \varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}}; \quad (2.45)$$

3) расчет начальных приближенных значений параметров схемы замещения неявнополюсного синхронного двигателя:

3.1) расчет начального приближенного значения активного сопротивления статорной обмотки $r_{a(0)}$:

$$r_{a(0)} = 0,25 (1 - \eta_{\text{НОМ}}) \eta_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}}; \quad (2.46)$$

3.2) расчет начального (ненасыщенного) синхронного значения синхронного индуктивного сопротивления $x_{d(0)}$:

$$x_{d(0)} = \frac{\sin \varphi_{\text{НОМ}} + \sqrt{\left(\frac{P_{\max}}{1,11}\right)^2 - (\cos \varphi_{\text{НОМ}})^2}}{\left(\frac{P_{\max}}{1,11}\right)^2 - 1}; \quad (2.47)$$

3.3) расчет начального приближенного значения активного сопротивления эквивалентного демпферного контура $r_{D \Pi(0)}$:

$$r_{D \Pi(0)} = 2M_{\Pi} \frac{P_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НОМ}} I_{\Pi}^2}; \quad (2.48)$$

3.4) установление начального приближенного значения активного сопротивления эквивалентного демпферного контура в синхронном режиме $r_{D c(0)}$:

$$r_{D c(0)} := r_{D \Pi(0)}; \quad (2.49)$$

3.5) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния эквивалентного демпферного контура в пусковом режиме $x_{\sigma D \Pi(0)}$:

$$x_{\sigma D \Pi(0)} := 0,55 r_{D \Pi(0)}; \quad (2.50)$$

3.6) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления $x'_{d(0)}$ для переходного режима:

$$x'_{d(0)} = 1,6x''_{d \Pi(0)}; \quad (2.51)$$

3.7) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния статорной обмотки $x_{\sigma(0)}$:

$$x_{\sigma(0)} = 1,3x''_{d \Pi(0)} - \sqrt{0,9(x''_{d \Pi(0)})^2 + 0,6x''_{d \Pi(0)}x_{\sigma D \Pi(0)}}; \quad (2.52)$$

3.8) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния эквивалентного демпферного контура в синхронном режиме $x_{\sigma D c(0)}$:

$$x_{\sigma D c(0)} = x_{\sigma D \Pi(0)} \frac{r_{D \Pi(0)}}{r_{D c(0)}}; \quad (2.53)$$

3.9) расчет начального значения ЭДС обмотки возбуждения при номинальном режиме $E_{f \text{ ном}(0)}$:

$$E_{f \text{ ном}(0)} = \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{max}}}\right)^2} + x_{d(0)} \sqrt{1 - \left(\frac{M_{\text{ном}}}{M_{\text{max}}}\right)^2} \frac{1}{x_{q(0)}^2}; \quad (2.54)$$

3.10) расчет начального значения базисного сопротивления цепи возбуждения при номинальном режиме $z_{\text{баз} f(0)}$:

$$z_{\text{баз} f(0)} = \frac{S_{\text{ном}} E_{f \text{ ном}(0)}^2}{I_{f \text{ ном}}^2 (x_{d(0)} - x_{\sigma(0)})^2}; \quad (2.55)$$

3.11) расчет начального приближенного значения активного сопротивления обмотки возбуждения синхронной машины $r_{f(0)}$, Ом:

$$r_{f(0)} = 0,7 \frac{U_{f \text{ ном}}}{I_{f \text{ ном}}}; \quad (2.56)$$

3.12) перевод начального приближенного значения активного сопротивления обмотки возбуждения синхронной машины в относительные единицы $r_{f(0)}$:

$$r_{f(0)} := r_{f(0)} / z_{\text{баз}f(0)}; \quad (2.57)$$

3.13) расчет начального приближенного значения сопротивления взаимной индукции между обмотками статора и ротора $x_{ad(0)}$:

$$x_{ad(0)} = x_{d(0)} - x_{\sigma(0)}; \quad (2.58)$$

3.14) расчет начального приближенного значения индуктивного сопротивления рассеяния обмотки возбуждения $x_{\sigma f(0)}$:

$$x_{\sigma f(0)} = \frac{x'_{d(0)} - x_{\sigma(0)}}{x_{d(0)} - x'_{d(0)}}; \quad (2.59)$$

3.15) расчет начальных приближенных значений действительной и мнимой частей эквивалентного комплексного сопряженного сопротивления по продольной оси в синхронном режиме $\bar{z}_{d(0)}$ (в соответствии с рисунком 2.2):

$$\begin{aligned} \operatorname{Re}(\bar{z}_{d(0)}) &= \\ &= r_a + \frac{\frac{r_f}{r_f^2 + x_{\sigma f}^2} + \frac{r_{Dc}}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}^2}}{\left(\frac{r_f}{r_f^2 + x_{\sigma f}^2} + \frac{r_{Dc}}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}^2}\right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}} - \frac{x_{\sigma f}}{r_f^2 + x_{\sigma f}^2} - \frac{x_{\sigma Dc}}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}^2}\right)^2}, \\ \operatorname{Im}(\bar{z}_{d(0)}) &= \\ &= x_{\sigma} - \frac{-\frac{1}{x_{ad}} - \frac{x_{\sigma f}}{r_f^2 + x_{\sigma f}^2} - \frac{x_{\sigma Dc}}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}^2}}{\left(\frac{r_f}{r_f^2 + x_{\sigma f}^2} + \frac{r_{Dc}}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}^2}\right)^2 + \left(-\frac{1}{x_{ad}} - \frac{x_{\sigma f}}{r_f^2 + x_{\sigma f}^2} - \frac{x_{\sigma Dc}}{r_{Dc}^2 + x_{\sigma Dc}^2}\right)^2} \end{aligned} \quad (2.60)$$

3.16) расчет начальных приближенных значений действительной и мнимой частей эквивалентного комплексного сопряженного сопротивления по поперечной оси в синхронном режиме $\bar{z}_{q(0)}$ (в соответствии с рисунком 2.2):

$$Re(\bar{z}_{q(0)}) = ra + \frac{rDc}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2) \left(\frac{rDc^2}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2 \right)},$$

$$Im(\bar{z}_{q(0)}) = x\sigma - \frac{-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2}}{\frac{rDc^2}{(rDc^2 + x\sigma Dc^2)^2} + \left(-\frac{1}{xad} - \frac{x\sigma Dc}{rDc^2 + x\sigma Dc^2} \right)^2}; \quad (2.61)$$

4) расчет пускового тока и входного момента на первом шаге приближения:

4.1) расчет пускового тока $I_{\Pi(1)}$ на первом шаге приближения:

$$I_{\Pi(1)} = 0,5U_{\text{НОМ}} \left| \frac{1}{z_{d(0)}} + \frac{1}{z_{q(0)}} \right| \quad (2.62)$$

(на основе аналитического выражения, с целью обеспечения точности и минимизации вычислительных ресурсов);

4.2) расчет входного момента $M_{B(1)}$ на первом шаге приближения:

$$M_{B(1)} = \frac{S_{\text{НОМ}} (P_{\text{НОМ}} - I_{\Pi(1)}^2 r_{a(0)})}{P_{\text{НОМ}}}; \quad (2.63)$$

4.3) расчет разности ΔI_{Π} между каталожным значением I_{Π} и расчетным значением $I_{\Pi(1)}$ пускового тока на первом шаге приближения:

$$\Delta I_{\Pi} = I_{\Pi} - I_{\Pi(1)}; \quad (2.64)$$

4.4) расчет разности ΔM_B между каталожным значением M_B и расчетным значением $M_{B(1)}$ входного момента на первом шаге приближения:

$$\Delta M_B = M_B - M_{B(1)}; \quad (2.65)$$

5) расчет по методу итераций параметров схемы замещения синхронного двигателя до выполнения условия:

$$|\Delta I_{\Pi}| + |\Delta M_B| < \varepsilon, \quad (2.66)$$

где ε – задаваемая оператором точность расчетов (по умолчанию принимается, что $\varepsilon = 1e-3$ [204, 206]):

5.1) расчет i -го приближения активного сопротивления эквивалентного демпферного контура $r_{D\Pi(i)}$:

$$r_{D\Pi(i)} = r_{D\Pi(i-1)} \left(1 + \frac{\Delta M_B}{M_B} \right); \quad (2.67)$$

5.2) расчет i -го приближения активного сопротивления эквивалентного демпферного контура в синхронном режиме $r_{Dc(i)}$:

$$r_{Dc(i)} = r_{Dc(i-1)} \left(1 - 2,5 \frac{\Delta M_B}{M_B} \right); \quad (2.68)$$

5.3) расчет i -х приближений параметров схемы замещения в соответствии с вычислительными процедурами пп.3.3–3.16, 4.1–4.4 (по формулам (2.48)–(2.65));

б) установление значений параметров схемы замещения синхронного двигателя, полученных на последнем шаге итерационного расчета;

7) расчет сверхпереходной ЭДС E''_{CD} синхронного двигателя (на основе предшествующего номинального режима):

7.1) расчет сверхпереходной ЭДС E''_{CD} для синхронных двигателей, до короткого замыкания работавших с перевозбуждением:

$$E''_{CD} = \sqrt{(U_{|0|} + I_{|0|} x''_d \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} x''_d \cos \varphi_{|0|})^2}, \quad (2.69)$$

где $U_{|0|}$ – фазное напряжение на выводах двигателя в момент, предшествующий КЗ;

$I_{|0|}$ – ток статора в момент, предшествующий КЗ;

$\varphi_{|0|}$ – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ;

7.2) расчет сверхпереходной ЭДС E''_{CD} для синхронных двигателей, до короткого замыкания работавших с недовозбуждением

$$E''_{CD} = \sqrt{(U_{|0|} - I_{|0|} x''_d \sin \varphi_{|0|})^2 + (I_{|0|} x''_d \cos \varphi_{|0|})^2}. \quad (2.69')$$

Модель асинхронной машины

В асинхронных машинах переходные процессы возникают значительно чаще, чем в синхронных. Общей особенностью этих процессов является то, что токи и вращающий момент существенно отклоняются от величин (токов и вращающего момента), имеющих место при постоянной частоте вращения в установившемся режиме. Общеизвестно, асинхронная машина отличается от синхронной отсутствием обмотки возбуждения и полной симметрией ротора. В связи с этим, как отмечается в [68, 69], уравнения и схемы замещения асинхронной машины могут быть получены из уравнений и схем замещения синхронной машины с учетом этих особенностей.

При выводе дифференциальных уравнений асинхронной машины применяются следующие общепринятые допущения [19, 22, 110]:

- а) отсутствуют потери в стали (в связи с гистерезисом и вихревыми токами);
- б) не учитываются неравномерность воздушного зазора и неодинаковость магнитной проводимости;
- в) не учитываются высшие гармонические составляющие (т.е. распределение магнитного поля в воздушном зазоре считается синусоидальным);
- г) статор и ротор имеют трехфазные обмотки, а обмотка ротора считается приведенной к обмотке статора;
- д) соединение обмоток – «звезда–звезда» (при необходимости соединения обмотки статора или ротора в треугольник считается, что данные расчетов соответствуют фазным величинам (относятся к эквивалентной фазной обмотке при соединении в звезду) [83]).

Необходимо отметить, что система координат (d, q) , жестко связанная с ротором, не удобна для анализа переходных процессов в асинхронной машине [25–27]. В исследованиях отмечены два основных варианта записи этих уравнений: 1) в осях (d, q) , вращающихся вместе с ротором двигателя, 2) в осях (d, q) , вращающихся вместе с ротором генератора, от которого двигатель получает питание [25, 26].

Предлагается использование системы дифференциальных уравнений асинхронной машины в осях (d, q) , вращающихся вместе с ротором генератора, от которого двигатель получает питание [110]. Выбор второго варианта обусловлен необходимостью последующего объединения элементов электротехнического комплекса в единую электроэнергетическую систему. При этом асинхронный двигатель получает питание от узла электрической сети, который, в свою очередь, питается от генераторов системы. Таким образом, при использовании вращающихся осей (d, q) рационально привести все нагрузочные элементы узла к осям питающего синхронного генератора.

Основным считается двигательный режим работы асинхронной машины [22, 110]:

$$\begin{cases} \frac{d\Psi_d}{dt} = -\omega\Psi_q - r_a I_d + U_d, \\ \frac{d\Psi_q}{dt} = \omega\Psi_d - r_a I_q + U_q, \\ \frac{d\Psi_D}{dt} = -r_2 I_D - (\omega - \omega_{AD})\Psi_Q, \\ \frac{d\Psi_Q}{dt} = -r_2 I_Q + (\omega - \omega_{AD})\Psi_D, \\ \frac{d\omega_{AD}}{dt} = \frac{1}{T_j} (M_T - M), \\ M = \Psi_d I_q - \Psi_q I_d, \end{cases} \quad (2.70)$$

где Ψ_d, Ψ_q – потокосцепления статора по продольной и поперечной осям;

ω – угловая скорость ротора синхронного генератора или синхронная скорость для узла, к которому подключен асинхронный двигатель;

r_a – активное сопротивление обмотки статора;

I_d, I_q – токи статора по продольной и поперечной осям;

U_d, U_q – напряжения на обмотке статора по продольной и поперечной осям;

Ψ_D, Ψ_Q – потокосцепления роторной обмотки по продольной и поперечной осям;

r_2 – активное сопротивление обмотки ротора;

I_D, I_Q – токи ротора по продольной и поперечной осям;

ω_{AD} – угловая скорость асинхронного двигателя;

T_J – постоянная, характеризующая механическую инерцию машины;

M_T – момент нагрузки на валу двигателя;

M – электромагнитный вращающий момент двигателя.

В системе уравнений (2.70) все переменные величины имеют те же знаки, что и в уравнении генератора (2.8), поэтому момент нагрузки M_T нужно задавать со знаком «←».

При отсутствии насыщения соотношение между токами и потокосцеплениями запишется следующим образом:

$$\begin{pmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \\ \Psi_D \\ \Psi_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_1 & 0 & x_\mu & 0 \\ 0 & x_1 & 0 & x_\mu \\ x_\mu & 0 & x_2 & 0 \\ 0 & x_\mu & 0 & x_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix}, \quad (2.71)$$

где x_1 – индуктивное сопротивление обмотки статора, $x_1 = x_\mu + x_{\sigma 1}$;

x_2 – индуктивное сопротивление обмотки ротора, $x_2 = x_\mu + x_{\sigma 2}$;

x_μ – индуктивное сопротивление намагничивания;

$x_{\sigma 1}$ – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора;

$x_{\sigma 2}$ – индуктивное сопротивление рассеяния обмотки ротора.

Приведем математическое описание асинхронной машины к виду (2.1) [110]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \mathbf{L}_{AM}^* \times \left[\begin{pmatrix} r_a & \omega x_1 - \omega_2 \frac{x_\mu^2}{x_2} & -r_2 \frac{x_\mu}{x_2} & (\omega - \omega_2)x_\mu \\ \omega_2 \frac{x_\mu^2}{x_2} - \omega x_1 & r_a & (\omega_2 - \omega)x_\mu & -r_2 \frac{x_\mu}{x_2} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \\ I_D \\ I_Q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} \right], \quad (2.72)$$

$$\text{где } \mathbf{L}_{AM}^* = \left(\begin{pmatrix} x_1 & 0 \\ 0 & x_1 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_2 & 0 \\ 0 & x_2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \right)^{-1},$$

$$\omega_2 = \omega - \omega_{AD}.$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \mathbf{L}_{AM}^* = \left(\begin{pmatrix} x_1 & 0 \\ 0 & x_1 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_2 & 0 \\ 0 & x_2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \right)^{-1}, \quad (2.73)$$

$$\mathbf{B} = \mathbf{A} \times \begin{pmatrix} r_a & \omega x_1 - \omega_2 \frac{x_\mu^2}{x_2} & -r_2 \frac{x_\mu}{x_2} & (\omega - \omega_2) x_\mu \\ \omega_2 \frac{x_\mu^2}{x_2} - \omega x_1 & r_a & (\omega_2 - \omega) x_\mu & -r_2 \frac{x_\mu}{x_2} \end{pmatrix}, \quad (2.74)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{0}. \quad (2.75)$$

Расчет параметров схем замещения асинхронных машин реализован в виде отдельного модуля программного комплекса [204, 206].

Расчет параметров схемы замещения асинхронного двигателя

Двухконтурная схема замещения асинхронного двигателя представлена на рисунке 2.4 [68].

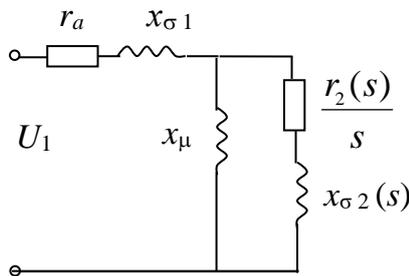


Рисунок 2.4 – Двухконтурная схема замещения асинхронного двигателя

В литературе [68, 69, 166, 167, 209, 210] отмечается, что по каталожным данным не представляется возможным определить индуктивное сопротивление рассеяния обмотки статора $x_{\sigma 1}$, а имеющиеся рекомендации разноречивы и недостаточно обоснованы. Преимущественным видится подход, ориентированный на получение параметров схемы замещения асинхронных двигателей на испытательном стенде по безнагрузочной методике. В работе [5] рассматривается структурная схема испытательного стенда на базе мобильного программно-аппаратного комплекса, методика и программа проведения

испытаний асинхронных двигателей. Разработана база данных «*Energy Data Ware*», содержащая сведения о параметрах электротехнического оборудования, используемых на отраслевых региональных предприятиях [11, 188, 193].

Для случая, когда параметры двигателя отсутствуют в базе данных «*Energy Data Ware*», а также нет возможности экспериментально получить параметры схемы замещения, программно реализована модифицированная методика расчета параметров схемы замещения асинхронного двигателя. Отличие от известных [166, 167, 209, 210] способов представления нелинейных зависимостей активного сопротивления $\frac{r_2(s)}{s}$ и индуктивного сопротивления рассеяния $x_{\sigma 2}(s)$ сопротивлений роторной обмотки заключается в представлении роторной обмотки в виде двух параллельно включенных контуров с постоянными активными r_{21}, r_{22} и индуктивными x_{21}, x_{22} сопротивлениями (рисунок 2.5).

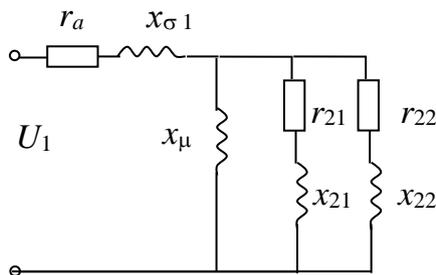


Рисунок 2.5 – Эквивалентная схема замещения асинхронного двигателя

Расчет параметров схемы замещения асинхронного двигателя с помощью ЭВМ осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [204, 206]:

1) введение оператором каталожных данных асинхронной машины:

$I_{*п}$ – кратность пускового тока по отношению к номинальному току (при скольжении $s=1$); $b_{ном}$ – кратность максимального момента по отношению к номинальному моменту; $M_{*п}$ – кратность пускового момента по отношению к номинальному моменту; $P_{ном}$ – номинальное значение активной мощности; $U_{ном}$ – номинальное значение напряжения; $I_{ном}$ – номинальное значение тока статора;

$\cos \varphi_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение коэффициента мощности; $\eta_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение КПД; $s_{\text{НОМ}}$ – номинальное значение скольжения; r_a – активное сопротивление статора (опционально);

2) установление активного сопротивления статора (в случае, если не было введено оператором) r_a :

$$r_a := s_{\text{НОМ}}; \quad (2.76)$$

3) расчет номинального значения $\sin \varphi_{\text{НОМ}}$:

$$\sin \varphi_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{\text{НОМ}}}; \quad (2.77)$$

4) расчет базисного сопротивления асинхронного двигателя $Z_{\text{баз}}$:

$$Z_{\text{баз}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cos \varphi_{\text{НОМ}}}{P_{\text{НОМ}}}; \quad (2.78)$$

5) установление начального значения коэффициента распределения входного индуктивного сопротивления между статором и ротором f_{sr} :

$$f_{sr} := 2; \quad (2.79)$$

б) расчет скорректированных значений параметров схемы замещения асинхронного двигателя, при которых ток статора и вращающий момент равны номинальным значениям:

6.1) расчет скорректированного номинального значения КПД $\eta'_{\text{НОМ}}$:

$$\eta'_{\text{НОМ}} = 1 - r_a - \eta_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}} \frac{s_{\text{НОМ}}}{1 - s_{\text{НОМ}}}; \quad (2.80)$$

6.2) расчет скорректированного номинального значения коэффициента мощности $\cos \varphi'_{\text{НОМ}}$:

$$\cos \varphi'_{\text{НОМ}} = \cos \varphi_{\text{НОМ}} \frac{\eta_{\text{НОМ}}}{\eta'_{\text{НОМ}}}; \quad (2.81)$$

6.3) расчет скорректированного номинального значения $\sin \varphi'_{\text{НОМ}}$:

$$\sin \varphi'_{\text{НОМ}} = \sqrt{1 - \cos^2 \varphi'_{\text{НОМ}}}; \quad (2.82)$$

7) итерационный расчет параметров схемы замещения асинхронного двигателя:

7.1) установление коэффициента распределения входного индуктивного сопротивления между статором и ротором f_{sr} :

$$f_{sr} := f_{sr} + \Delta f_{sr}, \quad (2.83)$$

где $\Delta f_{sr} := 0,1 f_{sr}$ – начальный шаг при использовании метода Ньютона;

7.2) расчет индуктивного сопротивления рассеяния обмотки статора $x_{\sigma 1}$:

$$x_{\sigma 1} = \frac{1}{f_{sr} I_{* \Pi}}; \quad (2.84)$$

7.3) установление скорректированного значения кратности пускового момента $M'_{* \Pi}$:

$$M'_{* \Pi} := 1,01 M_{* \Pi}; \quad (2.85)$$

7.4) установление скорректированного значения кратности пускового тока $I'_{* \Pi}$:

$$I'_{* \Pi} := 0,99 I_{* \Pi}; \quad (2.86)$$

7.5) расчет приближенного значения индуктивного сопротивления намагничивания x_{μ} :

$$x_{\mu} = \frac{1}{\sin \varphi'_{\text{НОМ}} - \cos \varphi'_{\text{НОМ}} (b_{\text{НОМ}} - \sqrt{b_{\text{НОМ}}^2 - 1})} - x_{\sigma 1}; \quad (2.87)$$

7.6) расчет параметров схемы замещения в номинальном режиме (при номинальном значении скольжения $s_{\text{НОМ}}$):

7.6.1) установление входного активного сопротивления в номинальном режиме $r_{\text{ВХ НОМ}}$:

$$r_{\text{ВХ НОМ}} := \cos \varphi'_{\text{НОМ}}; \quad (2.88)$$

7.6.2) установление входного индуктивного сопротивления в номинальном режиме $x_{\text{ВХ НОМ}}$:

$$x_{\text{ВХ НОМ}} := \sin \varphi'_{\text{НОМ}}; \quad (2.89)$$

7.6.3) расчет роторного коэффициента $q_{2 \text{ НОМ}}$ в номинальном режиме:

$$q_{2 \text{ НОМ}} = \frac{r_{\text{ВХ НОМ}} - r_a}{(r_{\text{ВХ НОМ}} - r_a)^2 + (x_{\text{ВХ НОМ}} - x_{\sigma 1})^2}; \quad (2.90)$$

7.6.4) расчет роторного коэффициента $v_{2\text{НОМ}}$ в номинальном режиме:

$$v_{2\text{НОМ}} = \frac{x_{\text{ВХНОМ}} - x_{\sigma 1}}{(r_{\text{ВХНОМ}} - r_a)^2 + (x_{\text{ВХНОМ}} - x_{\sigma 1})^2 - \frac{1}{x_{\mu(i)}}}; \quad (2.91)$$

7.7) расчет параметров схемы замещения в пусковом режиме (при значении скольжения $s = 1$):

7.7.1) расчет входного активного сопротивления в пусковом режиме $r_{\text{ВХП}}$:

$$r_{\text{ВХП}} = r_a + \frac{M'_{\text{П}} \cos \varphi'_{\text{НОМ}} \eta'_{\text{НОМ}}}{I'^2_{\text{П}} (1 - s_{\text{НОМ}})}; \quad (2.92)$$

7.7.2) расчет входного индуктивного сопротивления в пусковом режиме $x_{\text{ВХП}}$:

$$x_{\text{ВХП}} = \sqrt{\frac{1}{I'^2_{\text{П}}} - r_{\text{ВХП}}^2}; \quad (2.93)$$

7.7.3) расчет роторного коэффициента $q_{2\text{П}}$ в пусковом режиме:

$$q_{2\text{П}} = \frac{r_{\text{ВХП}} - r_a}{(r_{\text{ВХП}} - r_a)^2 + (x_{\text{ВХП}} - x_{\sigma 1})^2}; \quad (2.94)$$

7.7.4) расчет роторного коэффициента $v_{2\text{П}}$ в пусковом режиме:

$$v_{2\text{П}} = \frac{x_{\text{ВХП}} - x_{\sigma 1}}{(r_{\text{ВХП}} - r_a)^2 + (x_{\text{ВХП}} - x_{\sigma 1})^2 - \frac{1}{x_{\mu}}}; \quad (2.95)$$

7.8) расчет параметров первого контура ротора:

7.8.1) расчет значения активного сопротивления первого контура ротора r_{21} :

$$r_{21} = s_{\text{НОМ}} \frac{q_{2\text{НОМ}}}{q_{2\text{НОМ}}^2 + v_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (2.96)$$

7.8.2) расчет значения индуктивного сопротивления первого контура ротора x_{21} :

$$x_{21} = \frac{v_{2\text{НОМ}}}{q_{2\text{НОМ}}^2 + v_{2\text{НОМ}}^2}; \quad (2.97)$$

7.9) расчет параметров второго контура ротора:

7.9.1) расчет роторного коэффициента q_{22} второго контура ротора:

$$q_{22} = q_{2п} - \frac{r_{21}}{r_{21}^2 + x_{21}^2}; \quad (2.98)$$

7.9.2) расчет роторного коэффициента v_{22} второго контура ротора:

$$v_{22} = v_{2п} - \frac{x_{21}}{r_{21}^2 + x_{21}^2}; \quad (2.99)$$

7.9.3) расчет значения активного сопротивления второго контура ротора r_{22} :

$$r_{22} = \frac{q_{22}}{q_{22}^2 + v_{22}^2}; \quad (2.100)$$

7.9.4) расчет значения индуктивного сопротивления второго контура ротора x_{22} :

$$x_{22} = \frac{v_{22}}{q_{22}^2 + v_{22}^2}; \quad (2.101)$$

7.10) расчет параметров схемы замещения при максимальном моменте (при значении скольжения $s_{кр}$):

7.10.1) расчет критического скольжения $s_{кр}$:

$$s_{кр} = s_{ном} \left(b_{ном} + \sqrt{b_{ном}^2 - 1} \right); \quad (2.102)$$

7.10.2) расчет результирующего роторного коэффициента q_{2s} :

$$q_{2s} = \frac{\frac{r_{21}}{s_{кр}}}{\left(\frac{r_{21}}{s_{кр}} \right)^2 + x_{21}^2} + \frac{\frac{r_{22}}{s_{кр}}}{\left(\frac{r_{22}}{s_{кр}} \right)^2 + x_{22}^2}; \quad (2.103)$$

7.10.3) расчет результирующего роторного коэффициента v_{2s} :

$$v_{2s} = \frac{\frac{x_{21}}{s_{кр}}}{\left(\frac{r_{21}}{s_{кр}} \right)^2 + x_{21}^2} + \frac{\frac{x_{22}}{s_{кр}}}{\left(\frac{r_{22}}{s_{кр}} \right)^2 + x_{22}^2}; \quad (2.104)$$

7.10.4) расчет входного активного сопротивления при максимальном моменте $r_{вх s}$:

$$r_{\text{BX } s} = r_a + \frac{q_{2s}}{q_{2s}^2 + v_{2s}^2}; \quad (2.105)$$

7.10.5) расчет входного индуктивного сопротивления при максимальном моменте $x_{\text{BX } s}$:

$$x_{\text{BX } s} = x_{\sigma 1} + \frac{v_{2s}}{q_{2s}^2 + v_{2s}^2}; \quad (2.106)$$

7.11) расчет скорректированного значения кратности максимального момента по отношению к номинальному моменту $b'_{\text{НОМ}}$:

$$b'_{\text{НОМ}} = \frac{(r_{\text{BX } s} - r_a) \cdot (1 - s_{\text{НОМ}})}{(r_{\text{BX } s}^2 + x_{\text{BX } s}^2) \cdot \eta'_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi'_{\text{НОМ}}}; \quad (2.107)$$

8) итерационный расчет i -х значений параметров схемы замещения асинхронного двигателя в соответствии с вычислительными процедурами п.7 (по формулам (2.83)–(2.107)) до выполнения условия:

$$|b'_{\text{НОМ}(i)} - b_{\text{НОМ}}| < \varepsilon, \quad (2.108)$$

где ε – задаваемая оператором точность расчетов (по умолчанию принимается, что $\varepsilon = 1e-4$ [204, 206]):

9) установление значений параметров схемы замещения асинхронного двигателя в номинальном режиме, пусковом режиме и при максимальном моменте (полученных на последнем шаге итерационного расчета) (запись происходит в матрично-табличной форме);

10) перевод значений активных и индуктивных сопротивлений, установленных в п.9, в именованные единицы по формуле вида

$$\mathbf{Z} = Z_{\text{баз}} \cdot \mathbf{z}, \quad (2.109)$$

где \mathbf{Z} – искомые значения сопротивлений в именованных единицах;

\mathbf{z} – сохраненные значения сопротивлений в относительных единицах;

11) расчет параметров сверхпереходного режима (на основе предшествующего номинального режима):

11.1) расчет сверхпереходного индуктивного сопротивления $x''_{\text{АД}}$ асинхронного двигателя:

$$x''_{\text{АД}} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \eta_{\text{НОМ}} \cdot \cos \varphi_{\text{НОМ}}}{I_{* \text{ П}} \cdot P_{\text{НОМ}}}; \quad (2.110)$$

11.2) расчет сверхпереходной ЭДС $E''_{\text{АД}}$ асинхронного двигателя:

$$E''_{\text{АД}} = \sqrt{\left(U_{|0|} - I_{|0|} x''_{\text{АД}} \sin \varphi_{|0|} \right)^2 + \left(I_{|0|} x''_{\text{АД}} \cos \varphi_{|0|} \right)^2}, \quad (2.111)$$

где $U_{|0|}$ – фазное напряжение на выводах двигателя в момент, предшествующий КЗ;

$I_{|0|}$ – ток статора в момент, предшествующий КЗ;

$\varphi_{|0|}$ – угол сдвига фаз напряжения и тока в момент, предшествующий КЗ.

Модель статической нагрузки

При построении модели электроэнергетической системы отраслевых предприятий остро стоит вопрос об учёте статических приёмников электрической энергии (например, осветительной нагрузки и т. п.), положение осложняется тем, что таких приёмников в системе большое количество. Если производить учёт каждого такого приёмника, что не всегда возможно, то размерность задачи резко возрастает и, следовательно, ведёт к усложнению и даже практической невыполнимости вычислительных процедур моделирования.

Решить данную проблему предлагается введением некоторого элемента (эквивалента), с помощью которого, задаваясь величинами активной $r_{\text{Н}}$ и индуктивной $x_{\text{Н}}$ составляющих схемы замещения, было бы возможно учесть группы таких электроприёмников, не имея паспортных данных на каждый из них. Причем нагрузка может быть как линейной, так и нелинейной. В случае изолированной нейтрали нулевая составляющая переменных не учитывается.

Система дифференциальных уравнений статической нагрузки в системе координат (d, q) при отсутствии нулевой составляющей имеет следующий вид [110]:

$$\begin{cases} U_d = r_H I_d + \omega x_H I_q + x_H \frac{dI_d}{dt}, \\ U_q = r_H I_q - \omega x_H I_d + x_H \frac{dI_q}{dt}, \end{cases} \quad (2.112)$$

где U_d, U_q – напряжения по продольной и поперечной осям того узла, к которому подключена нагрузка;

r_H, x_H – эквивалентные активное и индуктивное сопротивления нагрузки;

I_d, I_q – токи нагрузки по продольной и поперечной осям;

ω – угловая частота генератора, от которого нагрузка получает питание.

Приведем математическое описание статической нагрузки к виду (2.1) [110]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_H} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_H} \end{pmatrix} \times \left(\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} r_H & -\omega x_H \\ \omega x_H & r_H \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \right). \quad (2.113)$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_H} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_H} \end{pmatrix}, \quad (2.114)$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} \frac{r_H}{x_H} & -\omega \\ \omega & \frac{r_H}{x_H} \end{pmatrix}, \quad (2.115)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{0}. \quad (2.116)$$

2.2.2. Модели линий электропередачи и трансформаторов

Модель линии электропередачи

Линия электропередачи (ЛЭП) соединяет между собой два узла системы электроснабжения. Модель ЛЭП обеспечивает моделирование потерь мощности в линиях электропередачи, а также перетоков мощности в ЭЭС.

В данной работе с целью унификации математического описания кабельных и воздушных линий электропередачи введены следующие упрощения [80, 94, 95]:

а) линии транспонированы, т. е. реактивные параметры отдельных фаз одинаковы;

б) не учитывается взаимное влияние соседних цепей воздушных линий;

в) не учитывается влияние на параметры кабельных линий таких факторов, как поверхностный эффект, эффект близости, способ соединения оболочек и т. п.;

г) не учитывается влияние поперечных активных и емкостных проводимостей.

Система дифференциальных уравнений ЛЭП при отсутствии нулевой составляющей в системе координат (d, q) имеет вид [110]:

$$\begin{cases} U_{di} = U_{dj} \cos \delta_{ij} - U_{qj} \sin \delta_{ij} - r_{\text{Л}} I_d - x_{\text{Л}} \frac{dI_d}{dt} + \omega x_{\text{Л}} I_q, \\ U_{qi} = U_{dj} \sin \delta_{ij} + U_{qj} \cos \delta_{ij} - r_{\text{Л}} I_q - x_{\text{Л}} \frac{dI_q}{dt} - \omega x_{\text{Л}} I_d, \end{cases} \quad (2.117)$$

где i, j – индексы i -го и j -го узлов системы электроснабжения;

U_{di}, U_{qi} – напряжения i -го узла по продольной и поперечной осям;

U_{dj}, U_{qj} – напряжения j -го узла по продольной и поперечной осям;

δ_{ij} – угол сдвига координат Парка–Горева i -го узла по отношению к j -му узлу системы электроснабжения;

$r_{\text{Л}}$ – активное сопротивление линии электропередачи;

$x_{\text{Л}}$ – индуктивное сопротивление линии электропередачи;

I_d, I_q – токи линии электропередачи по продольной и поперечной осям;

ω – угловая скорость вращения осей (d, q) для узла i .

Приведем математическое описание линии электропередачи к виду (2.1) [110]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_L} \end{pmatrix} \times \left(\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} \right) - \\ - \begin{pmatrix} \frac{1}{x_L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_L} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} r_L & -\omega x_L \\ \omega x_L & r_L \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix}. \quad (2.118)$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_L} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_L} \end{pmatrix}, \quad (2.119)$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} \frac{r_L}{x_L} & -\omega \\ \omega & \frac{r_L}{x_L} \end{pmatrix}, \quad (2.120)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{0}. \quad (2.121)$$

Напряжения \mathbf{U}_{ij} между i -м и j -м узлами линии электропередачи при этом определяются как

$$\mathbf{U}_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix}. \quad (2.122)$$

Расчет параметров схем замещения воздушных и кабельных линий электропередачи реализован в виде отдельного модуля программного комплекса [204, 206].

Расчет параметров схемы замещения линии электропередачи

Параметры схемы замещения ЛЭП определяются её длиной, удельными (на 1 км) значениями активного и индуктивного сопротивлений, активной и ёмкостной проводимостей [80, 242].

Расчет параметров схемы замещения ЛЭП осуществляется в блоке преобразования каталожных данных в параметры схемы замещения выполнением следующих вычислительных процедур [204, 206]:

1) введение оператором каталожных данных ЛЭП:

l – длина ЛЭП, $n_{ц}$ – число параллельных цепей (ниток), r_0 – удельное активное сопротивление ЛЭП (опционально), x_0 – удельное индуктивное сопротивление ЛЭП (опционально), тип провода (медь, алюминий, сталь-алюминий), S – сечение провода (жилы кабеля) (опционально), $U_{ном}$ – номинальное значение напряжения;

2) загрузка справочных данных удельных активного и индуктивного сопротивлений ЛЭП (опционально);

3) расчет удельного активного сопротивления ЛЭП (в случае отсутствия справочных данных) r_0 :

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma S}, \quad (2.123)$$

где γ – удельная проводимость проводов, $\frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$; $\gamma = 53 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$ – для медных проводов; $\gamma = 32 \frac{\text{М}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$ – для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов;

4) установление удельного индуктивного сопротивления кабельной ЛЭП (в случае отсутствия справочных данных) x_0 [80]:

$$x_0 := 0,12 \text{ Ом/км для КЛ до 35 кВ}, \quad (2.124)$$

$$x_0 := 0,08 \text{ Ом/км для КЛ от 6 до 10 кВ}, \quad (2.124')$$

$$x_0 := 0,07 \text{ Ом/км для КЛ до 1 кВ}; \quad (2.124'')$$

5) расчет активного сопротивления линии электропередачи $r_{л}$:

$$r_{л} = \frac{r_0 l}{n_{ц}}; \quad (2.125)$$

б) расчет индуктивного сопротивления линии электропередачи $x_{л}$:

$$x_{л} = \frac{x_0 l}{n_{ц}}. \quad (2.126)$$

Модель двухобмоточного трансформатора

В общем случае схема замещения трансформатора для одной фазы подобна схеме замещения заторможенного асинхронного двигателя, т. е. представляет собой T-образную схему замещения [22]. В большинстве рабочих режимов трансформаторов токи обмоток во много раз превышают ток намагничивания, который мало отличается от тока холостого хода [94]. В таких режимах возможно пренебрежение током намагничивания. При этом допущении магнитодвижущая сила отсутствует, но магнитный поток в магнитопроводе существует. Если сопротивление ветви намагничивания принять равным бесконечности ($x_\mu = \infty$), то трансформатор может быть представлен активным r_T и индуктивным x_T сопротивлениями в виде двухполюсника.

Модель трансформатора аналогична модели линии связи, отличие заключается в необходимости приведения параметров вторичной цепи к первичной. В нижеприведенных выражениях предполагается, что приведение уже осуществлено.

При выводе дифференциальных уравнений трансформатора применяются следующие общепринятые допущения [22, 110]:

- а) в изоляции отсутствуют электрические поля, токи смещения, токи утечки;
- б) вытеснение магнитного поля из деталей конструкции трансформатора постоянно и не зависит от силы тока, напряжения, скорости их изменений и других факторов;
- в) схема и внутреннее устройство трансформатора не изменяются.

Система дифференциальных уравнений трансформатора в системе координат (d, q) при отсутствии нулевой составляющей имеет следующий вид [110]:

$$\begin{cases} U_{di} = U_{dj} \cos \delta_{ij} - U_{qj} \sin \delta_{ij} - r_T I_d - x_T \frac{dI_d}{dt} + \omega x_T I_q, \\ U_{qi} = U_{dj} \sin \delta_{ij} + U_{qj} \cos \delta_{ij} - r_T I_q - x_T \frac{dI_q}{dt} - \omega x_T I_d, \end{cases} \quad (2.127)$$

где i, j – индексы i -го и j -го узлов системы электроснабжения;

U_{di}, U_{qi} – напряжения i -го узла по продольной и поперечной осям;

U_{dj}, U_{qi} – напряжения j -го узла по продольной и поперечной осям;

δ_{ij} – угол сдвига координат Парка–Горева i -го узла по отношению к j -му узлу системы электроснабжения;

I_d, I_q – токи трансформатора по продольной и поперечной осям;

ω – угловая скорость вращения осей (d, q) для узла i ;

r_T – активное сопротивление короткого замыкания трансформатора,

$r_T = r_1 + r_2'$; r_1 – активное сопротивление первичной обмотки; r_2' – приведенное активное сопротивление вторичной обмотки;

x_T – индуктивное сопротивление короткого замыкания трансформатора,

$x_T = x_1 + x_2'$; x_1 – индуктивное сопротивление первичной обмотки; x_2' – приведенное индуктивное сопротивление вторичной обмотки.

Приведем математическое описание трансформатора к виду (2.1) [110]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_T} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_T} \end{pmatrix} \times \left(\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} \right) - \\ - \begin{pmatrix} \frac{1}{x_T} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_T} \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} r_T & -\omega x_T \\ \omega x_T & r_T \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix}. \quad (2.128)$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_T} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_T} \end{pmatrix}, \quad (2.129)$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} r_T & -\omega \\ \omega & r_T \\ \omega & \frac{r_T}{x_T} \end{pmatrix}, \quad (2.130)$$

$$\mathbf{H} = \mathbf{0}. \quad (2.131)$$

Напряжения U_{ij} между i -м и j -м узлами, соединенными трансформатором, при этом определяются как

$$\mathbf{U}_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix}. \quad (2.132)$$

Расчет параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора реализован в виде отдельного модуля программного комплекса [204, 206].

Расчет параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора

Расчет параметров схемы замещения двухобмоточного трансформатора с учетом приведения к базовому уровню напряжения осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [204, 206]:

1) введение оператором каталожных данных трансформатора:

$U_{в\text{ ном}}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ; ΔP_k – паспортное значение потерь короткого замыкания, кВт; $S_{\text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА; u_k – паспортная величина напряжения короткого замыкания, %;

2) расчет активного сопротивления короткого замыкания трансформатора r_T :

$$r_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{в\text{ ном}}^2}{S_{\text{ ном}}^2}; \quad (2.133)$$

3) расчет индуктивного сопротивления короткого замыкания трансформатора x_T :

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_k U_{в\text{ ном}}^2}{100 S_{\text{ ном}}} \right)^2 - r_T^2}. \quad (2.134)$$

Модель трехобмоточного трансформатора

Трехобмоточный трансформатор представляется в виде подсистемы, состоящей из двух последовательно соединённых двухобмоточных

трансформаторов и трансформатора с единичным коэффициентом трансформации (рисунок 2.6).

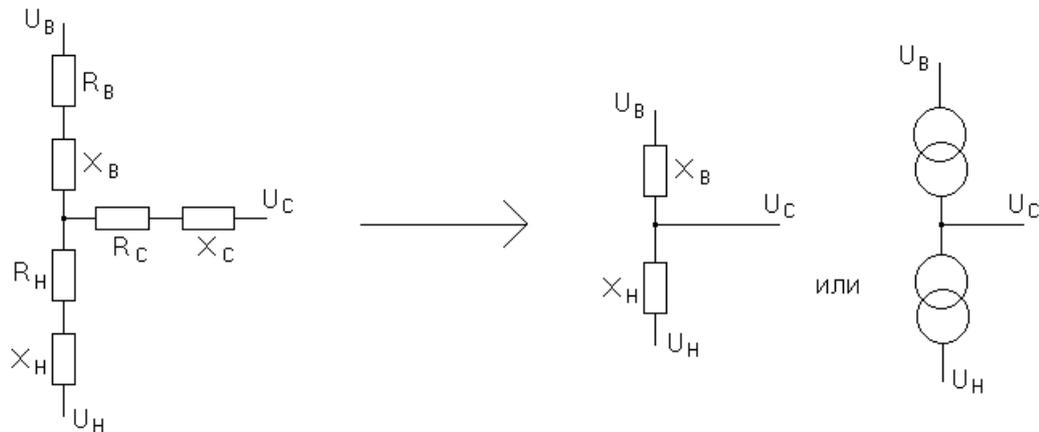


Рисунок 2.6 – Схема замещения трёхфазного трансформатора в виде двух последовательно соединённых трансформаторов и трансформатора с единичным коэффициентом трансформации

Расчет параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора

Расчет параметров схемы замещения трехобмоточного трансформатора с учетом приведения к базовому уровню напряжения осуществляется выполнением следующих вычислительных процедур [204, 206]:

1) введение оператором каталожных данных трансформатора:

$U_{В\text{ ном}}$ – номинальное напряжение обмотки высокого напряжения трансформатора, кВ; $U_{С\text{ ном}}$ – номинальное напряжение обмотки среднего напряжения трансформатора, кВ; $U_{Н\text{ ном}}$ – номинальное напряжение обмотки низкого напряжения трансформатора, кВ; $\Delta P_{кв-с}$ – паспортное значение потерь короткого замыкания между обмотками высокого и среднего напряжения, кВт; $\Delta P_{кв-н}$ – паспортное значение потерь короткого замыкания между обмотками высокого и низкого напряжения, кВт; $\Delta P_{с-н}$ – паспортное значение потерь короткого замыкания между обмотками среднего и низкого напряжения, кВт; $S_{\text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА; $u_{кв-с}$ – паспортная величина напряжения короткого замыкания между обмотками высокого и среднего напряжения, %; $u_{кв-н}$ – паспортная величина напряжения короткого замыкания

между обмотками высокого и низкого напряжения, %; $u_{кС-Н}$ – паспортная величина напряжения короткого замыкания между обмотками среднего и низкого напряжения;

2) расчет напряжения короткого замыкания на стороне высокого напряжения $u_{кВ}$:

$$u_{кВ} = \frac{1}{2}(u_{кВ-С} + u_{кВ-Н} - u_{кС-Н}); \quad (2.135)$$

3) расчет напряжения короткого замыкания на стороне среднего напряжения $u_{кС}$:

$$u_{кС} = \frac{1}{2}(u_{кВ-С} + u_{кС-Н} - u_{кВ-Н}); \quad (2.136)$$

4) расчет напряжения короткого замыкания на стороне низкого напряжения $u_{кН}$:

$$u_{кН} = \frac{1}{2}(u_{кВ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кВ-С}); \quad (2.137)$$

5) расчет активного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне высокого напряжения r_B :

$$r_B = \frac{\Delta P_{кВ-Н} \cdot U_{ВНОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (2.138)$$

б) расчет индуктивного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне высокого напряжения x_B :

$$x_B = \sqrt{\left(\frac{u_{кВ} U_{ВНОМ}^2}{100 S_{НОМ}}\right)^2 - r_B^2}; \quad (2.139)$$

7) расчет активного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне среднего напряжения r_C :

$$r_C = \frac{\Delta P_{кС-Н} \cdot U_{СНОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (2.140)$$

8) расчет индуктивного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне среднего напряжения x_C :

$$x_C = \sqrt{\left(\frac{u_{кС} U_{СНОМ}^2}{100 S_{НОМ}}\right)^2 - r_C^2}; \quad (2.141)$$

9) расчет активного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне низкого напряжения r_H :

$$r_H = \frac{\Delta P_{кВ-Н} \cdot U_{HНОМ}^2}{S_{НОМ}^2}; \quad (2.142)$$

10) расчет индуктивного сопротивления короткого замыкания эквивалентного трансформатора на стороне низкого напряжения x_H :

$$x_H = \sqrt{\left(\frac{u_{кH} U_{HНОМ}^2}{100 S_{НОМ}}\right)^2 - r_H^2}. \quad (2.143)$$

2.2.3. Модели источников энергии

Рассмотрим математические модели газотурбинных и микрогазотурбинных установок и газоперекачивающих агрегатов, эксплуатируемых на отраслевых предприятиях. Для исследования энергетических установок в рамках комплексной модели ЭТК целесообразно использовать упрощенные идентификационные модели [110], которые, тем не менее, должны адекватно воспроизводить переходные процессы в энергетических установках и нелинейности характеристик при изменении режима функционирования установок. Энергетические установки взаимодействуют с синхронными генераторами механически, – таким образом, – приведение моделей энергетических установок к единой обобщенной форме (2.1) не требуется. Приведем основные из них.

Линейная модель газотурбинной установки

Модель учитывает аккумуляцию энергии во вращающихся массах роторов двухвальной газотурбинной установки, динамика которых описывается уравнениями ротора турбокомпрессора и свободной турбины (СТ) [74].

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{A}_{DI} = K_{DI} \cdot (A_{DIZ} - A_{DI}), \\ G_T = K_{GT} \cdot A_{DI}, \\ n_{TS} = K_{NTS} \cdot G_T, \\ \dot{n}_{TK} = \frac{(n_{TS} - n_{TK})}{T_{NTK}}, \\ N_E = K_{NE} \cdot n_{TK}, \\ \left(\frac{3,14}{30}\right)^2 \cdot J_{\Sigma} \cdot n_{CT} \cdot \frac{dn_{CT}}{dt} = 1000 (N_E - N_G), \end{array} \right. \quad (2.144)$$

где A_{DI} – угол поворота дозатора газа;

A_{DIZ} – заданный угол поворота дозатора газа;

G_T – расход топлива;

n_{TK} – частота вращения ротора турбокомпрессора;

n_{CT} – частота вращения ротора СТ;

n_{TS} – частота вращения ротора турбокомпрессора по статической характеристике;

J_{Σ} – суммарный приведенный к валу момент инерции СТ;

T_{NTK} – постоянная времени ротора турбокомпрессора;

N_E – располагаемая мощность СТ;

N_G – потребляемая мощность СТ;

$K_{DI}, K_{GT}, K_{NTS}, K_{NE}$ – коэффициенты [74].

Нелинейная модель газотурбинной установки

Модель учитывает аккумуляцию энергии во вращающихся массах роторов двухвальной газотурбинной установки.

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{A}_{DI} = \frac{(A_{DIZ} - A_{DI})}{T_{DI}}, \\ G_{TS} = f(A_{DI}), \\ \dot{G}_T = \frac{(G_{TS} - G_T)}{T_{GT}}, \\ n_{TS} = f(G_T), \\ \dot{n}_{TK} = \frac{(n_{TS} - n_{TK})}{T_{NTK}}, \\ N_E = f(n_{TK}), \\ \Delta \dot{N}_C = \frac{K_N \frac{N_E - N_G}{n_{CT}} - \Delta N_C}{T_N}, \\ \dot{n}_{CT} = \frac{N_E - N_G}{T_{NCT} \cdot n_{CT}} + \Delta N_C, \end{array} \right. \quad (2.145)$$

где G_{TS} – расход топлива по статической характеристике;

T_{DI} – постоянная времени дозатора топлива;

T_{GT} – постоянная времени расхода топлива;

T_N – постоянная времени влияния скорости изменения дисбаланса мощностей на частоту вращения свободной турбины;

T_{NCT} – постоянная времени ротора СТ;

ΔN_C – величина, отражающая влияние производной дисбаланса мощностей на ротор СТ;

K_N – коэффициент усиления скорости изменения дисбаланса мощностей.

Нелинейная модель микротурбины

Модель предназначена для организации процедуры настройки систем управления одновальной микротурбины *Capstone C-30* разработки *Capstone Turbine Corporation* [114]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{A}_{DI} = \frac{(A_{DIZ} - A_{DI})}{T_{DI}}, \\ G_{TS} = f(A_{DI}), \\ \dot{G}_T = \frac{(G_{TS} - G_T)}{T_{GT}}, \\ N_E = f(G_T), \\ n_{CTZ} = f(N_E), \\ \dot{n}_{CT} = \frac{(n_{CTZ} - n_{CT})}{T_{NCT} \cdot n_{CT}} \end{array} \right. \quad (2.146)$$

где n_{CTZ} — частота вращения СТ по статической характеристике.

Нелинейная модель газоперекачивающего агрегата

Модель предназначена для организации процедуры настройки систем управления газоперекачивающего агрегата. Данная модель учитывает аккумуляцию энергии во вращающихся массах роторов газоперекачивающего агрегата двухвальной конструкции [74].

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{A}_{DI} = \frac{(A_{DIZ} - A_{DI})}{T_{DI}}, \\ G_{TS} = f(A_{DI}), \\ \dot{G}_T = \frac{(G_{TS} - G_T)}{T_{GT}}, \\ n_{TS} = f(G_T), \\ \dot{n}_{TK} = \frac{(n_{TS} - n_{TK})}{T_{NTK}}, \\ N_E = f(n_{TK}), \\ n_{CTZ} = f(N_E), \\ \dot{n}_{CT} = \frac{(n_{CTZ} - n_{CT})}{T_{NCT} \cdot n_{CT}}. \end{array} \right. \quad (2.147)$$

Модель сети переменного тока

На отраслевых предприятиях бывают случаи, когда необходимо воспроизвести режимы работы, при которых объекты малой генерации (например, газотурбинные электростанции) связаны посредством сильных или слабых связей с мощной ЭЭС. Эти режимы имеют свою особую специфику, и в этих режимах свойства ГТЭС отличаются от свойств работы в автономном режиме [110].

Система дифференциальных уравнений сети переменного тока в системе координат (d, q) при отсутствии нулевой составляющей имеет следующий вид [110]:

$$\left\{ \begin{array}{l} U_d = E_d - \omega x_c I_q - x_c \frac{dI_d}{dt}, \\ U_q = E_q + \omega x_c I_d - x_c \frac{dI_q}{dt}, \end{array} \right. \quad (2.148)$$

где U_q, U_d – напряжения по продольной и поперечной осям того узла, к которому подключена мощная сеть;

E_d, E_q – ЭДС сети по продольной и поперечной осям, имитирующей шины бесконечной мощности;

ω – угловая частота сети;

x_c – индуктивное сопротивление сети до шин бесконечной мощности;

I_d, I_q – токи сети по продольной и поперечной осям.

Приведем математическое описание сети переменного тока к виду (2.1) [110]:

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_c} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_c} \end{pmatrix} \times \left(\begin{pmatrix} E_d - U_d \\ E_q - U_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & -\omega x_c \\ \omega x_c & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \right). \quad (2.149)$$

После преобразований получим

$$\begin{pmatrix} pI_d \\ pI_q \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} \frac{1}{x_c} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_c} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} -\frac{E_d}{x_c} \\ -\frac{E_q}{x_c} \end{pmatrix}. \quad (2.150)$$

Тогда

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \frac{1}{x_c} & 0 \\ 0 & \frac{1}{x_c} \end{pmatrix}, \quad (2.151)$$

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} 0 & -\omega \\ \omega & 0 \end{pmatrix}, \quad (2.152)$$

$$\mathbf{H} = \begin{pmatrix} -\frac{E_d}{x_c} \\ -\frac{E_q}{x_c} \end{pmatrix}. \quad (2.153)$$

2.3. Моделирование стационарных и квазистационарных режимов электроэнергетических систем предприятий

Расчеты стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС предприятий минерально-сырьевой отрасли имеют как самостоятельное значение, так и являются составной частью более сложных видов расчетов, таких как

оптимизация нормальных режимов, анализ устойчивости, оценка надежности и т. д. [4, 21, 90].

В таблице 2.1 показана взаимосвязь отдельных составляющих процесса решения этой задачи по входной и выходной информации [128, 231].

Таблица 2.1 – Входная и выходная информация, используемая в процессе решения задачи расчета стационарного (квазистационарного) режима ЭЭС предприятий минерально-сырьевой отрасли

Задача	Входная информация	Выходная информация
1	2	3
Формирование расчетной схемы ЭЭС	Паспортные данные оборудования Конфигурация ЭЭС, топология сети Внешние условия	Расчетная схема ЭЭС
Формирование характерных расчетных режимов ЭЭС	Расчетная схема ЭЭС Результаты планирования энергетических режимов Прогнозные нагрузки узлов	Характерные расчетные режимы ЭЭС
Формирование режимных ограничений для расчетных режимов ЭЭС	Паспортные данные оборудования Расчетная схема ЭЭС	Режимные ограничения для расчетных режимов
Расчет стационарного (квазистационарного) режима для сформированных характерных режимов ЭЭС	Расчетная схема ЭЭС Характерные расчетные режимы Режимные ограничения	Параметры системы для характерных расчетных режимов
Анализ результатов расчета стационарных (квазистационарных) режимов ЭЭС	Параметры системы для характерных расчетных режимов	Оценка допустимости характерных расчетных режимов ЭЭС Результаты проверки ЭО на электродинамическую и термическую стойкость Параметры противоаварийной автоматики

Формирование уравнений структурных элементов ЭТК в стационарных и квазистационарных режимах ЭЭС предприятия осуществляется на основе линеаризации исходных уравнений элементов вида (2.1) (при отсутствии источников тока) [110, 129]:

Синхронный генератор.

Переход к линеаризации исходных уравнений синхронного генератора (2.8) осуществляется при $d/dt = 0$ (и полагая, что в установившемся режиме токи демпферных контуров равны нулю):

$$\begin{cases} -\Psi_q \omega - I_d r_a - U_d = 0, \\ \Psi_d \omega - I_q r_a - U_q = 0, \\ U_f = I_f r_f. \end{cases} \quad (2.154)$$

Выражая потокосцепления через токи, преобразуем это уравнение к матричному виду:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} r_a & \omega x_d \\ -\omega x_q & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ \omega \frac{x_{ad}}{r_f} \end{pmatrix} U_f \quad (2.155)$$

или

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = - \begin{pmatrix} r_a & \omega x_d \\ -\omega x_q & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 \\ E_q \end{pmatrix}, \quad (2.156)$$

где E_q – эквивалентная ЭДС синхронного генератора по поперечной оси, или, вводя новые обозначения матриц (в соответствии с (2.1)),

$$\mathbf{U} = - \mathbf{A}_{\text{СГ}} \mathbf{I} + \mathbf{H}_{\text{СГ}}. \quad (2.157)$$

Асинхронный двигатель.

Вывод статической модели асинхронного двигателя выполнен на основе системы дифференциальных уравнений (2.70) при $d/dt = 0$.

Уравнение статора:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_a & 0 \\ 0 & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Psi_d \\ \Psi_q \end{pmatrix}. \quad (2.158)$$

Уравнение ротора:

$$\begin{pmatrix} r_2 & 0 \\ 0 & r_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Psi_D \\ \Psi_Q \end{pmatrix}. \quad (2.159)$$

Выражая потокосцепления через токи (на основе уравнений (2.71)), получаем уравнения статора:

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} r_a & 0 \\ 0 & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 & 0 \\ 0 & x_1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega \\ -\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} r_a & \omega x_1 \\ -\omega x_1 & r_a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega x_\mu \\ -\omega x_\mu & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix} \end{aligned} \quad (2.160)$$

и ротора:

$$\begin{aligned} \begin{pmatrix} r_2 & 0 \\ 0 & r_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix} &= \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_\mu & 0 \\ 0 & x_\mu \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & -s\omega \\ s\omega & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_2 & 0 \\ 0 & x_2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} 0 & -s\omega x_\mu \\ s\omega x_\mu & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & -s\omega x_2 \\ s\omega x_2 & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix}. \end{aligned} \quad (2.161)$$

Произведя подстановку $\begin{pmatrix} I_D \\ I_Q \end{pmatrix}$ в уравнение (2.160), получим математическое

описание асинхронного двигателя в линеаризованной форме:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = \left[\begin{pmatrix} r_a & \omega x_1 \\ -\omega x_1 & r_a \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0 & \omega x_\mu \\ -\omega x_\mu & 0 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} r_2 & s\omega x_2 \\ -s\omega x_2 & r_2 \end{pmatrix}^{-1} \begin{pmatrix} 0 & -s\omega x_\mu \\ s\omega x_\mu & 0 \end{pmatrix} \right] \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (2.162)$$

или, вводя новые обозначения матриц,

$$\mathbf{U} = \mathbf{A}_{AD} \mathbf{I}. \quad (2.163)$$

Элементы матрицы \mathbf{A}_{AD} в выражении (2.159) могут быть рассчитаны аналитически, чтобы не обращаться каждый раз матрицы при расчете:

$$\mathbf{A}_{\text{АД}} = \begin{pmatrix} a_1 & a_2 \\ a_3 & a_4 \end{pmatrix}, \quad (2.164)$$

где $a_1 = r_a r_2^2 + r_a s^2 \omega^2 x_2^2 + \omega^2 x_\mu^2 r_2 s$,

$a_2 = -\omega(x_1 r_2^2 + x_1 s^2 \omega^2 x_2^2 - \omega^2 x_\mu^2 s^2 x_2)$,

$a_3 = -a_2$,

$a_4 = a_1$,

$\det \mathbf{A}_{\text{АД}} = \omega^4 s^2 x_1^2 x_2^2 - 2\omega^4 s^2 x_1 x_\mu^2 x_2 + \omega^4 s^2 x_\mu^4 + \omega^2 r_a^2 x_2^2 s^2 + 2\omega^2 r_a x_\mu^2 r_2 s + \omega^2 x_1^2 r_2^2 + r_a^2 r_2^2$.

Модель статической нагрузки.

Вывод модели статической нагрузки выполнен на основе системы дифференциальных уравнений (2.112) при $d/dt = 0$:

$$\begin{pmatrix} U_d \\ U_q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_H & \omega x_H \\ -\omega x_H & r_H \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (2.165)$$

или, вводя новые обозначения матриц,

$$\mathbf{U} = \mathbf{A}_H \mathbf{I}. \quad (2.166)$$

Линия электропередачи.

Вывод статической модели ЛЭП выполнен на основе системы дифференциальных уравнений (2.117) при $d/dt = 0$:

$$\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_L & \omega x_L \\ -\omega x_L & r_L \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (2.167)$$

или, вводя новые обозначения матриц,

$$\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \mathbf{U}_i - \mathbf{U}_j = \mathbf{A}_L \mathbf{I}. \quad (2.168)$$

Трансформатор.

Вывод статической модели двухобмоточного трансформатора выполнен на основе системы дифференциальных уравнений (2.127) при $d/dt = 0$:

$$\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} r_T & \omega x_T \\ -\omega x_T & r_T \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_d \\ I_q \end{pmatrix} \quad (2.169)$$

или, вводя новые обозначения матриц,

$$\begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \mathbf{U}_i - \mathbf{U}_j = \mathbf{A}_T \mathbf{I}. \quad (2.170)$$

Из уравнений (2.157), (2.163), (2.166), (2.168), (2.170) видно, что для стационарных режимов ЭЭС матрицы \mathbf{A}_i элементов – суть матрицы проводимостей этих элементов.

Для решения задач расчета режимов ЭЭС предприятий на основе УУН модифицирован метод моделирования стационарных и квазистационарных режимов, являющийся исходным для анализа любых переходных процессов в системе. Реализация метода представлена следующими вычислительными процедурами (рисунок 2.7) [135]:

1) формирование расчетной схемы ЭЭС (определение конфигурации ЭЭС, топологии сети).

Формирование клеточной матрицы структуры (инцидентности) $\mathbf{\Pi}$, элементами матрицы являются нулевые матрицы или матрицы преобразований:

$$\mathbf{\Pi} = \begin{cases} \begin{pmatrix} -\cos \delta_{ij} & \sin \delta_{ij} \\ -\sin \delta_{ij} & -\cos \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви идет к узлу,} \\ \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви исходит из узла,} \\ \mathbf{0} = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{pmatrix}, & \text{если ветвь не инцидентна узлу,} \end{cases} \quad (2.171)$$

где δ_{ij} – угол сдвига между координатами, в которых моделируется структурный элемент;

2) формирование уравнений структурных элементов.

Перевод введённых оператором паспортных значений параметров элементов ЭТК в параметры схемы замещения ЭЭС предприятия (при этом

определяются номинальные, переходные и сверхпереходные параметры схемы замещения ЭЭС предприятия).

Внешние условия задаются следующими переменными:

$U_{f(1...n)}$ – напряжения возбуждения генераторов (1...n), где n – количество генераторов системы;

$\omega_{АД(1...m)}$, об/мин – угловые скорости асинхронных двигателей системы (1...m), где m – количество асинхронных двигателей системы;

δ_{ij} – относительные углы между магнитными осями i -го генератора и j -го генератора системы;

3) установление базисного уровня напряжения $U_б$, В. Расчет коэффициентов приведения каждого элемента ЭТК к базисному уровню:

$$k_{при} = U_б / U_{ни}, \quad (2.172)$$

где i – индекс структурного элемента,

$U_{ни}$ – номинальное напряжение i -го элемента. Для двухобмоточных трансформаторов принимается $U_{н}=U_{нн}$, для источников электроэнергии $U_{н}=E_{н}$;

4) формирование вектора-столбца $\overset{\circ}{\mathbf{H}}$: для источников электроэнергии соответствующий i -й элемент вектора равен $\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i$, для синхронных электродвигателей – $\overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi}$, для остальных элементов – $\mathbf{0}$:

$$[\overset{\circ}{H}_i] = \begin{cases} \overset{\circ}{\mathbf{E}}_i, & i \in EES, \\ \overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi}, & i \in SM, \\ \mathbf{0} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}, & i \in L, i \notin SM, \end{cases} \quad (2.173)$$

где i – индекс структурного элемента;

\mathbf{E}_i – приведенная к базисной ступени матрица ЭДС i -го источника электроэнергии;

$$\mathbf{E}_i^{\circ} = k_{\text{пр}i} \cdot \mathbf{E}_i; \quad (2.174)$$

\mathbf{E}_{qi}° – приведенная к базисной ступени матрица ЭДС i -го синхронного электродвигателя по поперечной оси,

$$\mathbf{E}_{qi}^{\circ} = U_{\delta} \cdot \mathbf{E}_{qi} = U_{\delta} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ e_{qi} \end{pmatrix}; \quad (2.175)$$

e_{qi} – номинальная синхронная ЭДС i -го электродвигателя, *о. е.*;

EES – множество источников электрической энергии;

SM – подмножество синхронных двигателей;

L – множество потребителей нагрузки;

5) формирование блочной квазидиагональной матрицы проводимостей ветвей (элементов) \mathbf{A} , образующих электроэнергетическую систему:

$$[\mathbf{A}_{ij}^{\circ}] = \begin{cases} \mathbf{A}_i, & i = j, \\ \mathbf{0}, & i \neq j, \end{cases} \quad (2.176)$$

где i – индекс структурного элемента, $j = \overline{1..i}$,

\mathbf{A}_i – приведенная к базисной ступени матрица проводимости i -го структурного элемента,

$$\mathbf{A}_i^{\circ} = k_{\text{пр}i}^2 \cdot \mathbf{A}_i; \quad (2.177)$$

б) формирование УУН. Расчет напряжений в узлах системы:

$$\mathbf{U}^{\circ} = - \left(\mathbf{П} \cdot \mathbf{A} \cdot \mathbf{П}^T \right)^{-1} \cdot \mathbf{П} \cdot \mathbf{A} \cdot \mathbf{H}; \quad (2.178)$$

7) расчет токов в элементах системы:

$$\dot{\mathbf{I}} = \dot{\mathbf{A}} \cdot \left(\mathbf{\Pi}^T \cdot \dot{\mathbf{U}} + \dot{\mathbf{H}} \right); \quad (2.179)$$

8) расчет параметров ЭЭС предприятия (активных и реактивных мощностей всех элементов, моментов электрических машин, потокосцеплений) в конкретном установившемся режиме ее работы;

9) переход от приведенных значений параметров i -го элемента, полученных относительно базового условия, к реальным:

$$\mathbf{U}_i = \frac{1}{k_{\text{пр}i}} \cdot \dot{\mathbf{U}}_i, \quad (2.180)$$

$$\mathbf{I}_i = k_{\text{пр}i} \cdot \dot{\mathbf{I}}_i. \quad (2.181)$$

Расчет действующих значений тока и напряжений для i -го элемента:

$$U_i = \sqrt{U_{id}^2 + U_{iq}^2}, \quad (2.182)$$

$$I_i = \sqrt{I_{id}^2 + I_{iq}^2}. \quad (2.183)$$

Необходимо отметить, что расчет ведется в именованных единицах, модели элементов приводятся к линейным значениям напряжений. При расчете токов соответственно получаем также линейные значения ($I_i = I_{i \text{лин}}$). Для нахождения фазных значений силы тока:

$$I_{i\phi} = \frac{I_i}{\sqrt{3}}. \quad (2.184)$$

Для учета двигательной подпитки в режиме короткого замыкания необходимо учитывать следующие аспекты:

1а) элементы матрицы структуры (инцидентности), представляющие асинхронные электродвигатели, меняют свой знак на противоположный – это связано с тем, что эти электромеханические устройства в режиме КЗ сами

генерируют энергию. Значения других элементов матрицы структуры (инцидентности) не меняются;

4а) формирование вектора-столбца $\mathring{\mathbf{H}}$ происходит по правилу: для источников электроэнергии соответствующий i -й элемент вектора равен $\mathring{\mathbf{E}}_i$, для синхронных и асинхронных электродвигателей – $\mathring{\mathbf{E}}_i''$, для остальных элементов – $\mathbf{0}$:

$$[\mathring{H}_i] = \begin{cases} \mathring{\mathbf{E}}_i, & i \in EES, \\ \mathring{\mathbf{E}}_i'', & i \in (SM \cup AM), \\ \mathbf{0}, & i \in L, i \notin (SM \cup AM), \end{cases} \quad (2.173')$$

где $\mathring{\mathbf{E}}_i''$ – приведенная к базисной ступени матрица сверхпереходной ЭДС i -го синхронного или асинхронного электродвигателя,

$$\mathring{\mathbf{E}}_i'' = U_{\zeta} \cdot \mathbf{E}_i'' = U_{\zeta} \cdot \begin{pmatrix} 0 \\ e_i'' \end{pmatrix}; \quad (2.185)$$

e_i'' – сверхпереходная ЭДС i -го электродвигателя, *о. е.*;

AM – подмножество асинхронных двигателей;

5а) в качестве матриц проводимостей элементов используются матрицы сверхпереходных значений проводимостей:

$$\mathring{\mathbf{A}}_i = k_{\text{пр}i}^2 \cdot \mathbf{A}_i''. \quad (2.177')$$

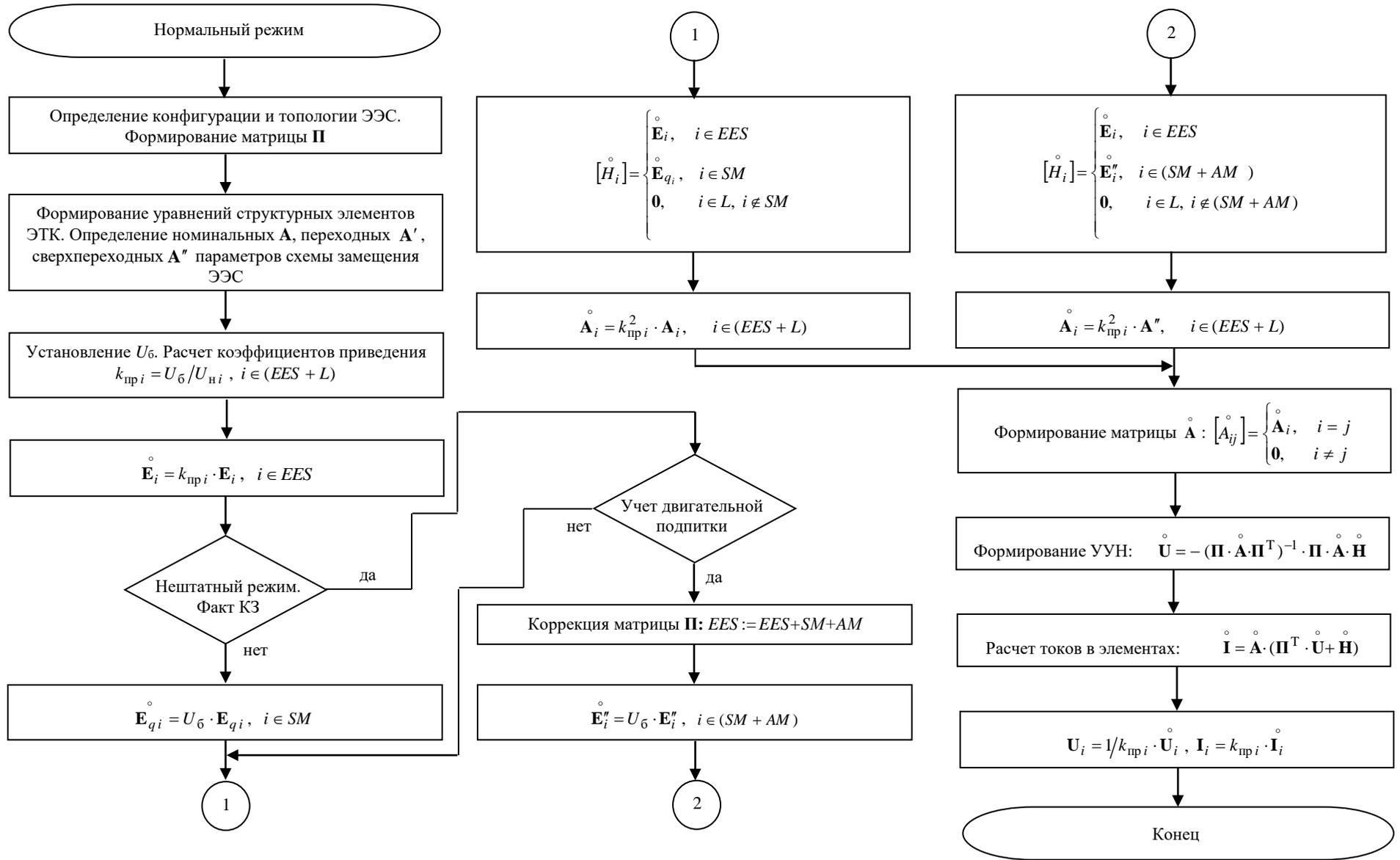


Рисунок 2.7 – Алгоритм моделирования стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС предприятий

Комментируя поз.6 вычислительного алгоритма, следует отметить, что одной из наиболее емких вычислительных операций с точки зрения затрат машинных ресурсов является операция обращения матриц. Известно достаточное количество алгоритмов нахождения обратной матрицы, поэтому следует выбрать алгоритм, обеспечивающий простоту реализации и удовлетворительную производительность. Для вычисления на ЭВМ наиболее целесообразными являются прямые методы обращения матриц, из которых наиболее удобным и распространенным является метод Гаусса. При реализации алгоритма предлагается его модификация – метод Жордана-Гаусса, хотя он и не имеет преимуществ перед методом Гаусса, однако при использовании этого метода облегчается обратный ход, поскольку матрица приводится к диагональному виду (а не к треугольному) [226]. Суть данного подхода [36] заключается в том, что путем жордановых преобразований строк основной матрицы, она приводится к единичной, а присоединенная к ней справа единичная матрица, превращается в обратную:

$$\mathbf{Y} | \mathbf{E} \Rightarrow \mathbf{E} | \mathbf{Y}^{-1}, \quad (2.186)$$

где \mathbf{Y} – исходная матрица, \mathbf{E} – единичная матрица, \mathbf{Y}^{-1} – матрица, обратная искомой, $\mathbf{Y} | \mathbf{E}$ – матрица, левую половину которой составляет матрица \mathbf{Y} , а правую – \mathbf{E} , $\mathbf{E} | \mathbf{Y}^{-1}$ – матрица, левую половину которой составляет матрица \mathbf{E} , а правую – \mathbf{Y}^{-1} .

Алгоритм нахождения обратной матрицы методом Жордана-Гаусса представлен на рисунке 2.8 и состоит из следующих вычислительных блоков.

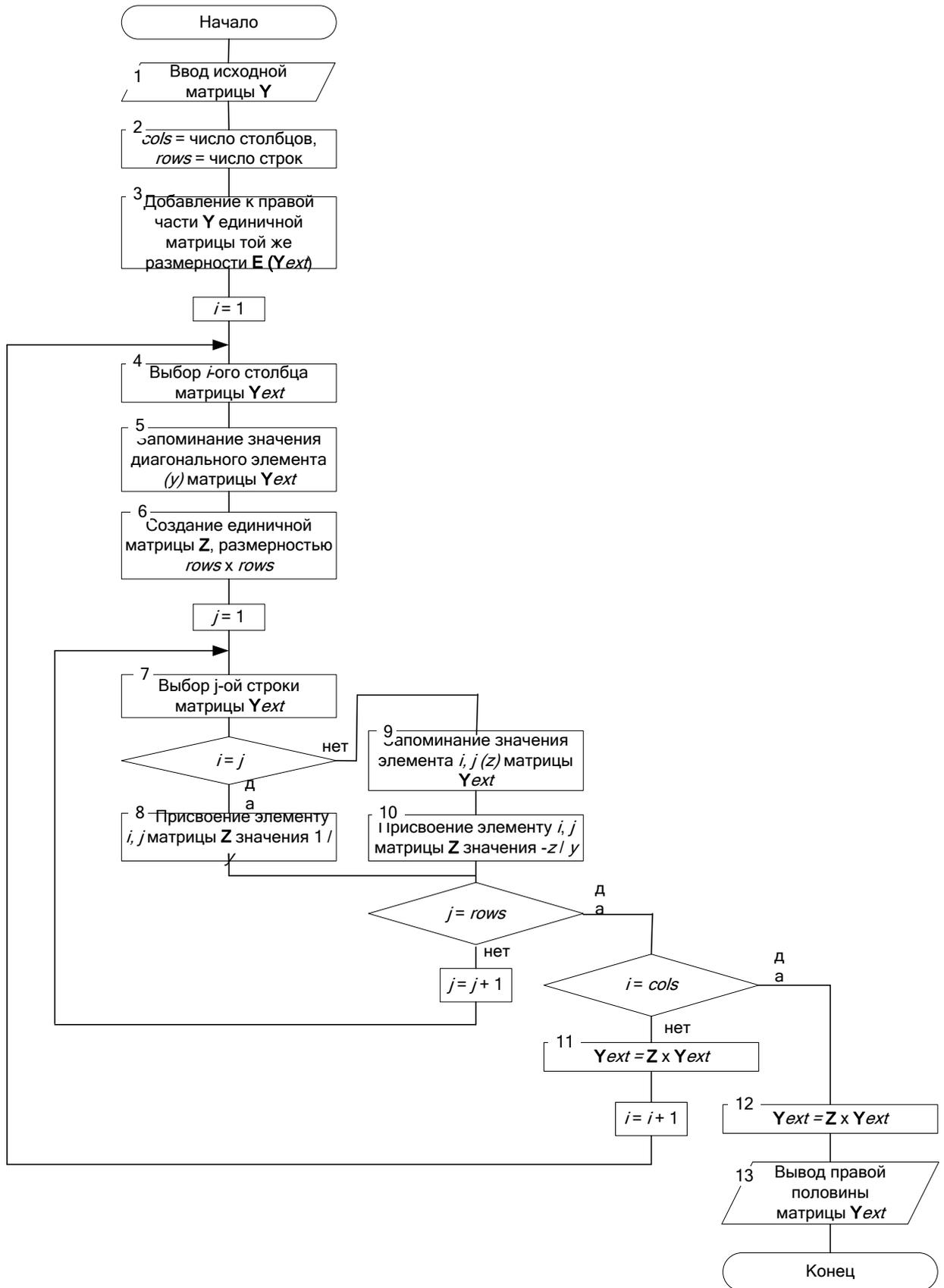


Рисунок 2.8 – Алгоритм нахождения обратной матрицы методом Жордана-Гаусса

Блок 1. Блок обеспечивает ввод в алгоритм исходной матрицы.

Блок 2. Блок обеспечивает сохранение числа столбцов и строк исходной матрицы в переменные *cols* и *rows* соответственно.

Блок 3. Добавление к правой части **Y** единичной матрицы **E** той же размерности (*Yext*) (схема дополнения исходной матрицы **Y** единичной матрицей **E** приведена на рисунке 2.9).

$$\left\{ \begin{array}{cccc} y_{11} & y_{12} & \dots & y_{1n} \\ y_{21} & y_{22} & \dots & y_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ y_{n1} & y_{n2} & \dots & y_{nn} \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{cccc|cccc} y_{11} & y_{12} & \dots & y_{1n} & 1 & 0 & \dots & 0 \\ y_{21} & y_{22} & \dots & y_{2n} & 0 & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots \\ y_{n1} & y_{n2} & \dots & y_{nn} & 0 & 0 & \dots & 1 \end{array} \right\}$$

Рисунок 2.9 – Дополнение исходной матрицы **Y** единичной матрицей **E**

Блок 4. Выбор *i*-го столбца из матрицы *Yext*.

Блок 5. Запоминание значения диагонального элемента столбца *i* матрицы *Yext* в переменную *y*.

Блок 6. Создание единичной матрицы **Z** размерностью *rows* x *rows*.

Блок 7. Выбор *j*-ой строки из матрицы *Yext*.

Блок 8. Присвоение элементу из строки *i* столбца *j* матрицы **Z** значения $1/y$.

Блок 9. Запоминание значения элемента из строки *i* столбца *j* матрицы *Yext* в переменную *z*.

Блок 10. Присвоение элементу из строки *i* столбца *j* матрицы **Z** значения $-z/y$.

Блоки 11, 12. Нахождение новой матрицы *Yext* путем умножения матриц **Z** и прежней *Yext*.

Блок 13. Вывод получившейся искомой обратной матрицы – правой половины матрицы *Yext* (схема получения искомой обратной матрицы из расширенной приведена на рисунке 2.10).

$$\left\{ \begin{array}{cccc|cccc} 1 & 0 & \dots & 0 & z_{11} & z_{12} & \dots & z_{1n} \\ 0 & 1 & \dots & 0 & z_{21} & z_{22} & \dots & z_{2n} \\ \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & 1 & z_{n1} & z_{n2} & \dots & z_{nn} \end{array} \right\} \Rightarrow \left\{ \begin{array}{cccc} z_{11} & z_{12} & \dots & z_{1n} \\ z_{21} & z_{22} & \dots & z_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ z_{n1} & z_{n2} & \dots & z_{nn} \end{array} \right\}$$

Рисунок 2.10 – Получение искомой обратной матрицы из расширенной

В отличие от «классических» методов приведения к базисному уровню (через коэффициенты трансформации последовательно соединенных трансформаторов), используемых при матрично-топологическом подходе [19, 242], предложенный метод позволяет реализовать подключение к различным ступеням трансформации дополнительных источников ЭДС, а также учесть подпитку от двигательной нагрузки в аварийных режимах на различных ступенях трансформации схемы электроснабжения предприятия.

Данный метод может также применяться при настройке систем регулирования возбуждения генераторов, чтобы проверить соответствие напряжений возбуждения системы узловым напряжениям (варьируя напряжения возбуждения, можно построить модель влияния напряжений возбуждения генераторов (U_f) на узловые напряжения ЭЭС (U) при условии, что в системе отсутствуют автоматические регуляторы возбуждения) [110, 253].

2.4. Моделирование динамических режимов электроэнергетических систем предприятий

Алгоритм расчета динамических режимов ЭЭС предприятий является двухэтапным. Сначала рассчитываются узловые напряжения по выражениям, составленным из уравнений в единой обобщенной форме записи (2.1). Затем решаются дифференциальные уравнения и находятся токи. Процедура

повторяется на каждом шаге численного интегрирования дифференциальных уравнений элементов.

Данный алгоритм относится к методам «структурного моделирования» [1, 109], когда алгоритм расчета «повторяет» структуру системы, т.е. каждый структурный элемент моделируется по отдельности, а влияние всех остальных структурных элементов учитывается изменением напряжения, приложенного к данному структурному элементу. Напряжение определяется по выражению (2.1) на каждом шаге численного интегрирования дифференциальных уравнений элементов системы, т.е. напряжение зависит от всех элементов, составляющих ЭЭС. Итерации при этом требуются для учета нелинейностей, вызванных заданием мощностей в узлах [111].

Указанные методы можно классифицировать по скорости сходимости, надежности получения решения, требуемому объему оперативной памяти ЭВМ для расчета, гибкости и простоте алгоритма, универсальности [4, 30, 58, 228, 251].

Наиболее оптимальным решением, позволяющим получить заданную точность решения сложных систем дифференциальных уравнений с учетом возможностей современных ЭВМ, является использование следующих методов [182, 226]:

- одноточечного метода Рунге-Кутты четвертого порядка, позволяющего получить сравнительно точное решение с использованием информации на одной предыдущей точке;

- метода Адамса-Башфорта четвертого порядка, использующего информацию на четырех предыдущих точках. Использование метода Адамса-Башворта повышает точность решения без изменения шага, но требует расчета стартовых точек.

- метода Адамса-Моултона, использующего прогноз на основе метода Адамса-Башфорта четвертого порядка и осуществляющего дальнейшую коррекцию, что приводит к получению наивысшей точности решения дифференциальных уравнений. Кроме того, метод прогноза и коррекции может

использоваться с автоматическим выбором шага, что приводит к универсальному методу.

Базовым расчетом для анализа динамических режимов ЭЭС ПМСО является расчет стационарного режима ЭЭС на основе УУН.

С учетом вышеизложенного, реализация алгоритма расчета динамических режимов ЭЭС представлена следующими вычислительными процедурами [110]:

1) формирование расчетной схемы ЭЭС (определение конфигурации ЭЭС, топологии сети).

Формирование клеточной матрицы структуры (инцидентности) $\mathbf{\Pi}$, элементами матрицы являются нулевые матрицы или матрицы преобразований (в соответствии с (2.167)):

$$\mathbf{\Pi} = \begin{cases} \begin{pmatrix} -\cos \delta_{ij} & \sin \delta_{ij} \\ -\sin \delta_{ij} & -\cos \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви идет к узлу,} \\ \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви исходит из узла,} \\ \mathbf{0}, & \text{если ветвь не инцидентна узлу,} \end{cases}$$

где δ_{ij} – угол между координатами, в которых моделируется структурный элемент.

Расчет матрицы $\mathbf{\Pi}'$, элементами которой являются нулевые клетки или клетки производных элементов матриц структуры (инцидентности):

$$\mathbf{\Pi}' = \begin{cases} \begin{pmatrix} \dot{\delta}_{ij} \sin \delta_{ij} & \dot{\delta}_{ij} \cos \delta_{ij} \\ -\dot{\delta}_{ij} \cos \delta_{ij} & \dot{\delta}_{ij} \sin \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви идет к узлу,} \\ \begin{pmatrix} -\dot{\delta}_{ij} \sin \delta_{ij} & -\dot{\delta}_{ij} \cos \delta_{ij} \\ \dot{\delta}_{ij} \cos \delta_{ij} & -\dot{\delta}_{ij} \sin \delta_{ij} \end{pmatrix}, & \text{если направление ветви исходит из узла,} \\ \mathbf{0}, & \text{если ветвь не инцидентна узлу;} \end{cases} \quad (2.187)$$

2) формирование уравнений структурных элементов в форме (2.1):

– для синхронных генераторов, синхронных двигателей:

$$p\mathbf{I}_i = \pm \mathbf{A}_i \mathbf{U}_i - \mathbf{B}_i \mathbf{I}_i - \mathbf{H}_i, \quad (2.188)$$

– для линий электропередачи и трансформаторов:

$$p\mathbf{I}_i = \mathbf{A}_i \mathbf{U}_{ij} - \mathbf{B}_i \mathbf{I}_i, \quad (2.189)$$

– для остальных элементов:

$$p\mathbf{I}_i = \mathbf{A}_i \mathbf{U}_i - \mathbf{B}_i \mathbf{I}_i, \quad (2.190)$$

где i – номер структурного элемента системы;

j – номер структурного элемента системы, соседнего с i -м элементом,

\mathbf{U}_{ij} – напряжения между соседними i -м и j -м узлами, соединенными линией электропередачи или трансформатором, определяются в соответствии с (2.122) или (2.132):

$$\mathbf{U}_{ij} = \begin{pmatrix} \cos \delta_{ij} & -\sin \delta_{ij} \\ \sin \delta_{ij} & \cos \delta_{ij} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U_{dj} \\ U_{qj} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} U_{di} \\ U_{qi} \end{pmatrix}.$$

Перевод введённых оператором паспортных значений параметров элементов ЭТК в параметры схемы замещения (при этом определяются номинальные, переходные и сверхпереходные параметры схемы замещения ЭЭС предприятия).

Внешние условия задаются следующими переменными:

$U_{f(1...n)}$ – напряжения возбуждения генераторов ($1...n$), где n – количество генераторов системы,

$\omega_{\text{АД}(1...m)}$, об/мин – угловые скорости асинхронных двигателей системы ($1...m$), где m – количество асинхронных двигателей системы,

δ_{ij} – относительные углы между магнитными осями i -го генератора и j -го генератора системы.

Начальные условия отражают тот или иной стационарный (квазистационарный) режим, предшествующий переходному;

3) установление базисного уровня напряжения $U_{\text{б}}$, В. Расчет коэффициентов приведения каждого элемента ЭЭС предприятия к базисному уровню (в соответствии с (2.172)):

$$k_{\text{при}} = U_{\text{б}} / U_{\text{ни}};$$

4) формирование клеточной матрицы $\overset{\circ}{\mathbf{W}}$, составленной из правых частей уравнений в форме (2.1):

$$\overset{\circ}{\mathbf{W}} = \begin{pmatrix} -\overset{\circ}{\mathbf{B}}_1 \overset{\circ}{\mathbf{I}}_1 - \overset{\circ}{\mathbf{H}}_1 \\ -\overset{\circ}{\mathbf{B}}_2 \overset{\circ}{\mathbf{I}}_2 - \overset{\circ}{\mathbf{H}}_2 \\ \vdots \\ -\overset{\circ}{\mathbf{B}}_i \overset{\circ}{\mathbf{I}}_i - \overset{\circ}{\mathbf{H}}_i \end{pmatrix}, \quad (2.191)$$

где элементы вектора-столбца $\overset{\circ}{\mathbf{H}}$ формируются в соответствии с (2.173)–(2.175):

$$[\overset{\circ}{H}_i] = \begin{cases} \overset{\circ}{\mathbf{E}}_i, & i \in EES, \\ \overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi}, & i \in SM, \\ \mathbf{0}, & i \in L, i \notin SM, \end{cases}$$

$$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_i = k_{\text{пр}i} \cdot \mathbf{E}_i,$$

$$\overset{\circ}{\mathbf{E}}_{qi} = U_{\text{б}} \cdot \mathbf{E}_{qi},$$

$\overset{\circ}{\mathbf{B}}_i$ – приведенные к базисной ступени матрицы \mathbf{B}_i структурных элементов ЭТК:

$$\overset{\circ}{\mathbf{B}}_i = k_{\text{пр}i}^2 \cdot \mathbf{B}_i, \quad (2.192)$$

где i – индекс структурного элемента.

Из выражений (2.12), (2.74), (2.115), (2.120), (2.130), (2.152) видно, что размерности матриц \mathbf{B}_i различных типов структурных элементов ЭТК отличаются друг от друга, соответственно, размерность матрицы $\overset{\circ}{\mathbf{W}}$ зависит от количества и состава структурных элементов ЭТК.

Поэтому для согласования матричных операций с уравнением (2.1) соответствующие, дополнительные, клетки матрицы $\overset{\circ}{\mathbf{W}}$ дополняются нулевыми элементами [17, 36, 111];

5) формирование блочной квазидиагональной матрицы $\overset{\circ}{\mathbf{A}}$ элементов ЭТК (в соответствии с (2.176), (2.177)):

$$[\overset{\circ}{A}_{ij}] = \begin{cases} \overset{\circ}{\mathbf{A}}_i, & i = j, \\ \mathbf{0}, & i \neq j, \end{cases}$$

где i – индекс структурного элемента, $j = \overline{1..i}$,

$$\overset{\circ}{\mathbf{A}}_i = k_{\text{пр}i}^2 \cdot \mathbf{A}_i;$$

6) формирование УУН. Расчет напряжений в узлах системы на каждом шаге расчета:

$$\mathbf{\Pi} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{A}} \cdot \mathbf{\Pi}^T \cdot \overset{\circ}{\mathbf{U}} = \mathbf{\Pi} \cdot \overset{\circ}{\mathbf{W}} - \mathbf{\Pi}' \cdot \overset{\circ}{\mathbf{I}}; \quad (2.193)$$

7) расчет по дифференциальным уравнениям токов в элементах системы;

Использование метода Рунге-Кутты 4-го порядка позволяет получить сравнительно точное решение с использованием информации только на одной предыдущей точке [182]. Алгоритм решения дифференциального уравнения методом Рунге-Кутты представлен на рисунке 2.11 и состоит из следующих вычислительных блоков.

Блок 1 обеспечивает ввод значения искомой величины на предыдущем шаге.

Блок 2 обеспечивает ввод уравнения ($y(x)$) для поиска искомой величины.

Блок 3 обеспечивает ввод текущего шага расчета h .

Блок 4 обеспечивает последовательный расчет коэффициентов Рунге-Кутты по уравнению y с учетом шага h :

1) расчет коэффициента k_1 ;

2) расчет коэффициента k_2 , при этом для его расчета используется коэффициент k_1 ;

3) расчет коэффициента k_3 , при этом для его расчета используется коэффициент k_2 ;

4) расчет коэффициента k_4 , при этом для его расчета используется коэффициент k_3 .



Рисунок 2.11 – Алгоритм решения дифференциального уравнения методом Рунге-Кутты 4-го порядка

Блок 5 обеспечивает вычисление приращения искомой величины dx по полученным коэффициентам $k_1 \dots k_4$.

Блок 6 обеспечивает вычисление величины x на текущем шаге по значению на предыдущем шаге и вычисленному dx .

Блок 7 обеспечивает вывод искомой величины x .

После расчета параметров всех элементов происходит переход к началу (если на предыдущем шаге рассчитывался статический режим) или к следующей итерации расчета динамического режима. Расчет производится в течение заданного промежутка времени [182].

8) расчет параметров ЭЭС предприятия (активных и реактивных мощностей всех элементов, моментов электрических машин, потокосцеплений).

Расчет напряжений и токов всех элементов системы производится в течение заданного числа шагов. В разработанных программных комплексах [143, 196, 199, 200] предусмотрен диалоговый режим оператора для изменения текущих условий моделирования (возврат к п.2);

9) переход от приведенных значений параметров i -го элемента, полученных относительно базового условия, к реальным (в соответствии с (2.180), (2.181)):

$$U_i = \frac{1}{k_{\text{пр}i}} \cdot \overset{\circ}{U}_i,$$

$$I_i = k_{\text{пр}i} \cdot \overset{\circ}{I}_i.$$

Расчеты стационарных и динамических режимов электроэнергетических систем являются основой для таких практических задач, решаемых в энергетических подразделениях предприятий, как:

– расчет параметров ЭЭС при номинальном и нештатных режимах с учетом и без учета двигательной нагрузки,

– проверка правильности используемого электротехнического оборудования на электродинамическую и термическую стойкость;

– оценка правильности принятия технических решений при установке нового (замене, модернизации) электротехнического оборудования, изменении топологии ЭЭС, выводе в ремонт (резерв) распределительных устройств (РУ) с автоматическим расчетом параметров и уставок релейной защиты и автоматики (РЗА), и др.

2.5. Выводы по главе 2

1. Разработан подход к моделированию режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе принципов и способов организации автоматизированного формирования математического описания электротехнических систем сложной структуры, в том числе в условиях неопределенности и неполноты информации.

2. Сформирована открытая база типовых моделей элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, используемая при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры. Использование математических моделей элементов на основе дифференциальных уравнений в осях Парка-Горева, вращающихся вместе с ротором синхронного генератора, позволяет избавиться от переменных коэффициентов в большинстве дифференциальных уравнений элементов.

3. Программно реализованы модифицированные методики расчета параметров схем замещения синхронных двигателей с использованием аналитических выражений эквивалентных комплексных сопряженных сопротивлений по продольной и поперечной осям в асинхронном и синхронном режимах.

4. Программно реализована модифицированная методика расчета параметров схемы замещения асинхронных двигателей, отличающаяся от известных методик представлением роторной обмотки асинхронного двигателя в виде двух параллельно включенных контуров с постоянными активными и реактивными сопротивлениями.

5. Модифицирован метод расчета режимов электроэнергетических систем произвольной структуры на основе уравнений узловых напряжений, отличающийся отсутствием приведения элементов ЭЭС к каждой ступени трансформации.

6. Разработаны и программно реализованы алгоритмы расчета динамического режима при компьютерном моделировании электроэнергетических систем произвольной топологии. Алгоритм нахождения обратной матрицы в уравнениях узловых напряжений основан на методе Жордана-Гаусса. При расчете динамического режима предлагается использовать метод Рунге-Кутты 4-го порядка, который позволяет получить сравнительно точное решение с использованием информации только на одной предыдущей точке. В приложении А рассмотрены аспекты алгоритмизации взаимодействия структурных элементов при моделировании электроэнергетических систем

7. Использование графа электрической цепи в полной форме (когда на одной ветви может быть расположен только один элемент цепи), несмотря на свою избыточность, является более простой в реализации. В этом случае ветви графа можно сопоставить элементам электрической цепи. Рассматриваемый подход в свете развития информационных технологий позволяет автоматизировать не только отдельные этапы проектирования, расчета и анализа функционирования электроэнергетической системы, но и принимать во внимание взаимосвязь всех этапов жизненного цикла электротехнического оборудования, начиная от проектной стадии и заканчивая выводом оборудования из эксплуатации.

3. Энергоинформационное моделирование электротехнических комплексов

3.1. Математический аппарат и структура энергоинформационной модели электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Усложнение «мобильных» структур и топологии ЭЭС предприятий (с задачами перерасчета селективности защит, размещения источников генерации), необходимость адаптации к характеру технологического процесса режимов функционирования ЭТК (с учетом непрерывного увеличения степени интеллектуализации электротехнического оборудования), внедрение современных систем мониторинга и технической диагностики (на основе технологии *Smart Grid*) требуют дальнейшего развития теории моделирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли в части повышения научного уровня методов исследования, оценки состояния, моделирования, прогнозирования и расчета режимов функционирования ЭТК, особенно в условиях неопределенности и неполноты информации.

Предлагается перейти от «классического» функционала уравнений (2.1) к функционалу, содержащему большую информацию о техническом состоянии элементов ЭТК (а не только номинальные (паспортные) параметры).

Как уже отмечалось в п.1.3, в работах [70, 87, 88] рассматриваются методы информационной декомпозиции электроэнергетических систем.

Разработанный подход к построению энергоинформационной модели электротехнических комплексов отличается от рассмотренных и состоит в том, что информационное «насыщение» матриц осуществляется за счет расширения их размерности (т.е. блочного строительства). Это, с одной стороны, дает возможность наполнения матриц нулевыми элементами. С другой стороны, использование особенностей такой конструкции расширенных матриц дает

возможность автоматически использовать «расширенные» уравнения (2.1) для экспресс-решения отдельных задач функционирования элементов ЭТК (предусматривающих не только расчет и анализ режимов ЭЭС, но оперативное изменение структурной топологии системы, автоматический расчет параметров противоаварийной автоматики, учет данных о техническом состоянии электротехнического оборудования, и др.).

Утверждение о том, что один и тот же граф может соответствовать различным физическим представлениям объектов, рассматривалось в работе А. Брамеллера, Р. Аллана, Я. Хэмэма [17]. Сети, имеющую различную физическую природу, но одинаковую схему соединения узлов и ветвей, аналогичны и могут исследоваться одинаковыми математическими методами, хотя описывающие их основные уравнения могут быть различны [17, 187].

Перечислим основные требования к «расширенной» системе уравнений энергоинформационной модели ЭТК [141, 148, 325]:

1) возможность простыми аналитическими методами из «расширенной» системы уравнений получить систему уравнений (2.1);

2) наличие в «расширенной» системе уравнений всей необходимой информации о ТС элементов ЭТК, при этом под информацией понимаются не только численные значения переменных, но и функционал системы информационной поддержки управления ЖЦ элементов ЭТК.

Таким образом, энергоинформационную модель электротехнического комплекса можно представить в виде:

$$\hat{\mathbf{P}} \cdot \mathbf{C} \cdot \hat{\mathbf{P}}^T \cdot \hat{\mathbf{U}} = \hat{\mathbf{P}} \cdot \hat{\mathbf{W}} - \hat{\mathbf{P}}' \cdot \hat{\mathbf{I}}, \quad (3.1)$$

где \mathbf{C} – блочная квазидиагональная матрица состояния элементов ЭТК:

$$\mathbf{C} = \begin{pmatrix} \left(\begin{array}{cccc} \mathbf{A}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{A}_{nn} \end{array} \right) & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \left(\begin{array}{cccc} \mathbf{M}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{M}_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{M}_{nn} \end{array} \right) & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \left(\begin{array}{cccc} \mathbf{X}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{X}_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{X}_{nn} \end{array} \right) & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \left(\begin{array}{cccc} \mathbf{P}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{P}_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{P}_{nn} \end{array} \right) \end{pmatrix} \quad (3.2)$$

Решение энергоинформационной модели представляется в виде

$$\mathbf{C} = \mathbf{A} \oplus \mathbf{M} \oplus \mathbf{X} \oplus \mathbf{P}, \quad (3.3)$$

где \mathbf{A} – блочная квазидиагональная матрица проводимостей элементов ЭТК,

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} \mathbf{A}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{A}_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{A}_{nn} \end{pmatrix}; \quad (3.4)$$

\mathbf{M} – блочная квазидиагональная матрица компонентов управления жизненным циклом ЭТК,

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} \mathbf{M}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{M}_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{M}_{nn} \end{pmatrix}; \quad (3.5)$$

\mathbf{X} – блочная квазидиагональная матрица основных диагностируемых параметров элементов ЭТК,

$$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} \mathbf{X}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{X}_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{X}_{nn} \end{pmatrix}; \quad (3.6)$$

\mathbf{P} – блочная квазидиагональная матрица, в ячейках которой находятся значения моделей развития повреждений для элементов ЭТК в определенный момент времени,

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} \mathbf{P}_{11} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \mathbf{P}_{22} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & \dots & \mathbf{P}_{nn} \end{pmatrix}. \quad (3.7)$$

Введем линейные операторы $\mathbf{R}_1, \dots, \mathbf{R}_4$ для отображений \mathbf{C} при анализе ключевых режимов управления ЖЦ ЭТК ПМСО:

1) расчет электрических режимов электроэнергетической системы предприятия:

$$\mathbf{R}_1 \mathbf{C} = \mathbf{A}. \quad (3.8)$$

Данному оператору \mathbf{R}_1 отвечает матрица проводимостей ветвей $\mathbf{A} = \bigoplus_{i=1}^n \mathbf{A}_{ii}$.

Уравнение (3.1) в этом случае трансформируется в уравнение (2.193). Отметим, что данный режим является основным в энергоинформационной модели ЭТК ПМСО;

2) выбор средств управления жизненным циклом элементов ЭТК ПМСО:

$$\mathbf{R}_2 \mathbf{C} = \mathbf{M}, \quad \mathbf{M} = \bigoplus_{i=1}^n \mathbf{M}_{ii}, \quad (3.9)$$

где $\mathbf{M}_{ii} = [\mathbf{M}_{ii}^{(1)} \quad \mathbf{M}_{ii}^{(2)} \quad \dots \quad \mathbf{M}_{ii}^{(k)}]^T$ – вектор-столбец средств управления жизненным циклом элементов ЭТК; k – количество уровней управления ЖЦ ЭТК.

Каждому из уровней соответствует своя подматрица средств управления

$\mathbf{M}_{ii}^{(k)}(k, 1) \in \mathbf{M}_{ii}$ (в соответствии с рисунком 1.3):

$$\begin{aligned} \mathbf{M}_{ii}^{(k)} &= ES \cap DB \cap KB \cap CSDB \cap CSKB \cap PC \cap PS \cap HW \cap SW = \\ &= \{es \in ES, db \in DB, kb \in KB, csdb \in CSDB, cskb \in CSKB, pc \in PC, ps \in PS, \\ &\quad hw \in HW, sw \in SW\} \end{aligned} \quad (3.10)$$

где ES – стандарты предприятия, DB – базы данных, KB – базы знаний, $CSDB$ – системы управления базами данных, $CSKB$ – системы управления базами знаний, PC – технологические карты, PS – технологические регламенты, HW – программно-техническое обеспечение, SW – математическое (алгоритмическое) обеспечение,

$$\mathbf{M}_{ii} := \begin{cases} \mathbf{M}_{ii}, & j=1, \\ \mathbf{K} \cdot \mathbf{M}_{ii}, & j=2 \dots k, \end{cases} \quad (3.11)$$

где j – порядковый номер уровня управления ЖЦ ЭТК,

$$\mathbf{K}_{k,k} = \begin{bmatrix} 0 & \dots & \dots & \dots & 1 & \dots & \dots & \dots \\ \vdots & 1 & & & \vdots & & & \\ \vdots & & \ddots & & \vdots & & & \\ \vdots & & & 1 & \vdots & & & \\ 1 & \dots & \dots & \dots & 0 & \dots & \dots & \dots \\ \vdots & & & & \vdots & 1 & & \\ \vdots & & & & \vdots & & \ddots & \\ \vdots & & & & \vdots & & & 1 \end{bmatrix} - j\text{-я строка, } j=2 \dots k, \quad (3.12)$$

j -й столбец

$$K_{fg} = \begin{cases} 1, & \text{если } f = g \notin \{1; j\}, \\ 1, & \text{если } f = 1, g = j, \\ 1, & \text{если } f = j, g = 1, \\ 0, & \text{в остальных случаях,} \end{cases} \quad j=2 \dots k. \quad (3.13)$$

В соответствии с обозначенными в п.1.1 положениями количество уровней управления ЖЦ ЭТК соответствует уровням адекватности оценок о техническом состоянии элементов ЭТК для принятия решений по различного рода воздействиям.

Первый уровень ($k = 1$) соответствует идентификации ТС по параметру отказов или интенсивности восстановлений:

$$k = 1: \mathbf{M}_{ii} := \mathbf{M}_{ii}, \quad (3.14)$$

Второй уровень ($k = 2$) соответствует идентификации ТС по вероятностным характеристикам дефектов и повреждений, выявленных в определенные моменты времени:

$$k = 2: \mathbf{M}_{ii} := \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{M}_{ii}, \quad (3.15)$$

Третий уровень ($k = 3$) соответствует идентификации ТС по непрерывно контролируемым технологическим параметрам, характеризующим ТС элементов оборудования:

$$k = 3: \mathbf{M}_{ii} := \begin{bmatrix} 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 \end{bmatrix} \cdot \mathbf{M}_{ii}; \quad (3.16)$$

3) анализ основных диагностируемых параметров элементов ЭТК ПМСО:

$$\mathbf{R}_3 \mathbf{C} = \mathbf{X}, \quad \mathbf{X} = \bigoplus_{i=1}^n \mathbf{X}_{ii}; \quad (3.17)$$

4) выбор модели развития повреждения (прогнозной модели) для элемента ЭТК в определенный момент времени:

$$\mathbf{R}_4 \mathbf{C} = \mathbf{P}, \quad \mathbf{P} = \bigoplus_{i=1}^n \mathbf{P}_{ii}. \quad (3.18)$$

Для решения поставленных задач по критерию взаимодействия в энергоинформационной модели проведена типизация элементов ЭТК ПМСО (таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Типизация элементов ЭТК ПМСО по критерию взаимодействия в энергоинформационной модели

№	Тип элемента ЭТК ПМСО	Электроэнергетический признак	Признак наличия переменных магнитного поля	Механический признак	Информационный признак
1	Источники электрической энергии (промышленная или автономная сеть, генераторы)	+	+	+	+
2	Преобразовательные элементы, трансформаторы	+	+	-	+
3	Распределительные элементы (линии электропередачи, шинопроводы, реакторы)	+	-	-	+
4	Вращающиеся электрические машины	+	+	+	+
5	Статическая нагрузка	+	-	-	+
6	Механическая нагрузка, ГТУ, газопоршневые установки, насосные установки	-	-	+	+
7	Устройства управления и регулирования – ПА, коммутационная аппаратура	+	-	-	+
8	Устройства управления и регулирования (автоматические регуляторы возбуждения, системы автоматического регулирования ГТУ и др.)	-	-	-	+
9	Элементы активно-адаптивных сетей <i>Smart Grid/ MicroGrid</i> (<i>Smart Metering</i> (интеллектуальные счетчики), <i>Dynamic Grid Management</i> (динамическое управление мини-электроэнергетическими системами), <i>Demand Response</i> (регулирование спроса))	+	-	-	+
10	Элементы SCADA-систем, телеметрия	-	-	-	+
11	Элементы MDAC, системы мониторинга и технической диагностики	-	-	-	+

Данная типизация соответствует структуре, представленной на рисунке 1.1. Элементы, представленные на поз.1–6 таблицы 3.1, отвечают за формирование «силового канала» ЭТК. Элементы, представленные на поз.7–11 таблицы 3.1, отвечают в основном за формирование информационного компонента.

Структурную схему энергоинформационной модели электротехнического комплекса можно представить в виде следующих блоков (рисунок 3.1):

(1) Модель электротехнического комплекса предприятия, состоящая из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(1.1) Схема электроснабжения – установление связей между элементами электротехнического комплекса предприятия;

(1.2) База стандартных типов электротехнического оборудования – хранение параметров и характеристик различных типов ЭО;

(1.3) База электротехнического оборудования – хранение паспортных и расчетных параметров и характеристик ЭО;

(1.4) Справочник стандартных моделей электротехнического оборудования – хранение математических моделей различного типового ЭО в осях (d, q) ;

(1.5) База типов обслуживания электротехнического оборудования – методическое обеспечение обслуживания различных типов ЭО;

(1.6) Справочник технологических регламентов – хранение технологических регламентов по техническому обслуживанию и ремонту ЭО;

(1.7) База технологических карт – хранение технологических карт по техническому обслуживанию и ремонту ЭО;

(1.8) База истории обслуживания электротехнического оборудования – хранение информации о начале и окончании выполнения комплекса типов действий и хранение идентификаторов показателей успешности их выполнения;

(1.9) База параметров электротехнического оборудования – хранение диагностируемых параметров электротехнического оборудования;

2) Блок редактирования, состоящий из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(2.1) Редактор схем – составление и редактирование схем ЭС;

(2.2) Редактор параметров – редактирование параметров элементов схемы ЭС;

(2.3) Редактор моделей – редактирование моделей элементов;

(2.4) Редактор режимов отображения – установление различных режимов отображения элементов и параметров элементов схемы ЭС в режиме моделирования;

(3) Блок моделирования, состоящий из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(3.1) Блок расчета стационарного и квазистационарного режимов – моделирование номинального установившегося (определение напряжений в узловых точках моделируемой схемы ЭС и численных значений тока в сетевых элементах) и квазистационарного (предполагает учет влияния ЭДС самоиндукции двигательной нагрузки) режимов;

(3.2) Блок расчета динамических режимов – алгоритм расчета динамических переходных процессов, в соответствии с п. 2.4, является двухэтапным [78, 107]: сначала рассчитываются узловые напряжения, затем решаются дифференциальные уравнения и находятся токи (процедура повторяется на каждом шаге численного интегрирования дифференциальных уравнений элементов);

(3.3) Блок расчета параметров релейной защиты и автоматики – расчет параметров релейной защиты и автоматики;

(3.4) Блок расчета режимов короткого замыкания – расчет стационарного и квазистационарного режимов КЗ с учетом и без учета двигательной подпитки;

(3.5) Блок проверки возможности самозапуска двигателей – проверка возможности самозапуска электродвигателей;

(3.6) Блок расчета емкостных токов короткого замыкания – расчет емкостных токов КЗ;

(3.7) Интерпретатор моделей элементов – перевод математического описания модели (хранится в блоке (1.4)) в последовательность операций (алгоритм);

(4) Блок анализа, состоящий из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(4.1) Блок проверки правильности выбора электротехнического оборудования на электродинамическую и термическую стойкость – индикативный анализ элементов схемы ЭС на электродинамическую и термическую стойкость;

(4.2) Блок выбора сечения переносных заземлений – выбор оптимального сечения переносных заземлений;

(4.3) Блок выбора оптимальной структуры схемы электроснабжения – расчет схемы электроснабжения на основе структурно-параметрической оптимизации;

(4.4) Блок оптимального выбора трансформаторов по условиям нагрузки – выбор модели трансформатора (из блока (1.4)) с учетом нагрузки и режима работы;

(4.5) Блок оптимального выбора линий электропередачи по условиям нагрузки – выбор сечения и материала (из блока (1.4)) в зависимости от протяженности и нагрузки ЛЭП;

(4.6) Блок анализа графиков обслуживания электротехнического оборудования – анализ комплекса мероприятий по обеспечению работоспособности ЭО (как для отдельного элемента ЭТК, так и для группы элементов);

(5) Конвертер с системами мониторинга и диагностики, *SCADA*-системами, *SmartGrid/MicroGrid*, развернутыми на предприятии, – установление программно-аппаратной связи между базой параметров электротехнического оборудования (блок (1.9)) и системами мониторинга, технической диагностики, *SCADA*-системами и активно-адаптивными сетями;

(6) Блок отображения, состоящий из компонентов, обеспечивающих следующий функционал:

(6.1) Интерфейс схем – графическое отображение элементов схемы (цвет, размер, изображение на экране, фон) при выводе на экран и печатные устройства, а также обработка горячих клавиш, перемещение устройства типа «мышь»;

(6.2) Блок формирования отчетов о параметрах и режимах работы схемы ЭС – формирование отчетов, внешний вид которых задается в настройках программы, с возможностью экспорта в офисные программы и печати;

(6.3) Блок технического учета и планирования обслуживания электротехнического оборудования – поддержка проведения технического учета (в том числе составление графика планово-предупредительных ремонтов (ППР)), расчет и вывод межремонтных интервалов ЭО, определение типов обслуживания и необходимых для обслуживания ресурсов.

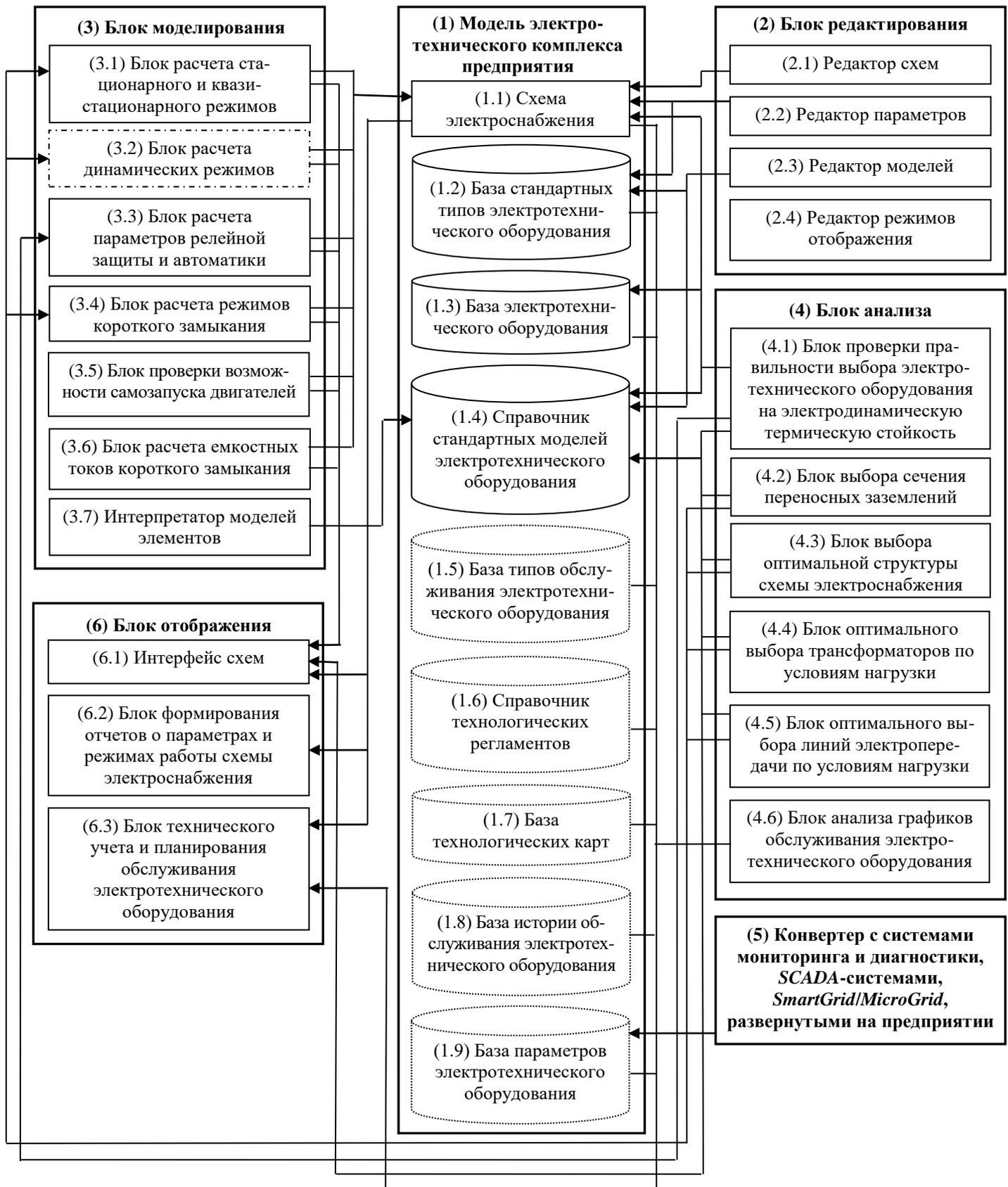


Рисунок 3.1 – Структурная схема энергоинформационной модели электротехнического комплекса

Функциональная схема взаимодействия отдельных составляющих расчета энергоинформационной модели ЭТК представлена на рисунке 3.2.

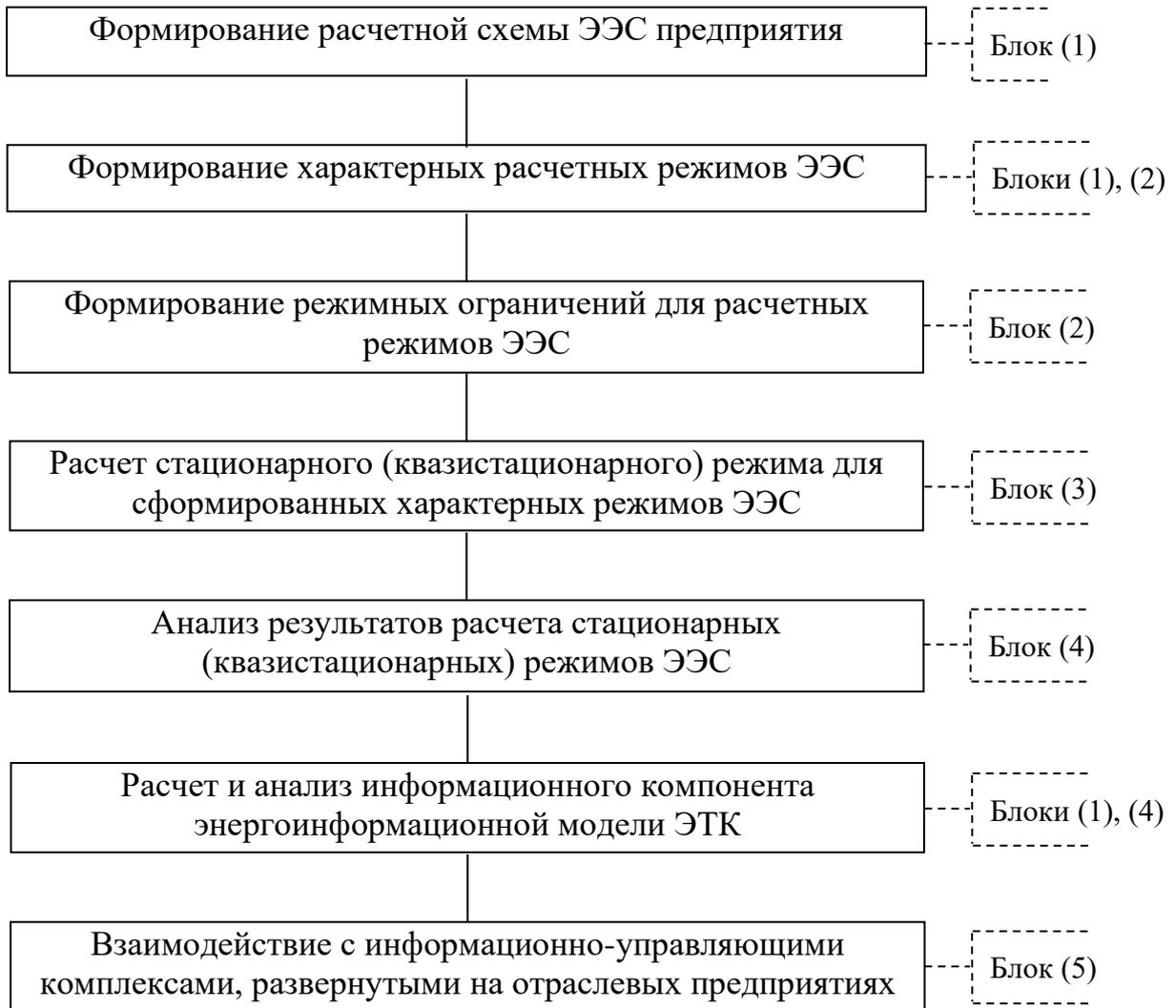


Рисунок 3.2 – Функциональная схема взаимодействия отдельных составляющих расчета энергоинформационной модели

Как уже отмечалось, иницирующим расчетом энергоинформационной модели является расчет стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС ПМСО.

3.2. Информационное обеспечение энергоинформационной модели электротехнических комплексов

Для разработки информационного компонента энергоинформационной модели ЭТК применим объектно-ориентированный подход построения информационных систем на основе открытого стандарта *UML (Unified Modeling Language – унифицированный язык моделирования)* [309]. При таком подходе объектные базы данных организованы как объекты и ссылки к объектам. Объект представляет собой данные и правила, по которым осуществляются операции с этими данными. Объект включает метод, который является частью определения объекта и запоминается вместе с объектом. В объектных БД данные запоминаются как объекты, классифицированные по типам классов и организованные в иерархическое семейство классов. Таким образом, объекты принадлежат классу (множеству объектов с одинаковыми свойствами), классы организованы в иерархии [309].

Для алгоритмической и программной реализации взаимодействия элементов ЭТК в энергоинформационной модели сформирована модель иерархии элементов ЭТК, основанная на следующих признаках [136, 151, 153, 215, 222, 230]:

Тип оборудования – определяет принадлежность каждого отдельного элемента ЭТК к определенному классу ЭО.

Стандартный тип оборудования – позволяет дифференцировать тип ЭО посредством выделения подкласса элементов, отдельные характеристики которых идентичны.

Каждый отдельный элемент ЭТК соответствует определенному типу оборудования, но может не соответствовать ни одному из его стандартных типов.

Следовательно, необходимо выделить признак *неопределенного стандартного типа* оборудования, определяющего несоответствие элемента ЭТК ни одному из стандартных типов. В то же время (исходя из принципов построения энергоинформационной модели) необходимо выделить признак *неопределенного*

типа оборудования, позволяющего выстраивать общие для всех типов оборудования наборы видов действий и типов обслуживания.

Модель иерархии элементов электротехнического комплекса представлена на рисунке 3.3.

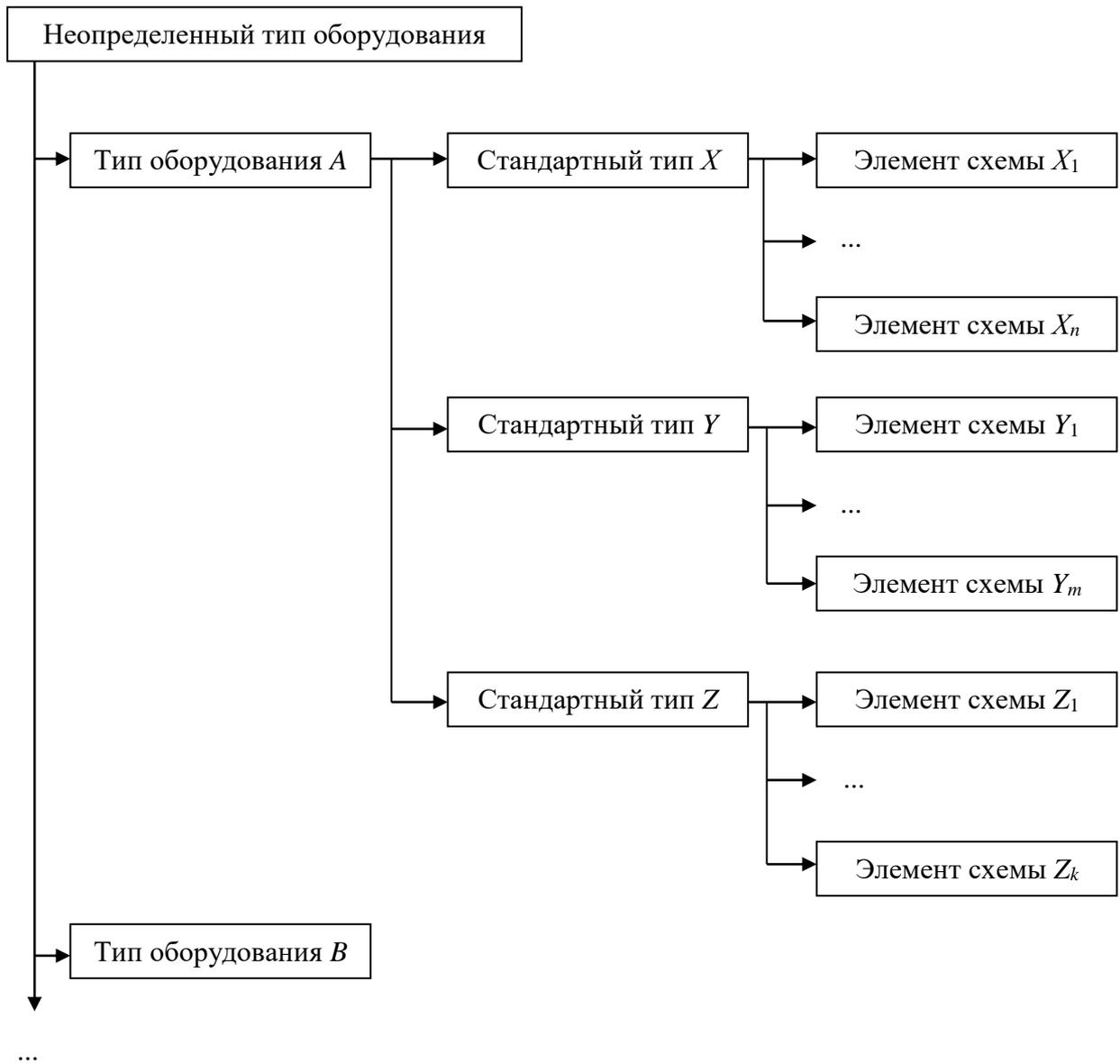


Рисунок 3.3 – Модель иерархии элементов электротехнического комплекса

На основании предложенной модели уникальная идентификация каждого отдельного элемента системы возможна на основании трех полей:

- 1) тип оборудования,
- 2) стандартный тип оборудования,

3) элемент схемы электроснабжения.

Каждое из этих полей может содержать соответствующий идентификатор или быть неопределенным.

Виды обслуживания и типы действий ставятся в соответствие с элементами системы как подчиненные (в классе элемента системы предусмотрены соответствующие свойства, предоставляющие быстрый доступ к этим объектам). Структура класса элемента системы представлена на рисунке 3.4.

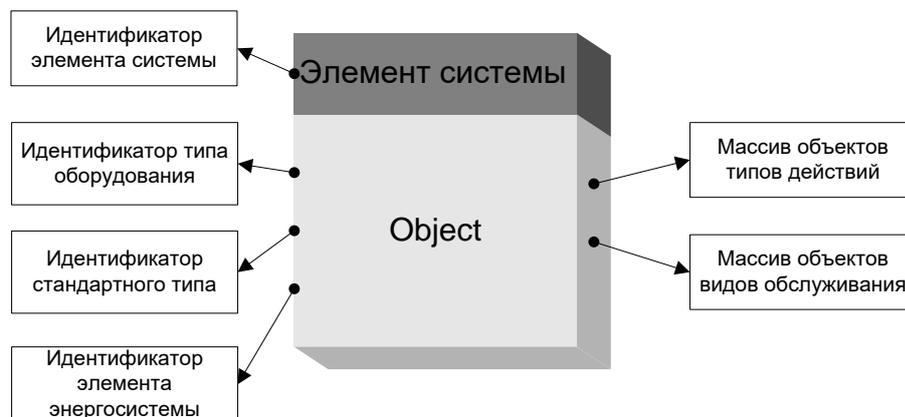


Рисунок 3.4 – Класс элемента системы

Под типом действий подразумевается конкретное мероприятие (ТОиР, испытание), свойства определяющего его класса носят описательный характер. Поля класса типа действий определены, исходя из следующих принципов:

- периодичность видов обслуживания может быть как фиксированной, так и динамической, зависящей от показателей выполнения предыдущего вида обслуживания. Для каждого типа действий предусмотрен параметр, характеризующий его успешное или неуспешное выполнение;

- все типы обслуживания могут быть разделены на два класса: ТОиР, тестирование.

Структура класса типа действий представлена на рисунке 3.5.

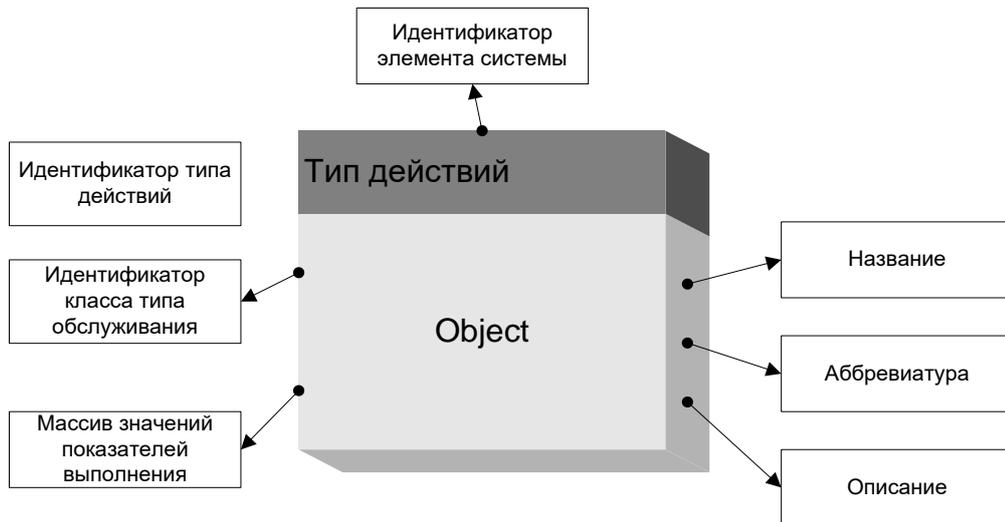


Рисунок 3.5 – Класс типа действий

Вид обслуживания представлен упорядоченным набором типов действий, определяющим проведение комплекса ТОиР для какого-либо элемента системы. Поля класса вида обслуживания определены, исходя из следующих принципов:

- комплекс типов действий в составе вида обслуживания упорядочен по определенным принципам в соответствии с классами составляющих его типов обслуживания и их показателями выполнения;

- периодичность выполнения каждого вида обслуживания может быть обусловлена фиксированным межремонтным периодом, зависимостью от другого вида обслуживания, а также сочетанием этих двух факторов. Соответственно, в классе выделено поле, идентифицирующее тип периодичности;

- при возникновении необходимости внепланового ремонта дата следующего обслуживания может быть изменена.

Структура класса вида обслуживания представлена на рисунке 3.6.

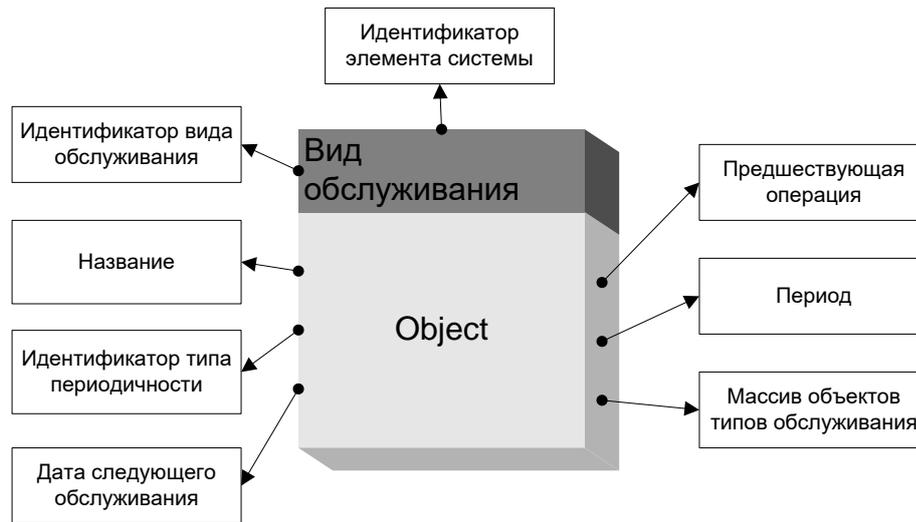


Рисунок 3.6– Класс вида обслуживания

В основе программной реализации так называемого «информационного компонента» модели лежит понятие *файла схемы*, содержащего БД по всему используемому в модели оборудованию, его параметрам и структуре связей. Предусмотрена интеграция разработанного программного обеспечения [75, 188, 189, 193, 194, 204, 206, 208] с используемыми на отраслевых предприятиях корпоративными информационно-аналитическими системами.

Возможность интеграции реализована за счет механизма синхронизации с блоком (1.3) (рисунок 3.1). В основе данного механизма синхронизации лежит модель иерархии элементов ЭТК (рисунок 3.6). Для синхронизации используется набор хранимых процедур, позволяющих передать информацию по типам оборудования, стандартным типам и отдельным элементам ЭТК.

Синхронизация модели с системами производится по алгоритму, представленному на рисунке 3.7 [136].

Данный алгоритм позволяет выполнить добавление в систему объектов, определенных для текущего файла схемы. Проверка необходимости синхронизации системы выполняется при каждом открытии файла схемы.

Разработанный алгоритм синхронизации также позволяет получить информацию по элементам графика системы планово-предупредительных ремонтов (наиболее развитой из возможных стратегий «обслуживания» ЭТК на

отраслевых предприятиях). Для каждого типа действий определено поле со ссылкой на элемент графика ППР, к которому он относится, и заданы показатели успешности выполнения.

Под элементом графика ППР будем понимать элемент ЭТК или систематизированный набор элементов, для которых предусмотрен общий комплекс видов обслуживания.

Для каждого элемента графика ППР может быть определено множество видов обслуживания. Для оптимизации и повышения эффективности работы системы реализована система наследования. Наследование заключается в возможности переопределения видов обслуживания, заданных для определенного элемента графика ППР, его дочерними элементами. В то же время возможность изменения параметров наследуемого объекта (вида обслуживания) возможна только для его непосредственного родителя.

Система наследования выполнена на основании таблицы перекрестных ссылок, определяющих наследование определенного идентификатором вида обслуживания каждым дочерним элементом. При отмене наследования для отдельного элемента запись соответствующей ссылки удаляется. Определение наследования происходит автоматически при создании каждого нового вида обслуживания путем перебора всего дерева наследования, начиная с текущего элемента.

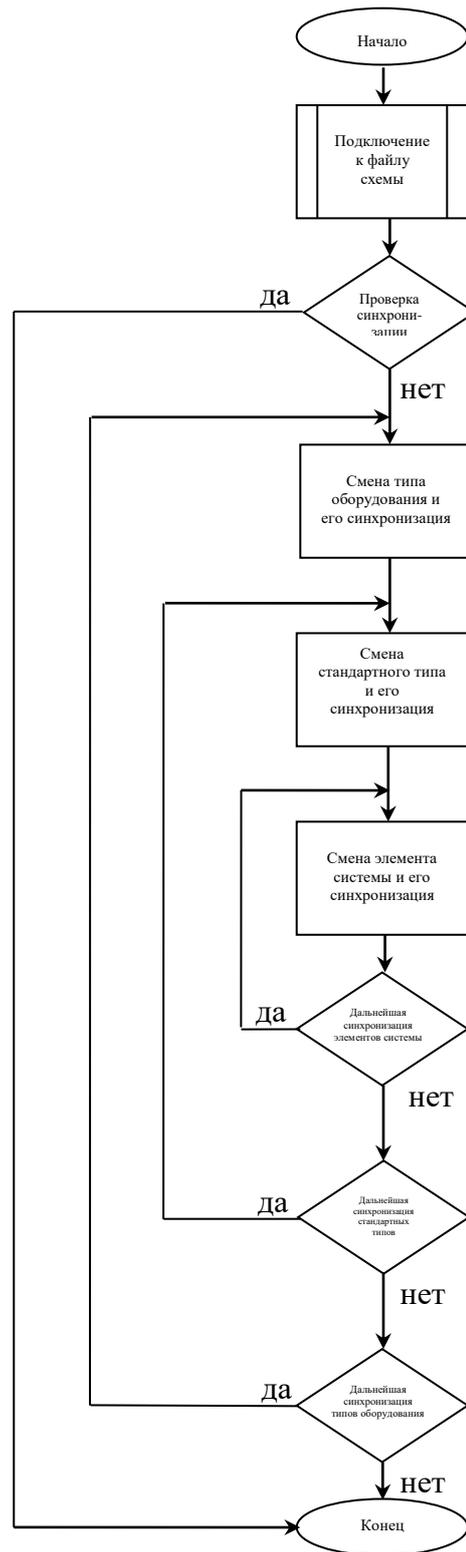


Рисунок 3.7 – Алгоритм синхронизации энергоинформационной модели с используемыми на отраслевых предприятиях информационно-аналитическими системами

Структура хранилища данных о техническом состоянии и обслуживании элементов электротехнических комплексов

Хранилище данных представлено пятью блоками таблиц баз данных, обеспечивающих хранение и взаимодействие следующих типов информации [136]:

- 1) оборудование ЭТК и его классификация в рамках модели иерархии;
- 2) элементы плана-графика обслуживания оборудования (элементы графика ППР) с учетом принятой иерархии;
- 3) виды обслуживания и типы действий;
- 4) история видов обслуживания;
- 5) служебная информация по системным переменным.

Структура хранилища данных приведена на рисунке 3.8 [136], где:

Блок (1) – таблицы данных об оборудовании ЭТК предприятия – может быть представлен как отдельным блоком таблиц, так и являться средством интеграции в используемые на предприятиях информационно-управляющие системы;

Блок (2) – таблицы данных об элементах плана-графика обслуживания оборудования – реализует иерархическую структуру элементов ЭТК, создается автоматически при синхронизации системы;

Блок (3) – таблицы данных о видах обслуживания и типах действий – выполняет хранение информации по всем типам действий и видам обслуживания ЭО;

Блок (4) – таблицы данных об истории проведения ППР – выполняет хранение журнала проведения работ по обеспечению работоспособности ЭО;

Блок (5) – таблицы системных переменных – является служебным и необходим для оптимизации работы системы и улучшения ее совместимости с информационно-управляющими системами, используемыми на отраслевых предприятиях.

Для всех полей таблиц БД использованы следующие виды ограничений:

- тип и формат поля для ввода только данных определенного типа;
- задание диапазона значений числовых полей;
- недопустимость пустого поля;
- задание списка значений;
- проверка на уникальность значения какого-либо поля или группы полей.

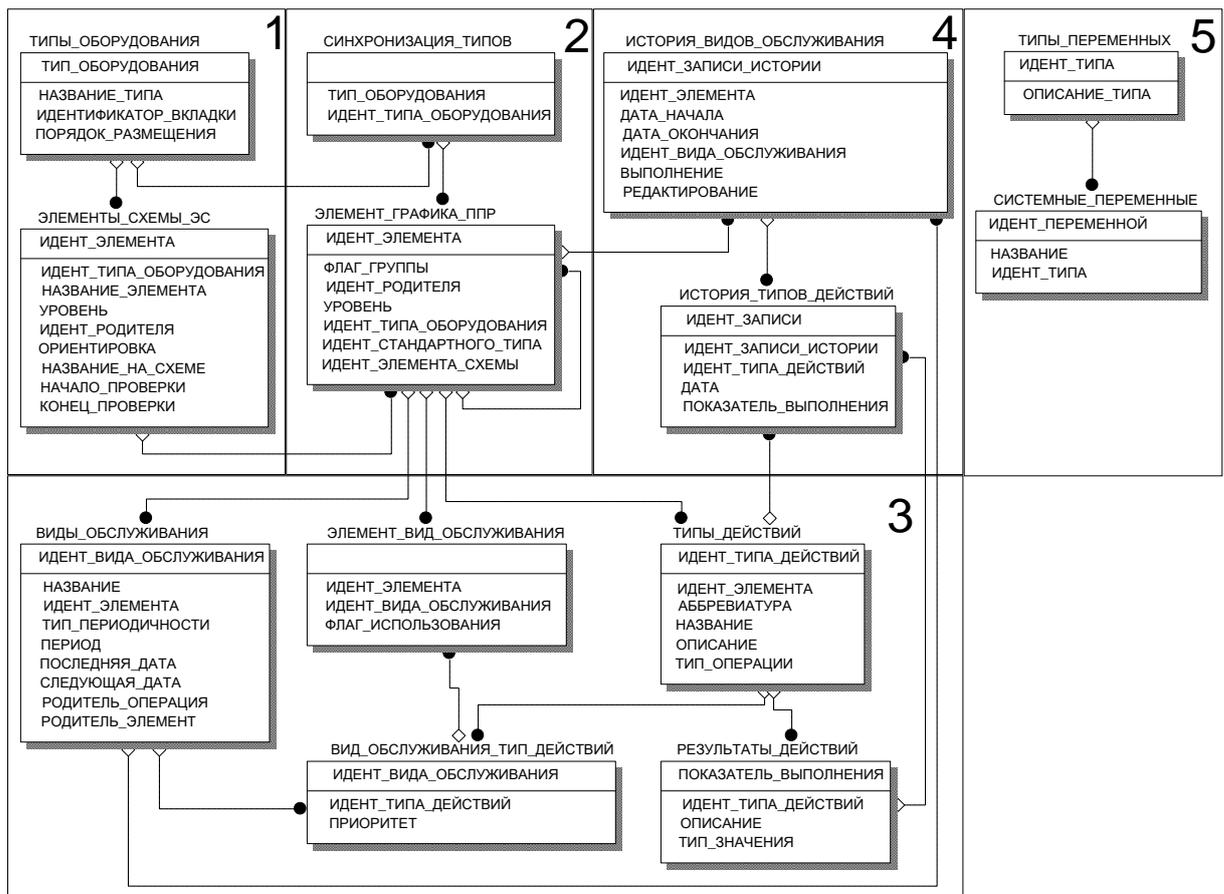


Рисунок 3.8 – Структура хранилища данных

С точки зрения взаимосвязи таблиц БД используются два типа связи: «один к одному» или «один ко многим». При связях «один ко многим» или «многие к одному» таблица с отношением «один» всегда будет родительской. Поле, по которому происходит связь в дочерней таблице, называется *внешним ключом* [309]. В качестве ключевых полей определены идентификаторы элементов ЭТК,

типов действий, видов обслуживания, записей истории, на основании которых выстроена система связей.

Ограничения для связей между таблицами:

– запрет на ввод в поле внешнего ключа связанной таблицы значения, не содержащегося в ключевом поле родительской таблицы;

– запрет на удаление записи из главной таблицы, если существуют связанные с ней записи в подчиненной таблице (предусмотрена установка внешнего ключа, поддерживающего каскадное удаление);

– запрет на изменение значения ключевого поля в главной таблице, если существуют записи, связанные с данной (предусмотрена установка внешнего ключа, поддерживающего каскадное изменение полей).

В системе все определяющие таблицы выстроены в отношении «звезда» [309] к таблице «Элементы схемы ЭС». Для дополнительных таблиц предусмотрены соответствующие внешние ключи по идентифицирующим полям.

Для избежания использования в записях таблиц идентификаторов, не заданных в рамках данной базы в качестве ключевых, но являющихся определяющими для ряда полей таблиц, в системе предусмотрен «словарь» – служебный блок таблиц, определяющий дополнительные системные переменные.

3.3. Алгоритмическое обеспечение задач технического обслуживания и ремонта элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основных этапах жизненного цикла

Формирование графика планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли

Система планово-предупредительных ремонтов – это комплекс планируемых организационно-технических мероприятий по уходу, надзору, обслуживанию и ремонту оборудования [265].

Система ППР электротехнического оборудования предусматривает выполнение следующих работ:

- межремонтное обслуживание;
- периодические осмотры;
- периодические плановые ремонты: текущие, средние, капитальные.

ППР осуществляется по графику, разработанному на основе отраслевых нормативов [170, 171, 173, 176, 178, 186, 223, 265, и др.]:

- продолжительности ремонтного цикла;
- продолжительности межремонтных и межосмотровых циклов;
- продолжительности ремонтов;
- категорий ремонтной сложности;
- трудоемкости и материалоемкости ремонтных работ.

Ремонтный цикл – это период работы оборудования от начала ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта, или период работы между двумя капитальными ремонтами [265]. Структура ремонтного цикла – это порядок чередования ремонтов и осмотров, зависящих от типа оборудования, степени его загрузки, возраста, конструктивных особенностей и условий эксплуатации [42, 265].

Алгоритмически построение графика ППР базируется на следующих принципах [42, 136, 151, 265]:

– для всех элементов ЭТК принята сквозная систематизация, в соответствии с которой составляется конечный график ППР;

– элементы графика ППР не зависят от расположения каждого отдельного элемента в схеме электроснабжения предприятия, а зависят только от их систематизации;

– для каждого элемента графика ППР может быть задан уникальный набор типов действий и видов обслуживания, в то же время может быть задан общий, в пределах одной ветви иерархии оборудования, комплекс видов обслуживания;

– техническое обслуживание отдельного элемента может производиться:

а) со строго заданной периодичностью;

б) в зависимости от показателей выполнения другого вида обслуживания данного элемента;

в) со строго заданной периодичностью и в зависимости от показателей выполнения другого вида обслуживания данного элемента;

– все типы действий могут быть разделены на два типа: техническое обслуживание и испытание.

Определение текущего объекта элемента графика ППР, являющегося наследником класса элемента системы, в зависимости от известных параметров выполняется одной из следующих функций:

1) определение текущего идентификатора элемента на основании известного идентификатора элемента схемы. Данная функция выполняет прямой запрос к БД и возвращает текущий объект элемента графика на основании полученного идентификатора;

2) определение текущего элемента на основании известных идентификаторов типа оборудования, стандартного типа, элемента схемы.

Алгоритм определения объекта элемента графика ППР приведен на рисунке 3.9 [136].



Рисунок 3.9 – Алгоритм определения объекта элемента графика планово-предупредительных ремонтов

В процедуре создания объекта элемента графика ППР выполняются следующие функции:

- определение, на основании идентификатора элемента, перечня заданных для него типов действий;
- определение, на основании известного идентификатора элемента, перечня заданных для него видов обслуживания.

Формирование перечня видов обслуживания, заданных для элементов электротехнического комплекса

Виды обслуживания, заданные для элемента, который является родительским по отношению к другим элементам, могут наследоваться дочерними элементами. Следовательно, при определении видов обслуживания для какого-либо элемента необходимо учитывать наследуемые им виды обслуживания.

Наследование видов обслуживания определяется соответствующей таблицей перекрестных ссылок хранилища данных.

Определение перечня видов обслуживания, включая наследуемые, для определенного элемента графика ППР происходит в соответствии с алгоритмом, показанным на рисунке 3.10 [136].

Необходимо учитывать, что в ЭТК ПМСО имеется большое число недорогих (относительно стоимости промышленного оборудования) идентичных элементов (реле, коммутационной аппаратуры, ламп освещения), вероятность отказа которых возрастает с увеличением их возраста.

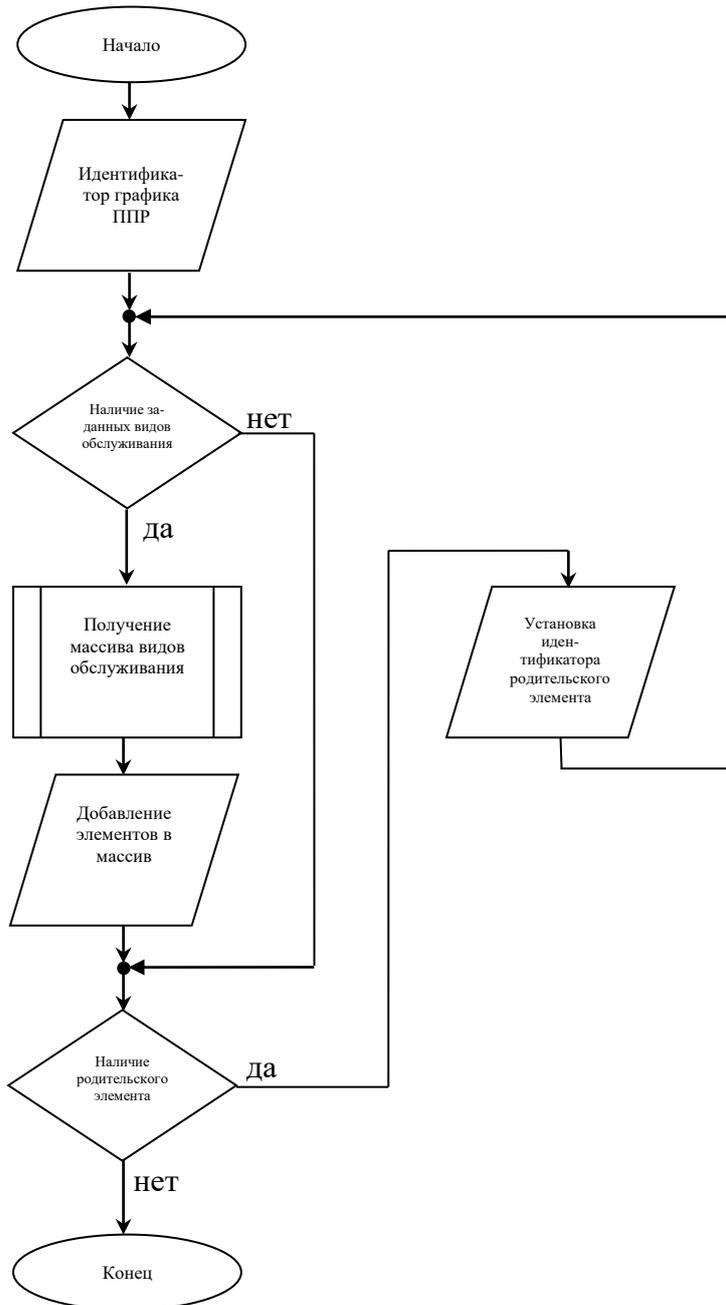


Рисунок 3.10 – Алгоритм формирования перечня видов обслуживания элементов электротехнического комплекса

Актуальным для такого класса задач является вопрос выбора стратегии групповой замены или индивидуальной замены.

1. Простейшая модель групповой замены основана на предположении, что элементы, отказывающие в интервале времени от $x \cdot t$ до $(x + 1) \cdot t$, заменяются индивидуально в момент $(x + 1) \cdot t$, а все элементы системы регулярно заменяются через промежутки времени $n \cdot t$ [7].

Данная стратегия особенно эффективна тогда, когда стоимость отдельного элемента настолько мала, что затраты на ведение учета возраста каждого элемента нельзя считать оправданными (например, при замене ламп уличного освещения основной статьей затрат являются расходы по вызову бригады электромонтеров с машиной, оборудованной подъемником [7, 218]).

Обозначим через p_x вероятность того, что элемент (из общего количества идентичных элементов, равного N) откажет в интервале от $x \cdot t$ до $(x + 1) \cdot t$, а через C_I – затраты на индивидуальную замену одного отказавшего элемента. Пусть C_G – затраты на замену одного элемента при групповой замене. В момент $n \cdot t$ заменяются все элементы. Пусть f_x – число элементов, заменяемых в момент $x \cdot t$. Из общего числа элементов, заменяемых в момент $(x - 1) \cdot t$, некоторая часть p_0 к моменту $x \cdot t$ выйдет из строя. Из числа элементов, замененных в момент $(x - 2) \cdot t$, в интервале от $(x - 1) \cdot t$ до $x \cdot t$ выйдет из строя часть p_1 , из числа элементов, замененных в момент $(x - 3) \cdot t$, в этом интервале откажет часть p_2 и т. д. Таким образом, получаем следующие уравнения:

$$\begin{aligned} f_0 &= N, \\ f_1 &= f_0 p_0, \\ f_2 &= f_0 p_1 + f_1 p_0, \\ &\vdots \\ f_x &= f_0 p_{x-1} + f_1 p_{x-2} + \dots + f_{x-1} p_0. \end{aligned} \tag{3.19}$$

Общее число индивидуально замененных элементов определяется путем вычисления значения суммы $\sum_{x=1}^{n-1} f_x$.

Общие затраты на замену за n интервалов составляют $C_I \sum_{x=1}^{n-1} f_x + f_0 C_G$.

При таком подходе средние затраты (*average costs*) на замену оборудования на один интервал времени вычисляются как

$$AC = \frac{C_I \sum_{i=1}^{n-1} f_i + f_0 C_G}{n}. \quad (3.20)$$

В данном случае требуется выбрать значение n , минимизирующее средние затраты.

2. При индивидуальной замене средние затраты на период составляют

$$AC_I = \frac{C_I}{t_{\text{ср}}}, \quad (3.21)$$

где $t_{\text{ср}}$ – средний срок службы элемента.

Разработанное программное обеспечение позволяет сравнивать минимальное значение AC с AC_I [142, 207]. Исходя из этого, предлагается решение о проведении замены электротехнического оборудования либо в стратегии групповой замены, либо в стратегии индивидуальной замены.

Обеспечение профилактического контроля исправности электротехнического оборудования, используемого только в аварийных ситуациях

Большинство задач профилактического обслуживания аналогично по своей структуре задачам замены, производимой с целью предупреждения отказа [7, 146, 265, 287].

Однако применительно к ЭТК ПМСО существует класс задач, имеющих иную структуру, – задач профилактического контроля оборудования, используемого только в аварийных ситуациях. Данные задачи сводятся к определению такой частоты контроля, при которой максимизируется доля времени, приходящаяся на работоспособное состояние оборудования. Принято считать [7, 15], что:

– вероятность исправности элемента, имеющего возраст x и хранящегося от возраста 0 до x без контроля или ремонта, равна $F(x)$;

- каждый контроль осуществляется в течение интервала t_1 ;
- при обнаружении неисправностей элемент ремонтируется, на что уходит время t_2 ;
- очередной контроль исправности производится спустя время t после предшествующего контроля или окончания ремонта.

Таким образом, вероятность того, что элемент нормально функционирует в момент t , равна $F(t)$, и в этом случае он будет «не хуже нового» в момент $t + t_1$. Если элемент не работает в момент t , то он будет «не хуже нового» в момент $t + t_1 + t_2$. Среднее значение интервала времени, спустя который известно, что элемент находится в исправном состоянии, равно

$$(t + t_1)F(t) + (t + t_1 + t_2)(1 - F(t)) = t + t_1 + t_2(1 - F(t)). \quad (3.22)$$

Математическое ожидание времени, в течение которого элемент нормально функционирует, равно Θ_t :

$$\Theta_t = \sum_{x=0}^{t-1} F(x). \quad (3.23)$$

«Полезная» доля всего рассматриваемого отрезка времени равна $P(t)$,

$$P(t) = \frac{\sum_{x=0}^{t-1} F(x)}{t + t_1 + t_2(1 - F(t))} \quad (3.24)$$

Для отыскания максимума этой величины вычисляется таблица значений $P(t)$ [207].

Разработка модуля вывода информации

Модуль вывода информации представлен отдельным программным пакетом (*ReportUnit*) [204, 206] и реализует следующие функции:

- вывод схемы графика ППР;
- вывод графика ППР в соответствии с заданным диапазоном времени;
- расчет стоимости обслуживания ЭО.

Вывод информации осуществляется с использованием стандартного компонента библиотеки среды программирования *Delphi* типа *TWebBrowser*.

Вывод схемы графика ППР выполняется с использованием функции, возвращающей объект наследника класса, содержащего информацию по всем элементам графика ППР, для которых предусмотрены виды обслуживания, а также всю информацию по видам обслуживания этих элементов. На основании этого объекта формируется отчет, передаваемый на соответствующий графический интерфейс.

Вывод графика ППР в соответствии с заданным диапазоном времени осуществляется с использованием функции, выполняющей проверку истечения межремонтного периода для всех элементов системы в рамках заданного диапазона дат.

В ряде случаев выгоднее не выполнять ремонт ЭО, а просто полностью заменить изношенное оборудование. Часто оборудование или отдельные узлы заменяются не из-за отклонений их технических характеристик от заданных, а вследствие того, что появляется более современное оборудование, имеющее улучшенные параметры. В реальных условиях применительно к ЭТК ПМСО эти задачи перекрываются [7, 244], и их можно рассматривать, как:

1. Задачи, связанные с работой ЭО длительного пользования, которое часто можно эксплуатировать в течение неопределенно долгого времени, но за счет неуклонно возрастающих с увеличением срока использования затрат.

В [7, 72, 165, 168–179, 223] рассматриваются постановки, при которых нужно определить, как часто выгодно заменять элементы ЭО, находящегося в эксплуатации ЭТК. При этом оперируют следующими оценками: *RV* – остаточная стоимость (*residual value*), *OC* – эксплуатационные затраты (*operational costs*), *AP* – амортизационные расходы (ежегодные выплаты (*annual payments*)).

Рассчитываются средние годовые затраты по каждому ЭО, исходя из оптимального срока замены, и выбирается решение с минимальными средними затратами.

При стоимости (*costs*) нового элемента ЭТК (например, трансформатора) C его остаточная стоимость в конце года n равна RV_n . Положим, что эксплуатационные затраты в n -м году составляют OC_n . При замене трансформатора в конце года x приведенные общие затраты составят:

$$C = v^x RV_x + \sum_{n=0}^{x-1} v^n OC_n, \quad (3.25)$$

где $v = (1+i)^{-1}$, i – годовая норма процента.

Дисконтированная стоимость всех выплат, производимых в течение срока службы трансформатора, эквивалентна постоянным ежегодным выплатам (*annual payments*) в размере

$$AP = \frac{\left(C - v^x RV_x + \sum_{n=0}^{x-1} v^n OC_n \right) (1-v)}{1-v^x}. \quad (3.26)$$

Для решения задачи минимизации затрат необходимо подобрать такое число лет x , чтобы

$$\frac{C - v^x RV_x + \sum_{n=0}^{x-1} v^n OC_n}{1-v^x} \rightarrow \min. \quad (3.27)$$

2. Задачи по замене электротехнического и технологического оборудования с целью предупреждения его отказа, когда вероятность отказа возрастает с увеличением срока службы.

Пусть t – срок эксплуатации конкретного элемента ЭТК (например, погружного насоса) при замене, а Θ_t – среднее число рабочих смен, приходящееся на простой данного элемента при нефтедобыче. Обозначим через p_k вероятность того, что выход из строя данного элемента происходит при сроке эксплуатации x . Рассмотрим N новых элементов (погружных насосов). Поскольку доля p_x будет служить в течение периода x ($x < t$), а доля $p_t + p_{t+1} + p_{t+2} + \dots$ будет заменена к моменту t , получаем, что общее число «рабочих смен» равно

$$Np_1 + 2Np_2 + 3Np_3 + \dots + (t-1)Np_{t-1} + tN(p_t + p_{t+1} + \dots). \quad (3.28)$$

Разделив эту величину на число элементов N , находим средний срок службы элемента Θ_t :

$$\begin{aligned} \Theta_t &= (p_1 + p_2 + p_3 + \dots + p_t + p_{t+1} + \dots) + \\ &\quad + (p_2 + p_3 + \dots + p_t + p_{t+1} + \dots) + \\ &\quad + \\ &\quad \vdots \\ &\quad + (p_{t-1} + p_t + p_{t+1} + \dots) + \\ &\quad \quad + (p_t + p_{t+1} + \dots) = \\ &= P_0 + P_1 + \dots + P_{t-1} \end{aligned} \quad (3.29)$$

Если C_F – потери от отказа (включая затраты на замену), а C_R – затраты на одну замену, то средние затраты (*average costs*) AC_t на рабочую смену составят:

$$AC_t = \frac{C_F - (C_F - C_R)P_{t-1}}{\Theta_t}. \quad (3.30)$$

Алгоритм формирования плана-графика проведения планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования представлен на рисунке 3.11 [136].

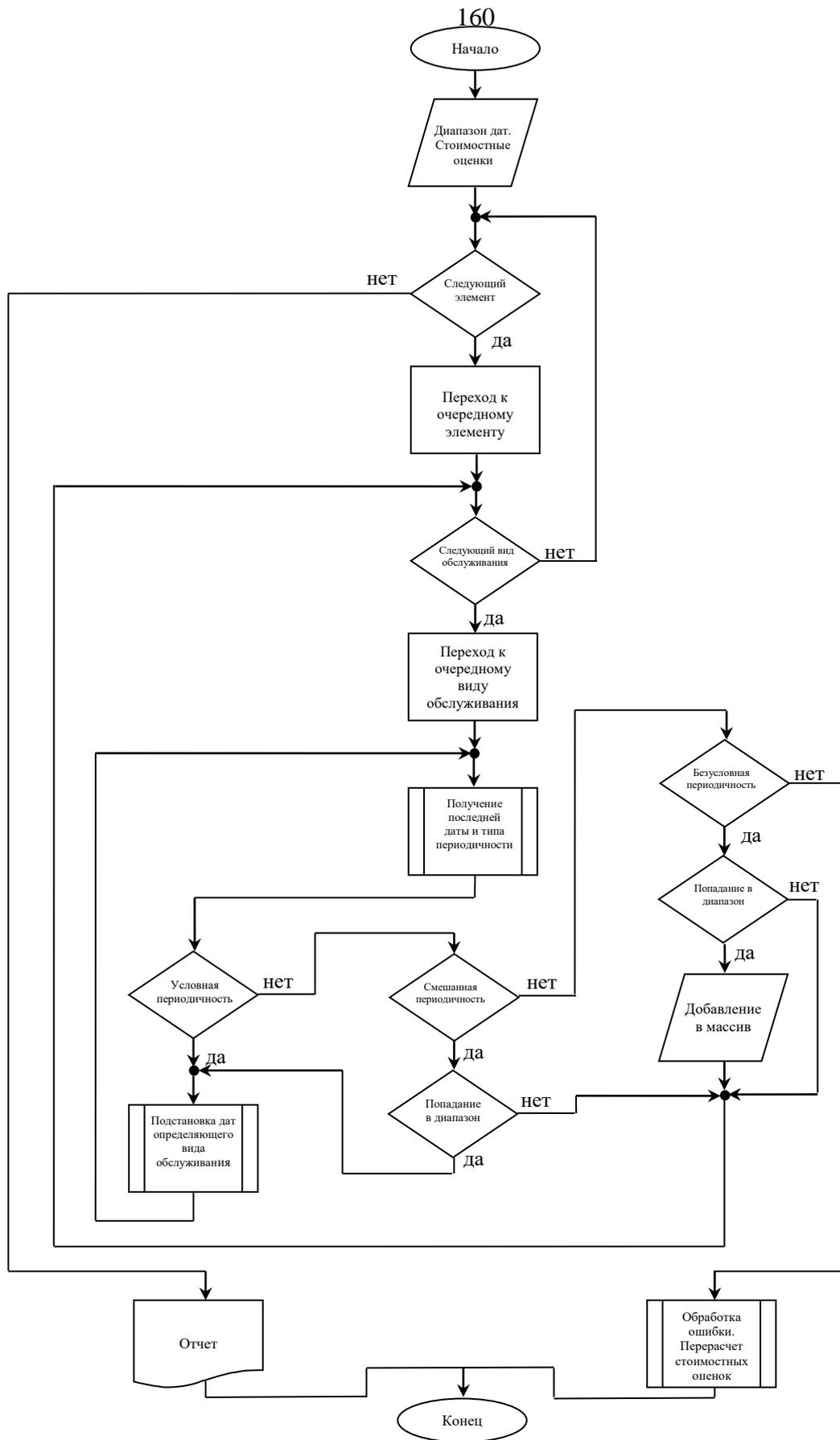


Рисунок 3.11 – Алгоритм формирования плана-графика проведения планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования

3.4. Моделирование технологических операций технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования с целью повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов

Для обеспечения вопросов замены, технического обслуживания и ремонта (и впоследствии прогнозирования технического состояния элементов ЭТК) разработана методика моделирования технологических операций ТОиР различных типов электротехнического оборудования ПМСО. Целесообразно решение данной задачи представить в виде следующей блок-схемы (рисунок 3.12).

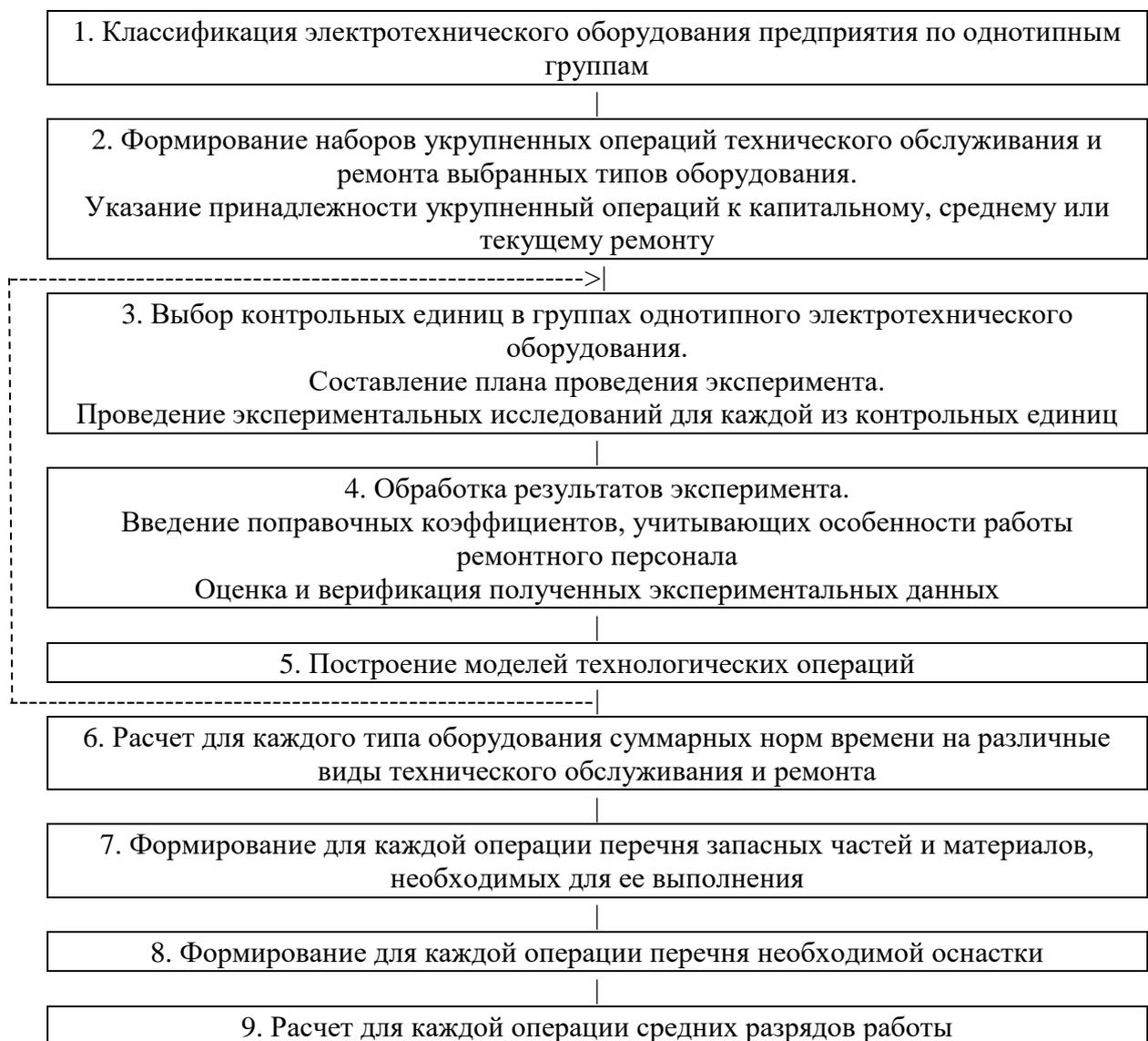


Рисунок 3.12 – Блок-схема моделирования технологических операций технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования

1. В соответствии с разработанной моделью иерархии элементов ЭТК (рисунок 3.3) электротехническое оборудование предприятия, разделенное на стандартные типы, классифицируется по однотипным группам.

2. Формируются наборы укрупненных операций по ТОиР выбранных типов оборудования с указанием принадлежности операций к капитальному, среднему или текущему ремонту.

3. В группах однотипного ЭО выбираются контрольные единицы, составляется план проведения эксперимента. Для каждой из контрольных единиц проводятся экспериментальные исследования.

4. Результаты эксперимента обрабатываются в соответствии с поправочными коэффициентами, учитывающими особенности работы ремонтных подразделений производств (доставка бригад на рабочее место, подготовка рабочего места, работа ручным инструментом и т.д.).

Для оценки полученных экспериментальных данных используются нормативные документы и специализированные справочники [41–43, 46, 47, 54, 122, 154, 156, 170, 171, 173, 176, 177, 214, 223, 261 и др.].

При сравнении дисперсий экспериментальных данных и данных справочников используется F -критерий Фишера [234, 248]:

$$F = \sigma_1^2 / \sigma_2^2, \quad (3.31)$$

где σ_1^2 – большая дисперсия (при числе степеней свободы $df_1 = n_1 - 1$, n_1 – число вариантов);

σ_2^2 – меньшая дисперсия (при числе степеней свободы $df_2 = n_2 - 1$, n_2 – число вариантов).

В случае успешной верификации при разработке математической модели технологических операций технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования за базовые значения нормируемых характеристик принимаются данные, полученные в результате эксперимента.

5. Выбираются параметр оптимизации Y (нормы времени) и два варьируемых фактора X_1, X_2 . Каждый фактор принимает значения в некотором указанном диапазоне.

В результате для каждого момента моделируемого времени получается матрица, каждый элемент которой соответствует одной уникальной комбинации значений X_1, X_2 . Геометрической интерпретацией такой таблицы является поверхность в трехмерном пространстве.

Зная значения параметра оптимизации в нескольких соседних точках факторного пространства, можно рассчитать результаты, которые будут в других соседних. Следовательно, можно найти такие точки, для которых ожидается наибольшее увеличение параметра оптимизации, – при необходимости, корректируется план эксперимента с учетом этих точек (поз. 3).

6. На основе экспериментальных данных для каждого типа оборудования рассчитываются суммарные нормы времени на различные виды ТОиР.

7. По каждой операции для всех типов ЭО формируется перечень запасных частей и материалов, необходимых для ее выполнения, с указанием их количества.

8. По каждой операции для всех типов ЭО формируется перечень необходимой оснастки.

9. По каждой операции для всех типов ЭО рассчитываются средние разряды работы.

Нормы времени для электротехнического оборудования взрывозащищенного исполнения рассчитываются, исходя из условия 105 % от норм времени для ЭО общепромышленного исполнения.

Основным организационно-технологическим документом в техническом обслуживании и ремонте является технологическая карта, содержащая комплекс мероприятий по организации труда с наиболее эффективным использованием средств.

База технологических карт (рисунок 3.1) на отраслевых предприятиях рассматривается как структурно-информационный компонент производственных информационно-аналитических систем.

3.5. Выводы по главе 3

1. Разработано математическое описание электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли в виде энергоинформационной модели, обеспечивающей формирование моделей структурных элементов электротехнического комплекса на основе объектно-ориентированного подхода с использованием топологических матриц и формирование уравнений связи для моделирования взаимодействия структурных элементов ЭТК на основе матрицы состояния.

2. Разработан базовый набор линейных операторов для различных отображений матрицы состояния элементов электротехнических комплексов при оперативном анализе режимов функционирования ЭТК ПМСО.

3. Проведена типизация элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли по классификационным признакам взаимодействия в энергоинформационной модели ЭТК ПМСО.

4. Разработана структурная схема энергоинформационной модели электротехнического комплекса предприятий минерально-сырьевой отрасли, обеспечивающая хранение, обработку, анализ электротехнической информации, учитывающая режимные ограничения при моделировании электроэнергетических систем сложной структуры, позволяющая взаимодействовать с информационно-управляющими комплексами, развернутыми на отраслевых предприятиях.

5. Сформированы признаки упорядоченности элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, позволившие разработать модель иерархии элементов электротехнического комплекса. Разработанный подход позволяет уникально идентифицировать каждый отдельный элемент электротехнического комплекса на основании трех

полей: «тип оборудования», «стандартный тип оборудования», «элемент схемы электроснабжения».

6. Разработан и программно реализован алгоритм синхронизации энергоинформационной модели с используемыми на отраслевых предприятиях информационно-аналитическими системами, совместимый с протоколами сбора и обработки данных, поддерживающими формат «цифровой подстанции» [50, 51, 55].

7. Разработана структура хранилища данных о техническом состоянии и обслуживании элементов электротехнических комплексов, построенная на основе объектно-ориентированного подхода.

8. Разработан и программно реализован алгоритм формирования перечня видов обслуживания, заданных для элементов электротехнического комплекса, учитывающий стратегии групповой или индивидуальной замены, а также учитывающий задачи профилактического контроля исправности электротехнического оборудования, используемого только в аварийных ситуациях.

9. Разработан и программно реализован алгоритм формирования плана-графика проведения планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования, учитывающий стратегию замены ответственного электротехнического оборудования, при которой недоиспользование срока службы элементов, замененных до момента отказа, компенсируется сокращением потерь, возникающих при отказе элемента во время эксплуатации.

10. Разработана методика моделирования технологических операций технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования для различных видов ТОиР.

4. Обеспечение эффективного функционирования электротехнических комплексов в условиях неопределенности и неполноты информации

4.1. Исходные положения

В задачах повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли важное место занимает создание системы информационной поддержки управления (СИПУ) жизненным циклом электротехнических комплексов на основе хранилища данных о техническом состоянии и обслуживании элементов электротехнических комплексов, обоснование принципов и структуры построения которого изложены в главе 3.

Для обеспечения эффективного контроля текущего состояния оборудования в условиях работы большое значение имеет своевременное распознавание неисправностей с помощью соответствующих информативных диагностических признаков (параметров).

Рассматриваемый математический аппарат системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнических комплексов ПМСО ориентируется на решение следующего класса задач:

1) организационных, направленных на поддержание единой информационной системы о работоспособности ЭТК;

2) конструктивных, связанных с рациональным выбором совокупности контролируемых параметров и возможностью их автоматизированного контроля и индикации неисправностей (в том числе с возможностью оперативного анализа технического состояния ЭО в режиме «*on-line*»);

3) эксплуатационных, учитывающих квалификацию обслуживающего персонала, а также объемы и сроки проведения мероприятий по ТОиР электротехнического оборудования (преимущественно, сторонними организациями).

Как уже отмечалось в главе 1, задача обеспечения эффективного функционирования ЭТК является многофакторной. В состав учитываемых факторов (параметров технического состояния) должны попадать лишь те, которыми можно реально управлять или варьировать при эксплуатации на отраслевых предприятиях, в том числе в условиях неопределенности и неполноты информации.

Рассматриваемые параметры оценки технического состояния электротехнического оборудования в ряде случаев могут быть измерены количественно, как правило, посредством соответствующей элементной приборной базы. Однако, как уже было отмечено, существуют и другие приоритетные параметры, для которых вместо утверждений с конкретными значениями можно ожидать лишь качественных оценок. В данных условиях и происходит процесс принятия решения, например о замене узлов ЭО, во избежание внезапных отказов (аварий), приводящих к более значительным потерям.

Для принятия обоснованных решений необходимо опираться на опыт, знания и интуицию специалистов. Данная составляющая является наиболее приоритетной в системе принятия решения и определяет её эффективность.

Экспертные оценки могут быть как индивидуальными, так и коллективными.

Индивидуальные оценки – это оценки одного специалиста. В контексте мониторинга и визуальных осмотров ЭО это оценка специалистом качественных параметров ЭО, которую предлагается выполнять по шкале оценок $[0, 1]$. Необходимо также рассматривать возможность осуществления специалистом (экспертом) субъективной первичной идентификации места развивающегося дефекта и возможных причин возникновения этого дефекта в случае, где это возможно, в силу специфики работы оборудования и его конструктивного исполнения.

В работах [127, 258, 262, 279] указывается, что существует также возможность оценить степень уверенности специалиста при обнаружении того

или иного признака (например, наличие шума), характеризующего работу оборудования, при введении соответствующей шкалы.

В сложных случаях используют коллективные экспертные оценки (например, при решении задачи выбора объекта для проведения работ по системам мониторинга и диагностики в условиях ограниченности финансовых возможностей).

В работах [6, 13, 15, 18, 33, 34, 56, 57, 103, 126, 132, 164, 183, 233, 249] рассматриваются различные методы получения коллективных экспертных оценок. Известны методы, когда с каждым экспертом работают отдельно, в других случаях экспертов собирают вместе для подготовки материалов для лица, принимающего решения (ЛПР). В одних методах число экспертов фиксировано и является таким, чтобы статистические методы проверки согласованности мнений и затем их усреднения позволяли принимать обоснованные решения, в других – число экспертов растет в процессе проведения экспертизы.

Каждое решение предполагает использование тех или иных ресурсов; в рамках сложившейся на отраслевых предприятиях практики сметного планирования рассматриваются, в частности, финансовые отчисления на проведение работ (мониторинг, диагностика, ремонт).

4.2. Методика комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования

Оценка технического состояния по мониторингу технологических параметров, характеризующих техническое состояние элементов оборудования

Оценка технического состояния по непрерывно контролируемым технологическим параметрам позволяет, прежде всего, проводить индикативный анализ в системе информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнических комплексов (Блок 6.2 на рисунке 3.1).

**Экспертная оценка технического состояния
электротехнического оборудования
Выбор варианта технического решения**

Для постановки задачи нахождения оптимального технического решения методом экспертных оценок необходимо сформулировать цели, которых нужно достигнуть, принимая решение в пользу какого-либо варианта. К таким целям следует отнести:

$$O = \{O_1, O_2, O_3, O_4, O_5, \dots, O_s\}, \quad (4.1)$$

где O_1 – обеспечение максимума надёжности ЭТК;

O_2 – обеспечение эффективности реализуемых мероприятий и связанных с ними затрат на поддержание технического состояния;

O_3 – обеспечение возможности ремонта ЭО без перерыва питания системы электроснабжения;

O_4 – обеспечение минимума длительности переходного периода;

O_5 – обеспечение минимума потерь энергетических ресурсов и т.д.

Возможные варианты решения (стратегии достижения целей) определяются на основании имеющихся технических и экономических соображений. Варианты, реализации которых невозможна по причине конкретных ограничений, исключаются.

Для ранжирования сформулированных целей используется метод ранговой корреляции.

Каждой цели $O_j, j= 1, \dots, s$, (s – количество целей) присваивается вес v_{O_j} .

Каждой цели каждый эксперт присваивает оценочный ранг r_{O_j} , который соответствует месту, занимаемому целью в порядке убывания её важности. Наиболее важная цель получает первое место. Если эксперт считает некоторые их целей равнозначными, то ранг для целей вычисляется как среднее из суммы соответствующих мест.

Вычисление весов производится по формуле:

$$v_{Oj} = \frac{v'_{Oj}}{\sum_{i=1}^N v'_{Oj}}, \quad v'_{Oj} = 1 - \frac{\sum_{d=1}^N r_{Ojd}}{sN} + \frac{1}{s}, \quad (4.2)$$

где d – номер эксперта;

N – число экспертов.

Для каждого варианта или стратегии решений S_k , $k = 1, \dots, m$ (m – число вариантов) дается оценка его эффективности по отношению к каждой цели. Оценка e_{kj} отражает степень достижения цели O_j при осуществлении варианта k и даётся в интервале от нуля до единицы (таблица 4.1) [117, 246, 339].

Таблица 4.1 – Получение общей оценки эффективности решения для различных вариантов

Варианты	Оценки важности целей				Общая оценка эффективности варианта решения
	v_{O_1}	v_{O_2}	...	v_{O_s}	
S_1	e_{11}	e_{12}	...	e_{1s}	E_1
S_2	e_{21}	e_{22}	...	e_{2s}	E_2
...
S_m	e_{m1}	e_{m2}	...	e_{ms}	E_m

Общая оценка эффективности варианта рассчитывается с помощью средней арифметической формы:

$$E_{k(a)} = \sum_{j=1}^s v_{O_j} e_{kj} \quad (4.3)$$

или средней гармонической формы:

$$E_{k(r)} = \frac{1}{\left(\sum_{j=1}^s v_{O_j} / e_{kj} \right)}, \quad (4.4)$$

где k – номер варианта; s – количество целей.

В качестве оптимального варианта принимается тот, у которого оценка общей эффективности максимальна.

При неразличимости каких-либо вариантов процедура повторяется. Если неразличимость возникла из-за большой погрешности в оценках E , меняется состав экспертов. Если неразличимость возникла из-за близких значений E у вариантов, составляется новый перечень из свойств, не учтенных при первом сравнении.

Процедура выбора числа и условий проведения измерений диагностируемых параметров, необходимых и достаточных для решения поставленной задачи с требуемой точностью

На основе известного подхода проведения дробного факторного эксперимента (ДФЭ) [6, 15, 180] сформированы функции отклика для различных видов электротехнического оборудования в полиномиальном виде:

$$y = \beta_0 x_0 + \sum_{i=1}^n \beta_i x_i, \quad (4.5)$$

где β_0, β_i – коэффициенты полинома,

x_0 – фиктивный параметр (фактор), $x_0 = 1$,

x_i – i -ый параметр по перечню,

n – число параметров в перечне.

С применением регулярных дробных реплик от плана полного факторного эксперимента (ПФЭ) типа 2^{n-q} , где $q > 1$ (q – целое), система линейных уравнений в матричной форме для m наблюдений (вариантов) ($m = 2^{n-q}$) представляется в виде [211]:

$$\mathbf{Y} = \mathbf{X} \cdot \mathbf{B}, \quad (4.6)$$

где $\mathbf{Y} = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{pmatrix}$ – вектор-столбец результатов наблюдений (номера индексов строк

элементов соответствуют номерам наблюдений);

$$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} x_{01} & x_{11} & \dots & x_{n1} \\ x_{02} & x_{12} & \dots & x_{n2} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ x_{0m} & x_{1m} & \dots & x_{nm} \end{pmatrix} - \text{матрица кодированных параметров (номера индексов}$$

строк элементов соответствуют номерам наблюдений, номера индексов столбцов элементов соответствуют номерам переменных);

$$\mathbf{B} = \begin{pmatrix} \beta_0 \\ \beta_1 \\ \vdots \\ \beta_n \end{pmatrix} - \text{вектор-столбец коэффициентов полинома (номера индексов строк}$$

элементов соответствуют номерам переменных).

Соответственно, коэффициенты полинома определяются на основе выражения

$$\mathbf{B} = (\mathbf{X}^T \cdot \mathbf{X})^{-1} \cdot \mathbf{X}^T \cdot \mathbf{Y}. \quad (4.7)$$

Для матрицы плана реплики ПФЭ типа 2^{n-q} $\bar{\mathbf{D}}_{n-q}^\circ = [x_{ik}]$, $i = 0, 1, \dots, n$, $k = 1, 2, \dots, m$, определяются верхние и нижние уровни факторов (значений параметров) [6, 15]:

Оптимальное значение находится как среднее значение из диапазона допустимых значений ($x_{\min} \dots x_{\max}$):

$$x_{\text{cp}} = \frac{x_{\max} - x_{\min}}{2}. \quad (4.8)$$

Величина отклонения определяется по формуле

$$\Delta = x_{\text{cp}} \cdot \frac{N_{\text{доп}}}{100 \%}, \quad (4.9)$$

где $N_{\text{доп}}$ – это допустимый процент, на который может отклониться величина параметра.

Нижний уровень «-1» присваивается, если параметр лежит в границах

$$x_{\text{cp}} - \Delta \leq x \leq x_{\text{cp}} + \Delta. \quad (4.10)$$

Средний уровень «0» присваивается, если

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\text{cp}} - \Delta \quad \text{или} \quad x_{\text{cp}} + \Delta \leq x \leq x_{\max}. \quad (4.11)$$

Верхний уровень «+1» присваивается, если

$$x < x_{\min} \text{ ИЛИ } x > x_{\max} . \quad (4.12)$$

Оценки параметров $\{\beta_i\}$ определяются с помощью метода наименьших квадратов [6, 211]:

$$\hat{\beta}_0 = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m y_k , \quad (4.13)$$

$$\hat{\beta}_i = \frac{1}{m} \sum_{k=1}^m x_{ik} y_k , \quad (4.14)$$

где k – номер наблюдения (варианта).

Связь между линейными эффектами и эффектами взаимодействия задается с помощью определяющего контраста.

Дробный факторный эксперимент даёт возможность численно оценить степень влияния каждого фактора x на исследуемый выходной параметр y .

Отбрасывая незначимые факторы по критерию Стьюдента [15]:

$$|\hat{\beta}_i| > t_s S(\hat{\beta}_i), \quad (4.15)$$

где $S(\hat{\beta}_i)$ – ошибка в оценке коэффициента $\hat{\beta}_i$; t_s – коэффициент Стьюдента,

и, проверяя адекватность уравнения регрессии по F -критерию Фишера, можно получить грубую, но количественную модель объекта, обладающую известной достоверностью (доверительная вероятность критерия Фишера) и известной точностью, задаваемой при проверке значимости.

Оценка риска отказов электротехнического оборудования

Оценка рисков отказа ЭО показывает, что в качестве риска целесообразно установить безразмерную величину, равную весовому среднеквадратичному отклонению значений упорядоченного набора изменяющихся во времени параметров ЭО [137, 145, 146].

Обозначим через $(x_1 \dots x_n)$ значения параметров, по которым определяется текущее техническое состояние оборудования, $(x_1^0 \dots x_n^0)$ – оптимальные

(допустимые, паспортные, выбранные) значения. Тогда формула для вычисления риска имеет следующий вид:

$$R_a = \sqrt{\sum_{i=1}^n k_i \cdot \left(\frac{(x_i - x_i^0)}{x_i^0} \right)^2}, \quad (4.16)$$

где k_i – весовые коэффициенты,

$$k_i = a_{n-i}, i = \overline{1, n}. \quad (4.17)$$

Для этих коэффициентов должно выполняться равенство

$$\sum_{i=1}^n k_i = 1.$$

Параметры a_n вычисляются по формуле

$$a_n = \alpha \cdot r_n^\gamma, \quad (4.18)$$

где γ – параметр настройки, являющийся значением функции отклика.

Параметр α выбирается из условия

$$\sum_{i=1}^n a_n = 1$$

по формуле

$$\alpha = \frac{1}{\sum_{i=1}^n r_i^\gamma}, \quad (4.19)$$

Для n оцениваемых параметров ранги проставляются в порядке возрастания – ранг самого важного параметра равен единице. Получаем $r_1 \dots r_n$ – ранги для оцениваемых параметров, которые подставляем в формулу (4.19). Полученное значение α подставляем в формулу (4.18) для каждого оцениваемого параметра от 1 до n . Полученные значения $a_1 \dots a_n$ подставляем в формулу (4.17), полученные значения $k_1 \dots k_n$ – в формулу (4.16). Таким образом, получаем численное значение, характеризующее риск отказа оборудования. Если проанализировать формулу (4.16), можно определить, что значения R_a лежат в диапазоне $[0; 1]$.

Прогнозирование состояния электротехнического оборудования

Прогнозирование состояния электротехнического оборудования происходит на основе обработки накопленных в процессе эксплуатации значений диагностируемых параметров.

Задача нахождения аналитических зависимостей получаемых значений риска отказов в различные моменты времени (суть моделей развития повреждений) для электротехнического оборудования соответствует постановке задачи интерполяции: строится точечный график функции, заданной таблично, а затем проводится плавная кривая, по возможности наилучшим образом отражающая характер расположения точек. По полученной таким образом кривой устанавливается вид приближающей функции (из числа простых по виду аналитических функций) [147].

Выбор вида функции осуществляется, исходя из общей задачи, в рамках которой решается задача обработки экспериментальных данных. В качестве функции приближения могут быть использованы следующие элементарные функции: линейная $F(t) = at + b$, степенная $F(t) = at^c$, показательная $F(t) = ae^{ct}$, логарифмическая $F(t) = a \ln t + b$, дробно-линейная $F(t) = 1 / (at + b)$, гиперболическая $F(t) = a/t + b$, дробно-рациональная $F(t) = t / (at + b)$, где t – количество периодов времени между наблюдениями, a , b , c – искомые параметры.

Когда осуществлен выбор приближающей функции, то задача приближения сводится к определению значения этих параметров.

Математически наилучшее приближение означает выбор критерия согласия, который является функцией невязки узловых точек и значениями аппроксимирующей функции.

Из наиболее распространенных в оптимизационных задачах энергетики [4, 13, 33, 34, 81, 92, 97, 113, 127, 182] критериев согласия – среднеквадратичного, минимаксного, вероятностно-зонального – целесообразно использовать среднеквадратичный критерий, предполагающий минимизацию суммы квадратов ошибки в узловых точках:

$$J = \sum_{i=1}^n (F(t_i) - Ra_i)^2 \rightarrow \min . \quad (4.20)$$

где Ra_i – табличное значение исходной функции в точке t_i ;

$F(t_i)$ – значение аппроксимирующей функции в точке t_i ;

i – количество точек, $i = \overline{1, n}$.

Среднеквадратичный критерий позволяет получить сглаживание кривой, т.е. отфильтровать зашумленные данные, не требуя никакой дополнительной информации о шумовых характеристиках помех.

Используя необходимое условие экстремума

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (Ra_i - F(t_i, a, b, c)) \cdot F'_a(x_i, a, b, c) = 0, \\ \sum_{i=1}^n (Ra_i - F(t_i, a, b, c)) \cdot F'_b(x_i, a, b, c) = 0, \\ \sum_{i=1}^n (Ra_i - F(t_i, a, b, c)) \cdot F'_c(x_i, a, b, c) = 0. \end{cases}$$

находим конкретные значения переменных a, b, c .

Отношения $Ra_i - F(t_i, a, b, c) = \varepsilon_i$, где $i = \overline{1, n}$, будут минимальны в среднеквадратичном случае.

После того как вычислены ошибки ε_i , в качестве приближающей функции берётся та, для которой ошибка наименьшая. Именно по этой функции делается прогноз – вычисляется значение риска отказов оборудования в последующий период времени.

Оценка погрешности приближения при использовании метода средних квадратов находится как [230]:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^m \frac{(Ra_i - F(t_i, a, b, c))^2}{\sigma_y^2}, \quad (4.21)$$

где $\sigma_y^2 = \frac{1}{m-2} \sum_{i=1}^m (Ra_i - F(t_i, a, b, c))^2$.

Алгоритм комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования

Блок-схема алгоритма комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования приведена на рисунке 4.1.

Процедура оценки технического состояния ЭО состоит из следующих основных блоков:

I. Экспертный блок (подблоки (1), (3), (4)).

Экспертный блок включает в себя следующие функции.

- Установление диагностируемых параметров. При наличии систем мониторинга и диагностики технического состояния оборудования на предприятии, развитой организации работы оперативного и ремонтного персонала перечень параметров может быть уточнен и дополнен.

- Формирование группы экспертов (из числа сотрудников предприятия и сервисных организаций).

- Ранжирование диагностируемых параметров и целей оценки технического состояния в соответствии с имеющимися технологическими и организационными приоритетами.

II. Оценка технического состояния электротехнического оборудования (подблоки (5), (6), (7), (8), (10), (11)).

Данная оценка включает в себя следующие этапы.

- Составление матрицы плана реплики ПФЭ для ЭО типа 2^{n-q} $\bar{\mathbf{D}}_{n-q}^{\circ} = [x_{ik}]$, где n – число диагностируемых параметров, m – число наблюдений (вариантов), $i = 0, 1, \dots, n, k = 1, 2, \dots, m$.

- Нормирование допустимых значения для параметров, определяющих техническое состояние ЭО.

- Вычисление оптимального значения для каждого показателя (по умолчанию в системе реализован алгоритм, при котором оптимальное значение – это среднее значение из диапазона) в соответствии с выражением (4.8).

- Величины отклонения от оптимального значения и границы уровней факторов определяются в соответствии с выражениями (4.9)–(4.12) (при заданном допустимом проценте отклонения $N_{\text{доп}}$).

- Вычисление границ для верхнего, среднего и нижнего уровней с заданным процентом отклонения от оптимального значения (в соответствии с выражениями (4.9)–(4.12)).

- Общая оценка эффективности функционирования ЭО рассчитывается на основе взвешенного среднеарифметического значения по формуле (4.3).

- Расчет коэффициентов регрессии $\{\beta_i\}$ для функции, характеризующей степень соответствия текущего состояния электротехнического оборудования заданным целям по формулам (4.6)–(4.7).

- Проверка модели на воспроизводимость по G -критерию Кохрена. Проверка коэффициентов регрессии на значимость по критерию Стьюдента. Проверка адекватности уравнения регрессии по F -критерию Фишера.

- Нахождение значения риска отказов работы ЭО при различном времени наработки.

III. Блок связи с информационно-аналитическими системами, системами сбора и обработки данных, развернутыми на предприятии (подблоки (2), (9), (12)).

Данный блок включает в себя следующие функции.

- Синхронизация энергоинформационной модели с производственными системами.

- Актуализация данных в базах данных и электронных справочниках.

- Запись полученных параметров и трендов в производственные системы.

Текущие значения параметров хранятся в блоке 1.9 «База параметров электротехнического оборудования» модели электротехнического комплекса (рисунок 3.1).



Рисунок 4.1. Блок-схема комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования

Для определения системной функциональности, границ и анализа завершённости метода экспертной оценки факторов риска используется метод диаграмм сценариев (*Use Case Diagram – UCD*).

В общем виде *UCD*-диаграмма системы обеспечения эффективного функционирования элементов ЭТК представлена на рисунке 4.2.

На диаграмме представлены «участники» процесса: система информационной поддержки управления ЖЦ ЭТК; работник; инженерно-технический работник (ИТР); экспертная система; эксперты; лицо, принимающее решение (ЛПР).

UCD-диаграмма отражает возможности экспертной оценки факторов риска:

- оценка ситуации одним специалистом непосредственно на месте обследования ЭО;
- оценка рисков множеством экспертов в энергетических подразделениях предприятия.

Основные функциональные требования к системе обеспечения эффективного функционирования элементов ЭТК:

- 1) работник знакомится с заданием на техническое обслуживание ЭО, получает наряд-допуск к объектам электроэнергетической системы;
- 2) работник выезжает на место обслуживания ЭО;
- 3) работник осуществляет оценку ТС оборудования и фиксирует в формуляре отклонение от нормы регламентируемых параметров;
- 4) работник определяет и заносит в формуляр степень риска отказа ЭО (экспертное мнение);
- 5) работник оставляет собственные нерегламентированные замечания по работе оборудования и предложения на качественном уровне;
- 6) работник проверяет наличие всех выходных данных, правильность их заполнения;
- 7) работник покидает место проведения мониторинга и закрывает наряд-допуск;

8) работник передает данные ИТР сервисной организации (зависит от построения информационного пространства).

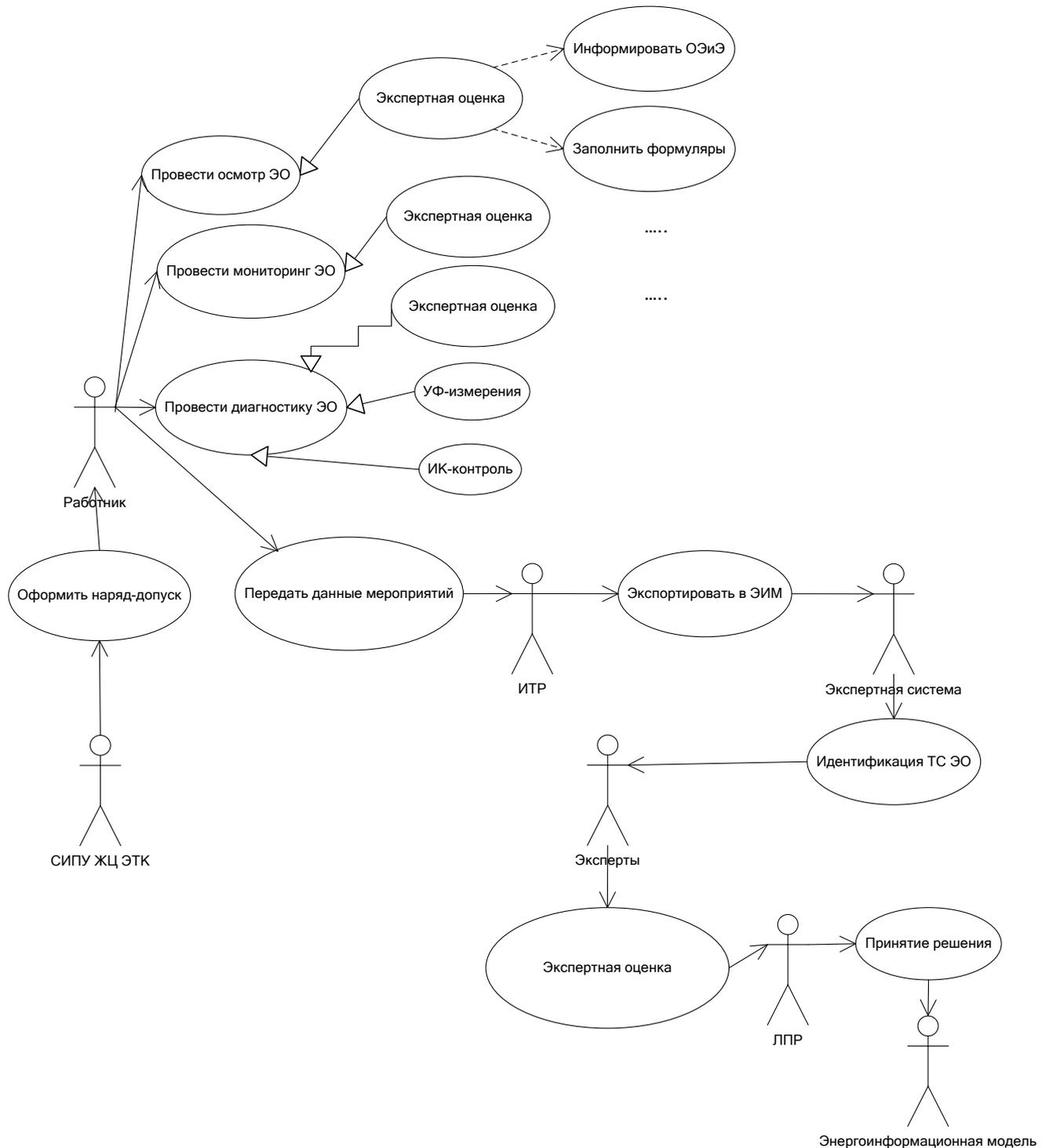


Рисунок 4.2 – UCD-диаграмма системы обеспечения эффективного функционирования элементов ЭТК

Альтернативные сценарии *UCD*-диаграммы:

3а) параметры в норме,

3а1) работник фиксирует информацию в выходном формуляре и продолжает дальнейшую оценку ТС оборудования;

4а) степень риска выхода из строя ЭО высока,

4а1) работник срочно сообщает в отдел энергетического оборудования и энергоснабжения (заказчику) и уточняет, где именно обнаружен дефект;

5а) замечаний у работника нет,

5а1) вернуться к п.8 основного сценария.

Методы идентификации ТС ЭО на основе экспертной оценки факторов риска отказов ЭО (представленные в виде разработанных алгоритмов) могут присутствовать на уровнях мониторинга, визуального осмотра, при непосредственном обследовании специалистом ТС оборудования, и интегральной оценки состояния электротехнических комплексов и электроэнергетических систем.

4.3. Комплексная оценка технического состояния основного электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли в условиях неопределенности и неполноты информации

Оценка технического состояния комплектных трансформаторных подстанций

Анализ [61, 179] показал, что существует несколько подходов к формированию критериев вибрации трансформаторов. Кроме того, существует достаточный развитый опыт вибрационного обследования ЭО на предприятиях [31, 212]. При вибрационном обследовании трансформаторов определяются относительные коэффициенты, характеризующие качество прессовки элементов трансформатора; интегральным параметром оценки состояния является «скорость ухудшения состояния», *о.е.*, численно равная интенсивности уменьшения обобщенного коэффициента состояния трансформатора, рассчитываемая как

усредненное ухудшение коэффициента состояния трансформатора [212]. Все эти коэффициенты рассчитываются как для всего трансформатора, так и для каждой фазы и для любой контролируемой точки. Для всех коэффициентов заложен следующий качественный принцип – чем больше коэффициент отличается в меньшую сторону от единицы, тем хуже состояние. Максимальное значение коэффициента равняется единице, что соответствует идеальному состоянию данного параметра [212].

Техническое состояние комплектных трансформаторных подстанций (КТП) характеризуется следующими параметрами:

$$X_T = \{x_1, \dots, x_6\}, \quad (4.22)$$

где x_1 – уровень масла в баке;

x_2 – температура верхних слоёв масла;

x_3 – состояние индикаторного силикагеля;

x_4 – нагрев контактов;

x_5 – вибрация;

x_6 – уровень напряжения.

Для оценивания параметров (4.22) используется в соответствии с (4.6) дробный факторный план типа 2^{6-3} ($\frac{1}{8}$ реплика от плана ПФЭ типа 2^6), задаваемый генерирующими соотношениями:

$$\begin{cases} x_4 = x_1 x_2, \\ x_5 = x_1 x_3, \\ x_6 = x_2 x_3. \end{cases} \quad (4.23)$$

Тогда матрица плана для КТП имеет вид:

$$\bar{\mathbf{D}}_{6-3}^{\circ} = \begin{matrix} & x_0 & x_1 & x_2 & x_3 & x_1x_2 & x_1x_3 & x_2x_3 \\ \begin{pmatrix} +1 & -1 & -1 & -1 & +1 & +1 & +1 \\ +1 & +1 & -1 & -1 & -1 & -1 & +1 \\ +1 & -1 & +1 & -1 & -1 & +1 & -1 \\ +1 & +1 & +1 & -1 & +1 & -1 & -1 \\ +1 & -1 & -1 & +1 & +1 & -1 & -1 \\ +1 & +1 & -1 & +1 & -1 & +1 & -1 \\ +1 & -1 & +1 & +1 & -1 & -1 & +1 \\ +1 & +1 & +1 & +1 & +1 & +1 & +1 \end{pmatrix} & \end{matrix} \quad (4.24)$$

Нормированные допустимые значения для диагностируемых параметров, определяющих техническое состояние КТП, загружаются из «Базы электротехнического оборудования» (блок 1.3 рисунка 3.1). Качественному фактору x_3 (состояние индикаторного силикагеля) присваиваются следующие значения: 1 – жёлтый цвет, 2 – синий, 3 – красный.

Оценка технического состояния линий электропередачи

Оценка технического состояния воздушных линий электропередачи

Техническое состояние воздушных линий (ВЛ) электропередачи характеризуется следующими параметрами:

$$X_{\text{ВЛ}} = \{x_1, \dots, x_4\}, \quad (4.25)$$

где x_1 – смещение опоры от вертикальной оси вдоль ВЛ;

x_2 – смещение опоры от вертикальной оси поперек ВЛ;

x_3 – коэффициент дефектности ВЛ;

x_4 – избыточная температура.

Для оценивания параметров (4.25) используется в соответствии с (4.6) дробный факторный план типа 2^{4-1} (полуреплика от плана ПФЭ типа 2^4), задаваемый генерирующим соотношением

$$x_4 = x_1x_2. \quad (4.26)$$

Тогда матрица плана для ВЛ имеет вид [321]:

$$\bar{\mathbf{D}}_{4-1}^{\circ} = \begin{matrix} & x_0 & x_1 & x_2 & x_3 & x_1 x_2 \\ \begin{pmatrix} +1 & -1 & -1 & -1 & +1 \\ +1 & +1 & -1 & -1 & -1 \\ +1 & -1 & +1 & -1 & -1 \\ +1 & +1 & +1 & -1 & +1 \\ +1 & -1 & -1 & +1 & +1 \\ +1 & +1 & -1 & +1 & -1 \\ +1 & -1 & +1 & +1 & -1 \\ +1 & +1 & +1 & +1 & +1 \end{pmatrix} & \cdot & \end{matrix} \quad (4.27)$$

Оценка технического состояния кабельных линий электропередачи напряжением 20-35 кВ

В процессе эксплуатации кабельных линий (КЛ) электропередачи должны проводиться систематический контроль за нагрузками и допустимыми напряжениями КЛ, контроль за состоянием металлических оболочек кабелей и измерение блуждающих токов в целях предотвращения коррозионного разрушения кабелей, надзор за состоянием трасс, кабельных линий и арматуры, а также за работами, производимыми на трассах кабельных линий [154].

Как правило, отраслевые системы ППР полностью охватывают указанные мероприятия по обслуживанию КЛ, как в силу строгой регламентации объемов, норм и периодичности проведения профилактических испытаний КЛ [173], так и в силу «ответственности» электропотребителей, запитанных КЛ, и большей «доступности» КЛ и мероприятий по их обслуживанию для персонала энергетических подразделений.

Особое внимание следует уделять кабельным линиям 20-35 кВ, где необходимо производить также контроль степени осушения вертикальных участков и их своевременную замену [154].

Техническое состояние кабельных линий (КЛ) электропередачи напряжением 20-35 кВ характеризуется следующими параметрами:

$$X_{\text{КЛ}} = \{x_1, x_2, x_3\}, \quad (4.28)$$

где x_1 – электрическая рабочая емкость кабеля;

x_2 – нагрев металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии;

x_3 – ток утечки.

Для оценивания параметров (4.28) используется, в соответствии с (4.6), дробный факторный план типа 2^{3-1} (полуреплика от плана ПФЭ типа 2^3), задаваемый генерирующим соотношением:

$$x_3 = x_1 x_2. \quad (4.29)$$

Тогда матрица плана для КЛ имеет вид:

$$\bar{\mathbf{D}}_{3-1}^{\circ} = \begin{matrix} & x_0 & x_1 & x_2 & x_1 x_2 \\ \begin{pmatrix} +1 & -1 & -1 & +1 \\ +1 & +1 & -1 & -1 \\ +1 & -1 & +1 & -1 \\ +1 & +1 & +1 & +1 \end{pmatrix} & & & & \end{matrix}. \quad (4.30)$$

При определении электрической рабочей емкости кабеля, измеренная емкость, приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от значений при заводских испытаниях не более чем на 5% [173].

Контроль нагрева вертикальных участков производится путем измерения и фиксации изменения нагрева металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии с помощью нескольких термопар, установленных на вертикальном участке кабеля, не реже 1 раза в неделю. Разность в нагреве отдельных точек при токах, близких к номинальным, не должна превышать 2-3 °С [154].

Оценка технического состояния электродвигателей переменного тока

Проведенный анализ [37, 40, 173, 176–178, 223, 243] показал, что на отраслевых и межотраслевых предприятиях достаточно развитыми являются системы виброконтроля и вибродиагностики основного технологического оборудования (как промышленного, так и заводского). Как правило, такие системы

позволяют измерять виброперемещения, *мкм* или среднеквадратичные значения виброскорости, *мм/сек* в трех направлениях – вертикальном, поперечном и осевом. Современные системы вибродиагностики позволяют также учитывать влияние на электропривод и технологических параметров (производительность, температура, давление и т. д.) [259].

Оценка технического состояния электродвигателей (ЭД) переменного тока характеризуется с помощью экспертных оценок следующих параметров:

$$X_{\text{ЭД}} = \{x_1, \dots, x_6\}, \quad (4.31)$$

где x_1 – сопротивление изоляции обмоток,

x_2 – вибрация (вертикальное направление),

x_3 – вибрация (поперечное направление),

x_4 – вибрация (осевое направление),

x_5 – неравномерность воздушного зазора,

x_6 – величины зазоров в подшипниках скольжения.

4.4. Интегрированная логистическая поддержка этапов жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Ключевой задачей обеспечения ЖЦ ЭТК является поддержка интеграции всех информационных потоков, начиная с аспектов проектирования и разработки, до задач внедрения, эксплуатации и утилизации электротехнического оборудования.

Системный подход к проектированию ЖЦ ЭО и комплекс управленческих мероприятий, направленных на сокращение затрат, объединяются понятием интегрированной логистической поддержки (ИЛП). ИЛП – методология оптимизации стоимости ЖЦ объекта с учетом критериев его наилучшей пригодности к поддержке эксплуатации, надежности и ремонтпригодности, основанная на построении интегрированной логистической системы [16, 76].

Применительно к ЭТК ПМСО в интегрированной логистической поддержке следует рассматривать:

- определение инфраструктуры системы обслуживания ЭТК в период эксплуатации, в том числе планирование процедур материально-технического обеспечения, диагностики состояния электротехнического оборудования, ремонта и т.п.;

- учет требований ремонтпригодности при проектировании ЭТК, разработку средств обслуживания сложного ЭО параллельно с разработкой самого ЭТК;

- расчет надежности и длительности безотказной работы ЭТК;

- расчет затрат на производство и эксплуатацию ЭТК;

- определение состава и необходимого объема запасных частей;

- обучение обслуживающего персонала;

- поддержку связей между заводом-изготовителем, испытательным центром и предприятием-эксплуатантом путем обеспечения доступа к интегрированной базе данных ЭО с целью упрощения диагностики состояния и ремонта ЭО, а также получения изготовителем данных о неисправностях и отказах с целью принятия мер по повышению надежности элементов ЭТК;

- классификацию и кодификацию ЭО и материалов, необходимых для упрощения поиска нужных данных в справочниках и базах данных;

- разработку и сопровождение электронной эксплуатационной и ремонтной документации.

Схема интегрированной логистической поддержки для стадий жизненного цикла ЭТК представлена на рисунке 4.3 [326].

Стадиям разработки концепции ЭТК и проектирования структурных элементов ЭТК соответствуют стадии разработки стратегии и проектирования системы поддержки эксплуатации ЭТК. Определяются конструктивные особенности ЭО, обеспечивающие наилучшую пригодность к поддержке эксплуатации [76]. Каждый вариант конструкции, типоразмера ЭО имеет свои функциональные характеристики и, соответственно, характеристики ИЛП.

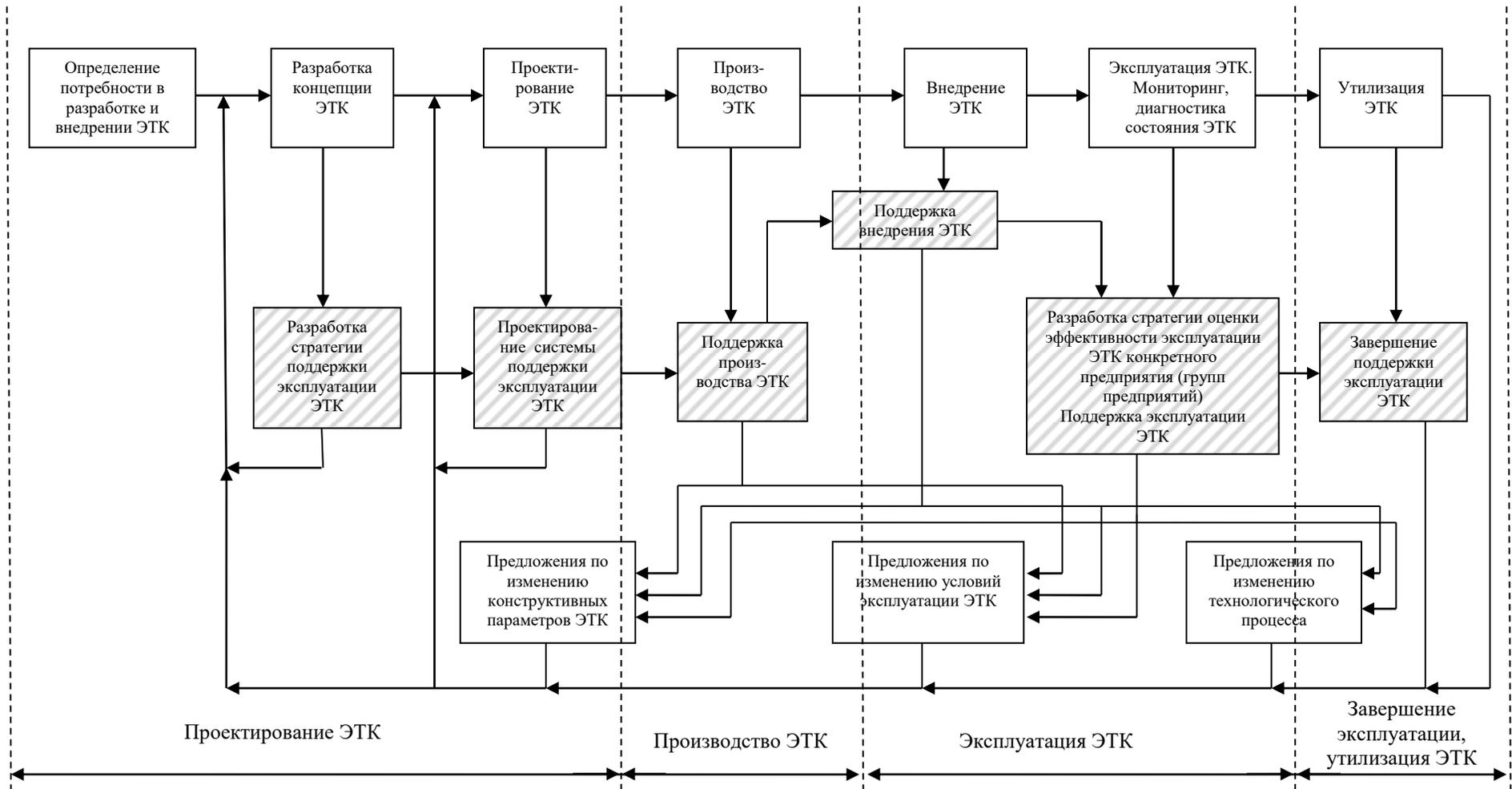


Рисунок 4.3 – Схема интегрированной логистической поддержки для стадий жизненного цикла ЭТК

На этапе эксплуатации ЭТК должны постоянно осуществляться мониторинг, диагностика и анализ технического состояния структурных элементов ЭТК, а также оценка эффективности эксплуатации ЭТК с целью проверки соответствия фактических и расчетных значений их характеристик [76, 149].

Выявленное несоответствие фактической и расчетной степени пригодности ЭТК к поддержке эксплуатации требует пересмотра структуры интегрированной логистической поддержки ЭТК или, в худшем случае, изменения конструктивных особенностей элементов ЭТК.

Методика интегрированной логистической поддержки ЖЦ ЭТК содержит следующие процедуры [14, 16, 76, 121]:

1) логистический анализ ЭТК, выполняемый с целью обеспечения необходимого уровня надежности, ремонтпригодности и пригодности к поддержке, а также установления требований к следующим позициям:

- конструктивным особенностям элементов ЭТК, размещению агрегатов и узлов, подлежащих регулярному обслуживанию, замене и ремонту;
- вспомогательному и испытательному оборудованию;
- численности и квалификации эксплуатационного и обслуживающего персонала;
- системе и средствам обучения;
- номенклатуре и количеству запасных частей, расходных материалов и т.д.;

2) планирование ТОиР ЭТК;

3) интегрированные процедуры поддержки материально-технического обеспечения процессов эксплуатации, обслуживания и ремонта ЭТК;

4) меры по обеспечению персонала электронной эксплуатационной документацией и электронной ремонтной документацией на ЭО.

На этапе логистического анализа задачи обеспечения надежности и ремонтпригодности решаются с учетом адаптации методик проведения мониторинга и диагностики технического состояния ЭО:

– анализ последствий возможных неисправностей и путей их предотвращения;

– сравнительный анализ эффективности методов организации обслуживания ЭТК, позволяющих предотвратить возникновение неисправностей;

– анализ качества обслуживания ЭТК.

Задача поддержки работоспособного состояния электротехнического оборудования в течение заданного срока является ключевой в рамках обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов. Одной из основных стадий жизненного цикла электротехнического комплекса является стадия эксплуатации, которая включает функционирование ЭТК с накоплением информации об его состоянии, а также соответствующие испытания, проверки на соответствие заданным показателям.

Этап эксплуатации электротехнического оборудования задается конкретным временным отрезком, величина которого регламентируется эксплуатационной документацией, прежде всего правилами устройства электроустановок [156].

Техническое состояние ЭО характеризуется совокупностью подверженных изменению в процессе эксплуатации свойств объекта с соответствием нормативным показателям фактических параметров и признаков, установленным технической документацией [123].

Оценка физического износа ЭО определяется по индексу технического состояния (ИТС), который является количественной оценкой технического состояния, определяемой на основании фактических данных, характеризующих следующие виды технического состояния оборудования:

- а) критическое состояние,
- б) неудовлетворительное состояние,
- в) удовлетворительное состояние,
- г) хорошее состояние,
- д) очень хорошее состояние [123].

Выполнение различных групп мероприятий по ТОиР электротехнического оборудования влияет на функцию жизненного цикла ЭО в целом, которая должна отражать поведение объекта на протяжении этапа эксплуатации:

$$\text{ЖЦ} = f(t). \quad (4.32)$$

Однако зависимость ЖЦ ЭО от эксплуатационных параметров является скорее косвенной и выражается через систему подобных мероприятий, устанавливающих способ и порядок воздействия на значения параметров, их нормоконтроль. Исходя из этого, идея состоит не в прямой оптимизации конкретных значений параметров и показателей ЭО, а в оптимизации способа эксплуатации оборудования, с помощью которого осуществляется непосредственный контроль над этими параметрами, т.е. в построении модели эффективной эксплуатации (эффективного функционирования).

С учетом этого решение задачи поддержки ЖЦ ЭО может быть рассмотрено как решение задачи поддержки надежности ЭО, а реализация функции ЖЦ предусматривает реализацию функции надежности [65, 66]:

$$R(t) = p = 1 - F(t), \quad (4.33)$$

где $F(t)$ определяет вероятность отказа за время t ;

$R(t)$ – вероятность безотказной работы [15, 46].

Надёжность в «широком» смысле – комплексное свойство, которое в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать в себя свойства безотказности, долговечности, ремонтпригодности и сохраняемости, а также определённое сочетание этих свойств [15, 46, 116, 328, 329].

Модель эффективного функционирования должна обеспечивать поддержание заданных показателей на должном уровне.

Для определения базовых вариантов (эвристик) проведения обслуживания электротехнического оборудования выделяются следующие мероприятия [327]:

$D = \{d_1, d_2, d_3\}$ – мероприятия по получению информации, d_1 – контроль в аварийных ситуациях, d_2 – мониторинг и визуальный осмотр, d_3 – диагностика с

применением специальных приборов инфракрасного и ультрафиолетового контроля;

$M = \{m_1, m_2, m_3\}$ – средства управления в соответствии с выражениями (3.14)–(3.16).

$S = \{s_1, s_2, s_3\}$ – профилактические и ремонтные мероприятия, s_1 – обслуживание ЭО по факту выхода ЭО из строя, s_2 – обслуживание ЭО на основе графика ППР, s_3 – обслуживание ЭО в рамках системы обеспечения по техническому состоянию.

В результате получены следующие базовые варианты (эвристики) проведения обслуживания ЭО:

$$H_1 = \{d_1 m_1 s_1\}, \quad (4.34)$$

$$H_2 = \{d_2 m_2 s_2\}, \quad (4.35)$$

$$H_3 = \{d_3 m_3 s_3\}. \quad (4.36)$$

Начальные условия задаются, исходя из имеющихся основных показателей надежности различных типов ЭО (хранятся в модели электротехнического комплекса (рисунок 3.1)).

Для задачи планирования ремонтов основного электротехнического оборудования критерием оптимальности будет являться минимум затрат, включающих затраты на выполнение ремонтных работ, а также ущерб от возможных аварийных ситуаций.

Это условие соответствует максимальному заполнению так называемой «ремонтной площадки», т.е. наиболее эффективному использованию ремонтного резерва предприятия [4].

При такой постановке возможно разбиение всего комплекса ЭО на ремонтные элементы Π_i . Наименьшим наблюдаемым ремонтным элементом является единица оборудования. Ремонтные элементы сгруппированы в соответствии с моделью иерархии элементов ЭТК (рисунок 3.3). Каждый ремонтный элемент Π_i характеризуется своей ремонтной программой RP_i – определенной временной и количественной закономерностью выполнения

ремонтных воздействий. При этом ремонтная программа отражает реальное ТС элемента и может изменяться во времени:

$$RP_i(t) = f(t_{\max}). \quad (4.37)$$

Решение задачи планирования объёмов ремонтных работ в этом случае должно сводиться к определению базовых точек последнего выполнения известных ремонтных воздействий нормального и переменного объёмов и определению состава работ, попадающих в планируемый период (рисунок 3.11).

Если нет математических зависимостей, характеризующих интенсивность истощения ресурса, то решение принимается на уровне управления по экспертным оценкам фактического состояния оборудования и возможности выполнения работы в ближайший или последующий интервалы планирования.

В любом случае базовой точкой будет считаться факт последнего выполнения данной работы. Если ресурс ремонтного элемента значительно превосходит длительность ремонтного цикла (в 2 раза и более) и соизмерим с ЖЦ ЭТК, такие работы переводятся в разряд разовых, вероятность повторения которых мала (близка к нулю). Если имеются результаты диагностики ТС и известны математические зависимости изменения во времени ресурсов элементов, дата их выполнения устанавливается с учетом предполагаемой ситуации в системе технического обслуживания и ремонта. За базовую точку принимается либо начало эксплуатации оборудования (начало новой стадии ЖЦ после выполнения в ремонтном цикле последнего ремонта), либо дата последнего выполнения данной работы. После того, как сформирован объём работ, рассчитываются все виды затрат с использованием нормативной базы.

Материальные и трудовые затраты формируются по различным признакам в зависимости от постановки задачи.

Таким образом, потребность оборудования в ремонтных воздействиях рассчитывается и уточняется с учетом любых сведений, дополняющих нормативную базу и характеризующих реальное ТС ЭО [4].

В условиях отсутствия статистических данных, в силу каких-либо сложившихся обстоятельств единственным возможным вариантом является H_1 –

обслуживание по факту выхода ЭО из строя (в соответствии с выражением (4.34)). Обследование оборудования в этом случае производится «спонтанно» – не задается конкретных сроков его проведения, и нет необходимости в планировании этих сроков на основе анализа полученных статистических данных.

Подобный способ контроля ТС является ненадежным и малоэффективным, но применительно к конкретной ситуации и виду оборудования, а также, учитывая невозможность использования более совершенных способов контроля, его может быть вполне достаточно.

Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования на основе варианта H_1 приведен на рисунке 4.4.

Работа по алгоритму начинается с выбора вида оборудования и задания начальных условий в виде показателей надежности, взятых из эксплуатационной документации завода-изготовителя («База истории обслуживания» энергоинформационной модели).

На основе мониторинга оценивается качество основных параметров и показателей ЭО, все измерения записываются в «Базу истории обслуживания» энергоинформационной модели. На основе анализа измеренных параметров производится предварительная оценка работоспособности оборудования. Если выявлены нарушения в значениях параметров, то принимается решение либо о проведении восстановительных работ (если это эффективно), либо о замене ЭО. Если дефектов не обнаружено, продолжается процесс эксплуатации до первого отказа. Результат отказа также заносится в «Базу истории обслуживания» энергоинформационной модели.

Далее проводятся расчет и оценка технического состояния по величине параметра наработки на отказ и сравнение полученных значений с начальными условиями.

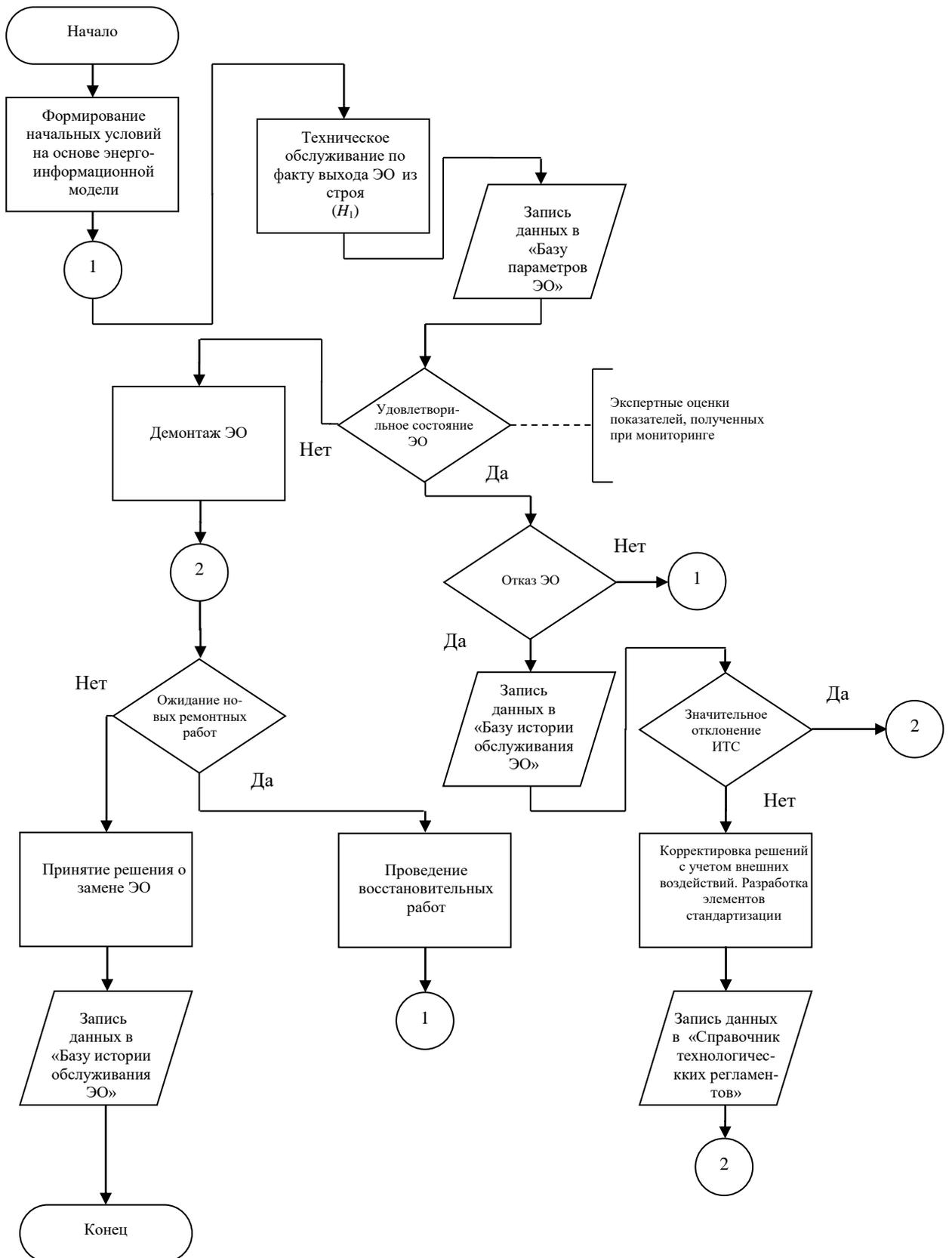


Рисунок 4.4 – Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования электротехнического оборудования на основе варианта H_1

Если присутствует значительное отклонение, вырабатывается решение об усовершенствовании методик обслуживания с учетом возможных возмущений, воздействий, которые могли негативно отразиться на работе ЭО. Далее разрабатываются новые решения и закрепляются в виде регламентированных документов в качестве нового стандарта предприятия. Выбирается оборудование с начальными условиями и новой методикой обслуживания; продолжается процесс эксплуатации.

Если отклонение незначительно, то принимается решение о восстановлении оборудования, и, если таковое эффективно, то проводят соответствующие мероприятия, и оборудование вновь вступает на этап эксплуатации по тому же варианту обслуживания H_1 .

На предприятиях, где есть «устоявшиеся сервис-партнеры» (стабильно и длительное время занимающиеся обслуживанием ЭО, со значительным объёмом статистической информации), появляется возможность использования вариантов H_2 , H_3 (в соответствии с выражениями (4.35), (4.36)). В этом случае мероприятия по обслуживанию уже не являются «неожиданными», а согласуются со специально установленными в рамках стандарта предприятия сроками.

Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования ЭО на основе варианта H_2 приведен на рисунке 4.5.

В отличие от варианта H_1 набор обслуживающих мероприятий четко регламентируется и выполняется в определенные заданные сроки. Обследование проводится по разработанной и принятой предприятием методике (в соответствии с руководящими и нормативными документами), заполняются формуляры. На основе проведенных измерений вырабатывается решение о дальнейшей эксплуатации данного элемента ЭТК, а также выполняются необходимые операции по анализу полученных данных, производится корректировка сроков проведения следующих мероприятий.

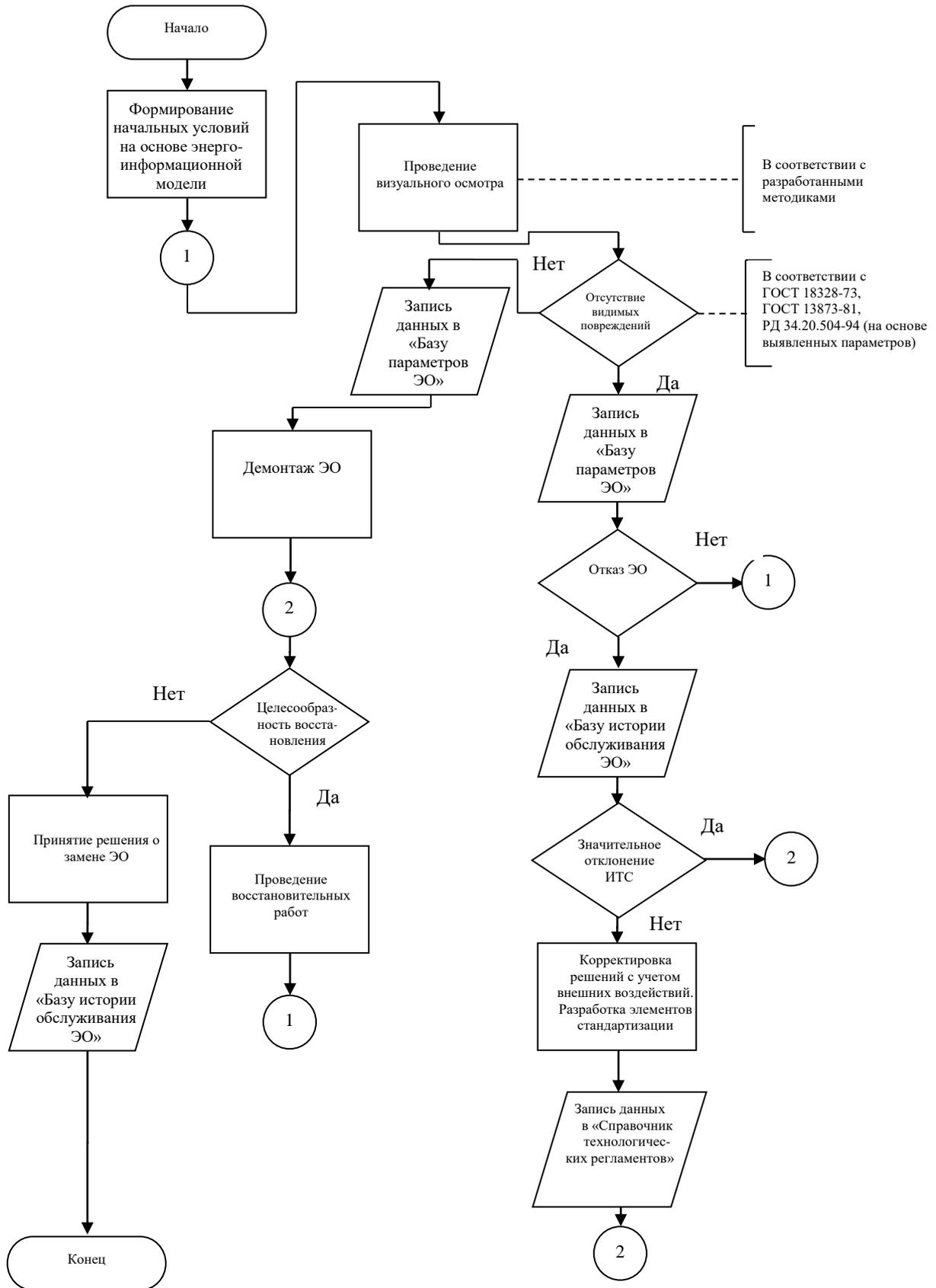


Рисунок 4.5 – Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования электротехнического оборудования на основе варианта H_2

В случае, если предприятие обладает значительными статистическими данными, то появляется возможность использования комбинированного подхода к контролю технического состояния оборудования на основе варианта H_4 (включающего варианты H_2 и H_3):

$$H_4 = H_2 \cup H_3. \quad (4.38)$$

В этом случае контроль ТС является более качественным (хотя и более дорогостоящим).

Мероприятия проводятся поэтапно, начиная с более простых (визуальный осмотр) и заканчивая, при необходимости (на основе анализа данных, с учетом экспертных оценок и решений), более детальными (ультрафиолетовый контроль (УФК), инфракрасный контроль (ИКК)). Проведение различных видов обслуживания определяется также особенностями исследуемого вида ЭО.

На рисунке 4.6 приведен обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования ЭО на основе комбинированного варианта H_4 с применением системы визуальных осмотров и УФК. Дополнительная операция контроля – УФК – позволяет определить внутренние дефекты, которые не могут быть обнаружены визуально. Анализ данных и корректировка сроков проведения последующих мероприятий осуществляются на основе измерений, полученных на каждом из этапов контроля.

По мере увеличения сложности и качества проведения мероприятий по анализу ТС и обслуживанию ЭО увеличивается объем операций, необходимых для реализации алгоритма. Однако, несмотря на кажущуюся громоздкость, в целом алгоритмы являются простыми в выполнении из-за своей четкой последовательности.

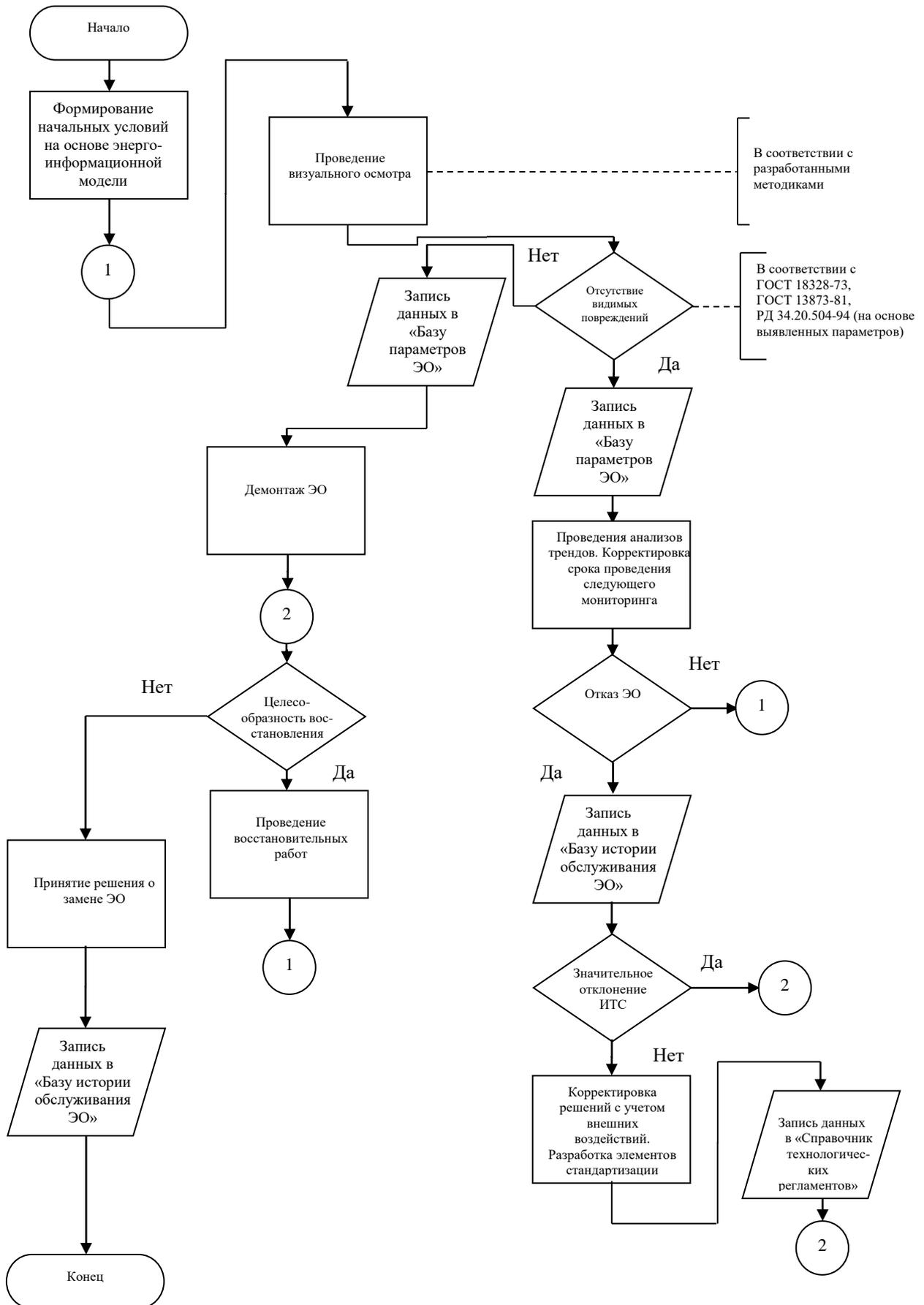


Рисунок 4.6 – Обобщенный алгоритм обеспечения эффективного функционирования электротехнического оборудования на основе варианта H_4

В рамках системы информационной поддержки управления ЖЦ ЭО все информационные потоки, касающиеся данного вида электротехнического оборудования, должны быть зафиксированы и отражены в соответствующем блоке энергоинформационной модели. Принятие различного рода решений и переход от одной стадии эксплуатационного цикла к другой также осуществляются на основе данных, взятых из энергоинформационной модели.

Рассматриваемый подход предполагает создание информационной среды, способной обеспечить комплексный контроль и сопровождение ЭТК на этапах его жизненного цикла.

В основу информационного обеспечения ИЛП обязательно должен быть положен принцип единства и открытости информационного пространства ИЛП, в рамках которого организуется взаимодействие всех заинтересованных участников [76].

Современный зарубежный опыт [263, 273, 334] показывает, что нельзя рассматривать любое электротехническое оборудование касательно только вопроса его эксплуатации, «оторванно» от вопроса его проектирования, в процессе которого и были заложены основные критерии, показатели надежности, режимы ЭЭС и другие аспекты, которыми приходится оперировать в процессе эксплуатации. Необходимо поддерживать энергоинформационную модель электротехнического комплекса в течение всего жизненного цикла ЭТК [76, 263, 292–300, 317, 319, 330–334].

На рисунке 4.7 представлены основные материальные и информационные потоки при интегрированной логистической поддержке электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

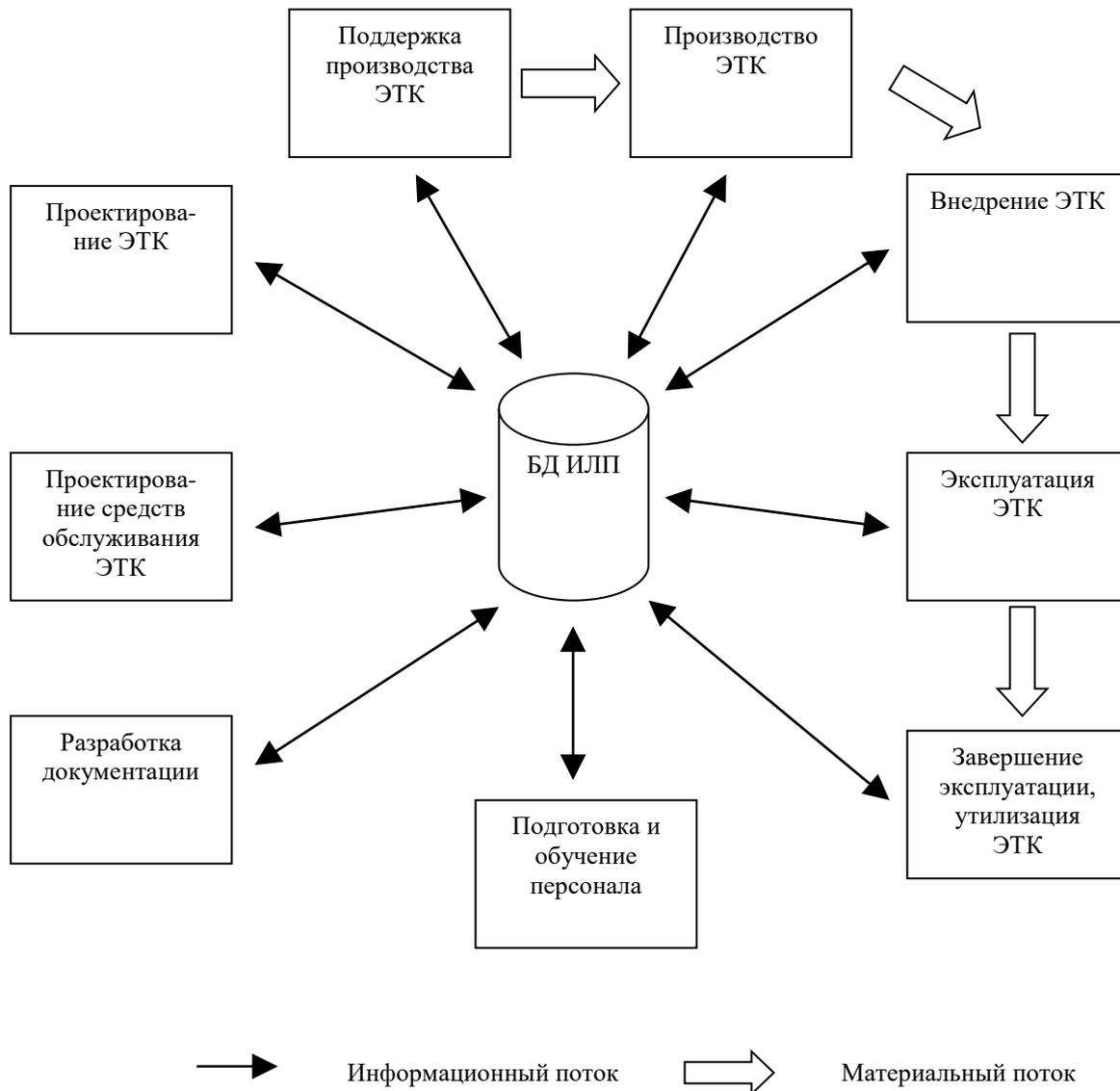


Рисунок 4.7 – Основные материальные и информационные потоки при интегрированной логистической поддержке ЭТК ПМСО

Результаты проектирования ЭТК должны находиться под контролем *PDM*-системы. *PDM* (*Product Data Management*) – категория программного обеспечения, позволяющая сохранять данные об оборудовании в базе данных. К данным об оборудовании, прежде всего, относят инженерные данные (модели, чертежи, цифровые макеты, спецификации материалов) и данные испытаний ЭО.

Сформированные требования к среде эксплуатации ЭО помещаются в базу данных, доступ к которой должны иметь все участники работы по организации ИЛП ЭТК (рисунок 4.7) [76, 224, 238].

Основными типами воздействий для обеспечения эксплуатации ЭТК ПМСО являются:

- 1) изменение режима функционирования ЭТК (изменение процедур эксплуатации, структурные и параметрические изменения в ЭЭС);
- 2) модернизация ЭТК (оснащение дополнительными системами диагностики ТС ЭО, мероприятия по повышению надежности ЭО);
- 3) изменение стратегии технического обслуживания и ремонта ЭО.

Оценка ТС элементов ЭТК ПМСО представляет собой важную задачу, решение которой позволяет обнаружить на ранней стадии зарождающиеся дефекты и тем самым предотвратить аварийные ситуации, способные привести к серьезным негативным последствиям. Вместо существующих на большинстве предприятий системы планово-предупредительных работ, включающей в себя периодический контроль и профилактику, более целесообразной с технической и экономической точек зрения является обслуживание элементов ЭТК по их фактическому техническому состоянию. Это означает, что ремонтные работы производятся только тогда, когда в этом возникает необходимость.

Поэтому комплексная стратегия эффективного функционирования ЭТК должна быть построена в рамках системы обеспечения объектов ЭТК по техническому состоянию [89, 138, 265]. Основная задача ИЛП сводится к учету и управлению информационными потоками, обеспечивающими функционирование данной системы. В рамках ИЛП разработана следующая схема информационного обеспечения и поддержки этапов управления ЖЦ ЭТК ПМСО (рисунок 4.8).

В общем виде задача интегрированной логистической поддержки жизненного цикла ЭТК ПМСО включает в себя следующие подзадачи:

- определение состава элементов ЭТК предприятия с учетом технологических взаимосвязей;
- определение внешних (системных) ограничений;
- определение потребности конкретных элементов ЭТК в объемах и сроках ТОиР;

- определение внутренних ограничений по срокам и затратам (включая все виды обеспечения ТОиР);

- подготовка графика ТОиР электротехнического оборудования, включающего в себя сроки остановов и их продолжительность.

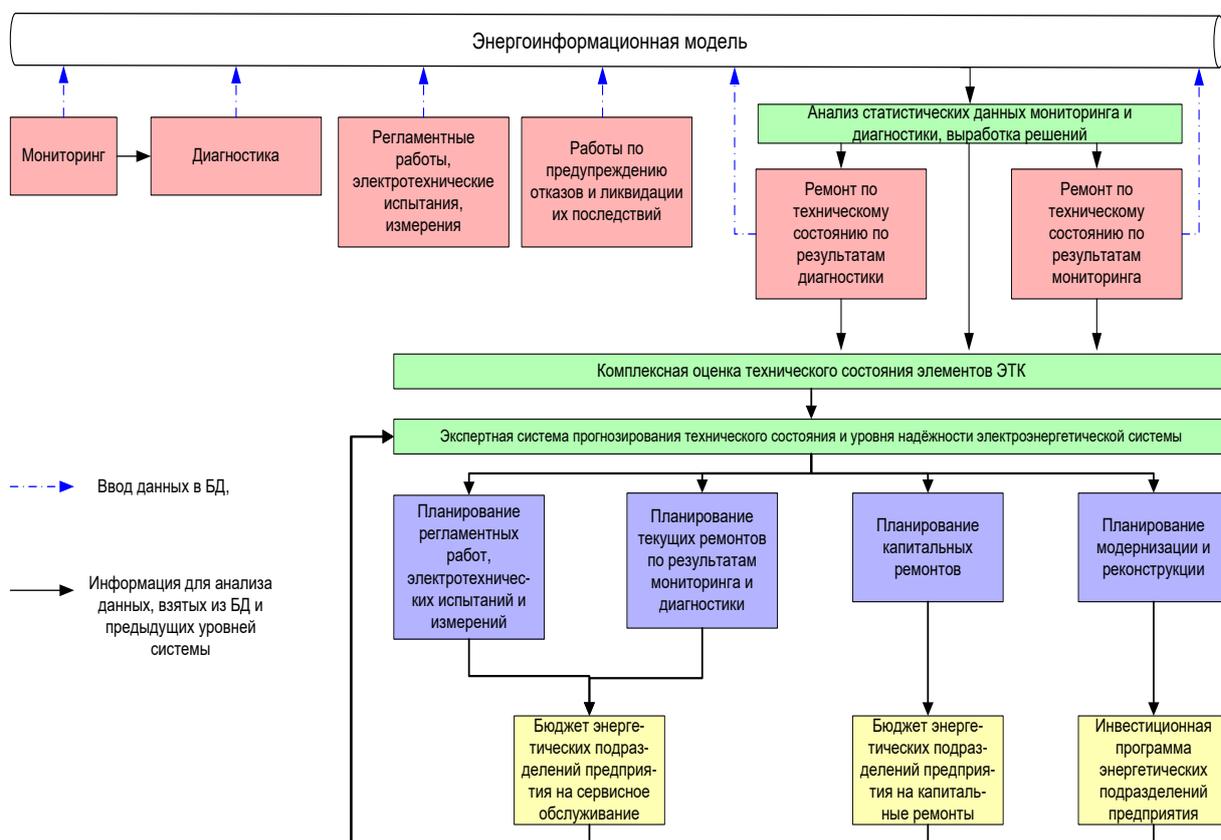


Рисунок 4.8 – Схема информационного обеспечения и поддержки этапов управления жизненным циклом ЭТК ПМСО

Сущность такой задачи состоит в определении ремонтных программ RP_i элементов ЭТК с одновременным использованием нормативной базы и результатов оценок технического состояния. Такое сочетание информации позволяет наиболее полно использовать любые данные о ТС ЭО, получаемые как с помощью систем диагностики, так и по экспертным оценкам.

Как уже отмечалось, целью концепции интегрированной логистической поддержки жизненного цикла ЭТК является повышение эффективности управления информацией о конкретном ЭО за счет высокоавтоматизированного

процесса на основе технологий обработки, хранения, доступа и передачи информации вне зависимости от способа ее представления, количества и местонахождения.

В [14, 16, 76, 121, 153, 238] отмечается, что основой создания такого рода системы является интегрированная информационная среда как совокупность распределенных баз данных, содержащих сведения об оборудовании, производственной среде, ресурсах и процессах предприятия, обеспечивающая корректность, актуальность, сохранность и доступность данных (на основе прав доступа) субъектам производственно-хозяйственной деятельности, участвующим в осуществлении ЖЦ ЭТК ПМСО.

В такой среде протекают информационные процессы, сопровождающие и поддерживающие ЖЦ ЭТК на всех его этапах. Использование энергоинформационной модели ЭТК позволяет реализовать главный принцип интегрированной логистической поддержки: информация, однажды возникшая на каком-либо этапе ЖЦ, сохраняется в хранилище данных и становится доступной всем участникам этого и других этапов (в соответствии с имеющимися у них правами пользования этой информацией) [14, 76, 238]. Это позволяет избежать дублирования, перекодировки и несанкционированных изменений данных, избежать связанных с этими процедурами ошибок и сократить затраты труда, времени и финансовых ресурсов.

Как показано в п.3.2, при создании и разработке новых элементов ЭТК и технологической подготовке их производства средствами конструкторских и технологических систем автоматизированной подготовки производства в энергоинформационной модели создается объект, в описании которого учитываются все входящие компоненты: узлы, агрегаты, комплектующие, материалы и т.д. Каждый объект обладает атрибутами, описывающими как свойства физического объекта (технические требования и условия, размерные и массогабаритные показатели, характеристики надежности, ресурса и др.), так и свойства элемента электроэнергетической системы.

Технологии представления данных являются набором методов для представления в электронном виде данных об элементах ЭТК, относящихся к отдельным процессам ЖЦ ЭТК ПМСО. Эти технологии предназначены для автоматизации отдельных процессов ЖЦ ЭТК ПМСО, что является одним из пунктов стратегии *CALS* (*Continuous Acquisition and Life cycle Support* – непрерывная информационная поддержка жизненного цикла) по обеспечению эффективного функционирования ЭТК [14, 238]. Технологии представления данных включают также технологии перевода данных из бумажного в электронный вид.

Рассматриваемая группа *CALS*-технологий состоит из известных методов [14, 76, 238], которые можно разделить на три направления (в соответствии с рисунком 1.2):

1) технологии автоматизации проектирования ЭТК, в частности, компьютерные системы автоматизированного проектирования (*CAD* – *Computer-Aided Design/Drafting*), системы технологической подготовки производства (*CAM* – *Computer-Aided Manufacturing*), системы инженерных расчетов (*CAE* – *Computer-Aided Engineering*) и т.п. На рисунке 4.9 представлено пользовательское окно визуализации в среде *AutoDesk Navisworks* составных изделий и компонентов ГТЭС 20 МВт (с деревом соответствующих технических спецификаций) на одном из газовых месторождений, разрабатываемых зарубежной компанией. Проектная, рабочая и эксплуатационная документация «привязана» к конкретному компоненту системы;

2) технологии автоматизации производственных процессов и их планирования: *MRP* (*Material Requirements Planning* – планирование потребностей в материалах), *MRP-II* (*Manufacturing Resource Planning* – планирование ресурсов производства), *ERP* (*Enterprise Resource Planning* – планирование ресурсов предприятия). Такие системы в отечественной терминологии чаще всего называются АСУП (автоматизированные системы управления производством (предприятием));

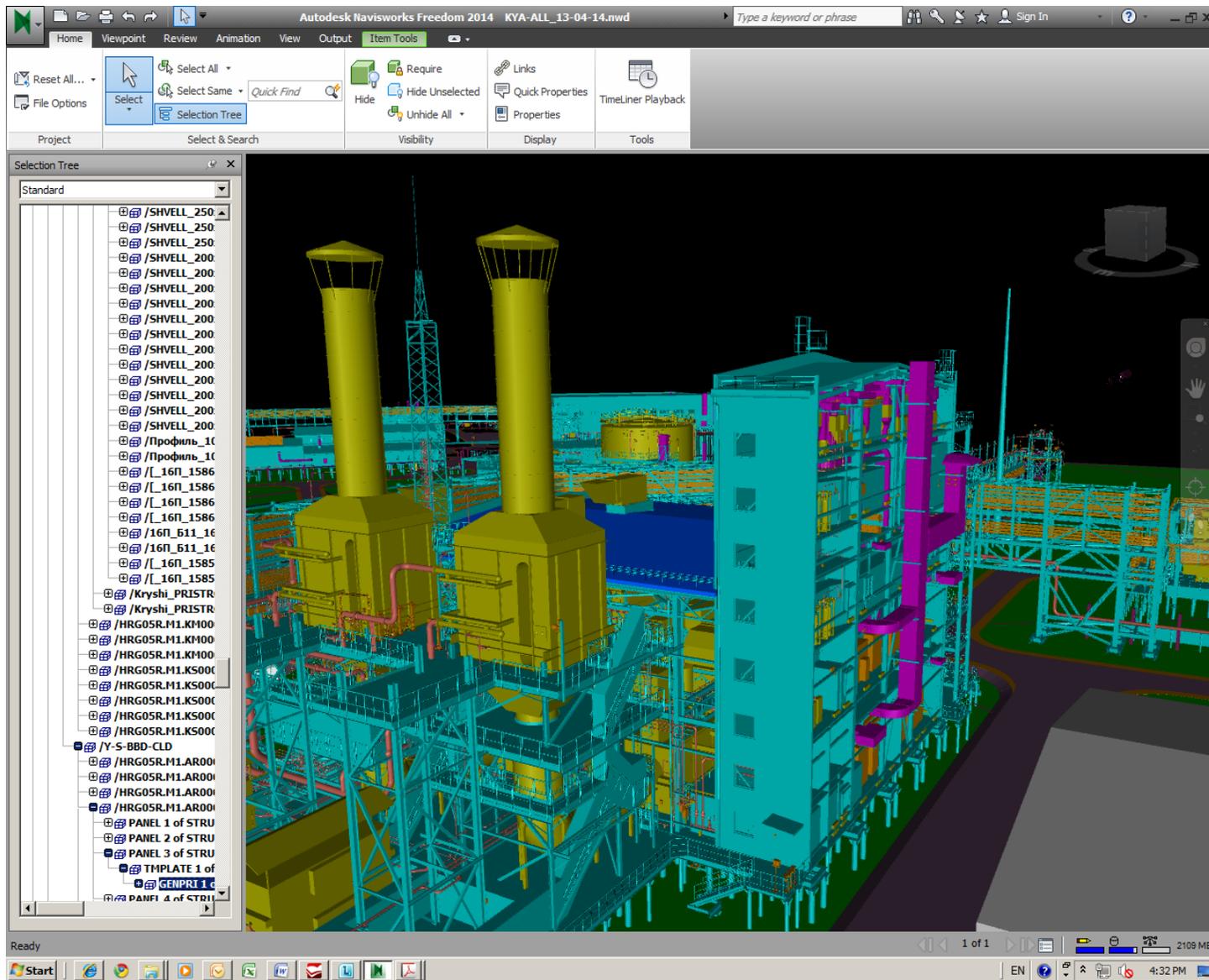


Рисунок 4.9 – Пользовательское окно визуализации составных изделий и компонентов при проектировании ЭТК

3) технологии поддержки внедрения, эксплуатации и завершения эксплуатации элементов ЭТК. В данную группу входят:

3.1) технологии автоматизации процессов эксплуатации технологического и электротехнического оборудования, АСКУЭ, АСТУЭ, АСОДУ;

3.2) интерактивные электронные технические руководства (ИЭТР). К данной категории относятся автоматизированные системы, предоставляющие оператору эксплуатационную информацию по конкретному оборудованию, а также возможности по диагностике оборудования, поиску и устранению неисправностей, обучению, взаимодействию с поставщиком и т.п.

Анализ сложившейся на отраслевых предприятиях ситуации показал [151, 160–163, 222, 223, 277], что имеет место недостаток как статистической, так и эксплуатационной, нормативной, руководящей документации, касающейся вопросов функционирования ЭТК и его элементов; имеет место низкая степень оперативности ее поиска.

Одним из важнейших компонентов ИЛП является обеспечение персонала эксплуатационной и ремонтной документацией, выполненной в электронном виде. Характерным свойством такой документации в современных условиях является ее интерактивность [44]. Для реализации такой возможности, а также для задач обучения персонала, занимающегося обслуживанием и эксплуатацией ЭО, рекомендуется разработка интерактивных электронных технических руководств (ИЭТР) и интерактивных электронных учебных пособий. В них содержатся описания ЭО, технологии эксплуатации, поясняются приемы обслуживания, методы диагностики и ремонта.

К интерактивной эксплуатационной документации предъявляются повышенные требования: приспособленность к внесению изменений и конвертированию форматов, должная степень интерактивности и управления данными, адаптация учебного материала к конкретным запросам пользователей, малые затраты на создание новых версий документов [16, 44, 75, 163].

Таким образом, ИЭТР используются для решения целого комплекса задач, связанных с информационной поддержкой ЭТК ПМСО на этапах ЖЦ ЭТК.

Кроме интерактивных ссылок на карты контроля параметров ТС, в отраслевых ИЭТР необходимо предусматривать интерактивные ссылки на технологические карты по ТОиР ЭО, в которых учитываются нормы времени выполнения операции, квалификация ремонтного (обслуживающего) персонала, применяемая оснастка, вид ремонта, нормы расхода запчастей и материалов (изоляционных, лакокрасочных, смазочных) на ремонтные операции, согласно выданной спецификации товарно-материальных ценностей и утвержденных документов. Принципы технологического картирования рассмотрены в п.3.4.

С учетом обозначенных подходов при наличии комплекса технических средств мониторинга и диагностики, а также при достаточно полной проработке ПО в плане нормативных и технических аспектов предприятие может ориентироваться на переход к системе обслуживания ЭО по техническому состоянию.

4.6. Выводы по главе 4

1. Разработана методика комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе оценки технического состояния по непрерывно контролируемым технологическим параметрам, характеризующим техническое состояние элементов оборудования, и экспертной оценки состояния ЭО.

2. Сформирована база диагностических параметров, характеризующих оценки технического состояния электротехнического оборудования ПМСО, для задач оперативного принятия решений в условиях неопределенности и неполноты информации.

3. Обоснованы принципы организации экспертной оценки факторов риска отказов электротехнического оборудования для задач управления жизненным циклом элементов электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

4. Разработана *UCD*-диаграмма системы обеспечения эффективного функционирования элементов ЭТК.

5. Сформированы базовые варианты проведения обслуживания электротехнического оборудования. Разработаны и программно реализованы алгоритмы обеспечения эффективного функционирования электротехнического оборудования для различных вариантов проведения обслуживания ЭО.

6. Разработана методика интегрированной логистической поддержки этапов жизненного цикла электротехнических комплексов, отражающая следующие аспекты:

- электротехническое оборудование, входящее в состав электротехнических комплексов, необходимо рассматривать не только с позиций его эксплуатации, но и с позиций его проектирования, производства и испытания, в процессе которых и были заложены основные критерии, технические характеристики, показатели надежности, режимы электроэнергетической системы и другие аспекты, которыми приходится оперировать при эксплуатации. Использование энергоинформационной модели электротехнического комплекса обеспечивает единое информационное пространство в задачах комплексного контроля и сопровождения электротехнического комплекса на этапах его жизненного цикла;

- комплексная стратегия эффективного функционирования электротехнического комплекса должна быть построена в рамках системы обеспечения электротехнического оборудования по техническому состоянию;

- методы представления данных об элементах электротехнических комплексов в энергоинформационной модели должны обеспечивать поддержку технологий автоматизации проектирования электротехнических комплексов, автоматизации производственных процессов и их планирования, внедрения, эксплуатации и завершения эксплуатации элементов электротехнических комплексов;

- для задач обеспечения персонала, занимающегося обслуживанием и эксплуатацией электротехнического оборудования, современной

эксплуатационной и ремонтной документацией, а также для задач обучения рекомендуется разработка интерактивных электронных технических руководств.

Использование такого подхода позволяет:

- оперативно вносить и получать информацию об отказавших элементах ЭТК, а также выявлять причины отказа;
- отслеживать изменения параметров и показателей надёжности элементов ЭТК во временном интервале;
- производить анализ и обработку данных с последующей экспертной оценкой ТС элементов ЭТК;
- использовать методы прогнозирования для построения стратегий дальнейшей эксплуатации ЭТК.

Таким образом, энергоинформационная модель ЭТК обеспечивает информационное обслуживание и поддержку деятельности:

- руководства предприятия;
- разработчиков (конструкторов), наладчиков, работников сервисных служб предприятия-изготовителя ЭО;
- технологов, управленческого, производственного, эксплуатационного и ремонтного персонала отраслевого предприятия.

5. Программно-техническое обеспечение эффективности функционирования электротехнических комплексов

5.1. Основные принципы разработки модулей программно-аппаратного моделирования элементов электротехнических комплексов

Важной задачей при разработке программно-технических средств поддержки принятия решений по управлению функционированием ЭТК является сокращение временных и финансовых затрат на как разработку программного и технического обеспечения, так и затрат, связанных с:

- а) отладкой и моделированием математических алгоритмов, которые нужны для получения промежуточных и итоговых результатов,
- б) проведением измерений и испытаний элементов ЭТК.

В случае, когда выбирается какая-то определенная среда разработки ПО, она должна отвечать всем требованиям, предъявляемым к языкам программирования, поддерживать все современные стандартизированные протоколы передачи данных и обладать высокой совместимостью с другими языками программирования. Этот подход является более предпочтительным, так как позволяет свести к минимуму временные затраты на разработку модуля, его отладку и моделирование математических алгоритмов, а также предоставить возможность поддержки стандартизированных протоколов передачи данных и высокой совместимости с другими языками программирования и оборудованием.

Использование подхода *Hardware-In-the Loop* (HIL – программно-аппаратного моделирования или полунатурного моделирования) обеспечивает разработку и испытание сложных встроенных систем реального времени: математическая модель объекта управления работает в реальном времени, а испытываемый блок управления подключается к аппаратному модулю и управляет моделью объекта.

Основные принципы построения модулей программно-аппаратного моделирования как компонентов энергоинформационной модели:

- кроссплатформенность: необходимо обеспечить функционирование ПО модуля в нескольких различных операционных системах или на разных программно-аппаратных платформах;

- использование различных парадигм программирования (модульное программирование, объектно-ориентированное программирование, императивное программирование, параллельное программирование);

- наличие интуитивно понятного интерфейса графической реализации приложений; наличие встроенных инструментов для сбора данных, управления измерительным оборудованием, обработки результатов, генерации отчетов испытаний;

- гибкость и расширяемость: необходимо обеспечить «точки расширения» архитектуры программно-технических комплексов для легкой и удобной модификации; совместимость с измерительным оборудованием сторонних производителей посредством драйверов приборов; совместимость с различными операционными системами; соответствие форматам «цифровой подстанции»;

- высокая производительность: необходимо обеспечить расчет динамических процессов на достаточно длительном интервале времени с малым шагом дискретизации;

- точность при расчетах;

- наличие модуля реального времени для решения специализированных задач стендовых испытаний;

- наличие модуля для программирования ПЛИС;

- наличие модуля для программирования встраиваемых микропроцессоров;

- возможность работы с базами данных.

Программно-аппаратная модель включает в себя электрически эмулируемые датчики и приводы. Они выступают в качестве интерфейса между инструментом моделирования и встроенной тестируемой системой. Значение каждого датчика контролируется программной средой и считывается тестируемой

системой. Во многих случаях реальные испытания стоят дороже высококачественного воспроизведения процесса в режиме реального времени. Таким образом, более экономично для разработки и тестирования подключение к программно-аппаратному симулятору – так называемому «цифровому двойнику», чем реальные испытания процесса.

Одним из лидеров в области разработки и производства аппаратно-программных средств автоматизации измерений, диагностики, управления и моделирования в широком спектре приложений является среда инженерного программирования *LabVIEW* компании *National Instruments*. Выбор инструментария *LabVIEW* обусловлен также тем, что использование данной среды и оборудования *National Instruments* становится стандартом «де-факто» в отечественных системах управления газотурбинных установок и газотурбинных электростанций, а также в системах автоматизации испытаний этих установок (на предприятиях НПО «Энергомаш», АО «ОДК-Авиадвигатель», АО «ОДК-Стар», ПАО «Протон – Пермские моторы», и др.).

В основе контрольно-измерительных систем *National Instruments* лежит концепция виртуальных приборов (ВП), средств измерения, построенных на базе компьютерных технологий, плат сбора данных и ПО для сбора и обработки данных.

Виртуальный прибор состоит из трех основных частей:

- 1) лицевой панели (*Front Panel*);
- 2) блок-диаграммы (*Block Diagram*);
- 3) пиктограммы с соединительной панелью.

Лицевая панель является интерактивным пользовательским интерфейсом виртуального прибора, она имитирует лицевую панель традиционного прибора и состоит из элементов управления и индикаторов. Элементы управления являются средствами ввода данных, а элементы индикации – средствами вывода данных из программы.

Графическая блок-диаграмма является исходным программным кодом ВП, созданным на языке графического программирования *LabVIEW G* и используется

вместо написания текста программы. Блок-диаграмма управляет объектами лицевой панели и является последовательным решением поставленной задачи.

Компонентами блок-диаграммы являются: ВП более низкого уровня, встроенные функции *LabVIEW*, константы и структуры управления выполнением программы.

Виртуальные приборы можно использовать в качестве виртуальных подприборов (ВПП), то есть вызывать из другого виртуального прибора как функции, использующиеся в текстовых языках программирования. Соединительная панель определяет входные и выходные данные ВП.

Данные могут быть получены от множества разнообразных устройств: промышленных контроллеров, встраиваемых плат ввода/вывода сигналов видео и управления приводами, последовательных, *GPiB*- и *Bluetooth*-интерфейсов, сетевых протоколов *TCP/IP* и *UDP*, и т.д.

При получении исходных данных математические инструменты и средства моделирования *LabVIEW* позволяют выявить нужную информацию и обеспечить визуализацию в виде графиков, опубликовать ее в сети Интернет или оформить в виде отчета [280].

На рисунке 5.1 представлена типовая архитектура систем для проведения стендовых испытаний на платформе *LabVIEW*. Применяется технология модульных приборов, в основе которой лежит использование компактного модульного оборудования, функционально гибкого ПО и встроенных систем синхронизации. Такая архитектура позволяет автоматизировать стендовые испытания и увеличить их производительность.

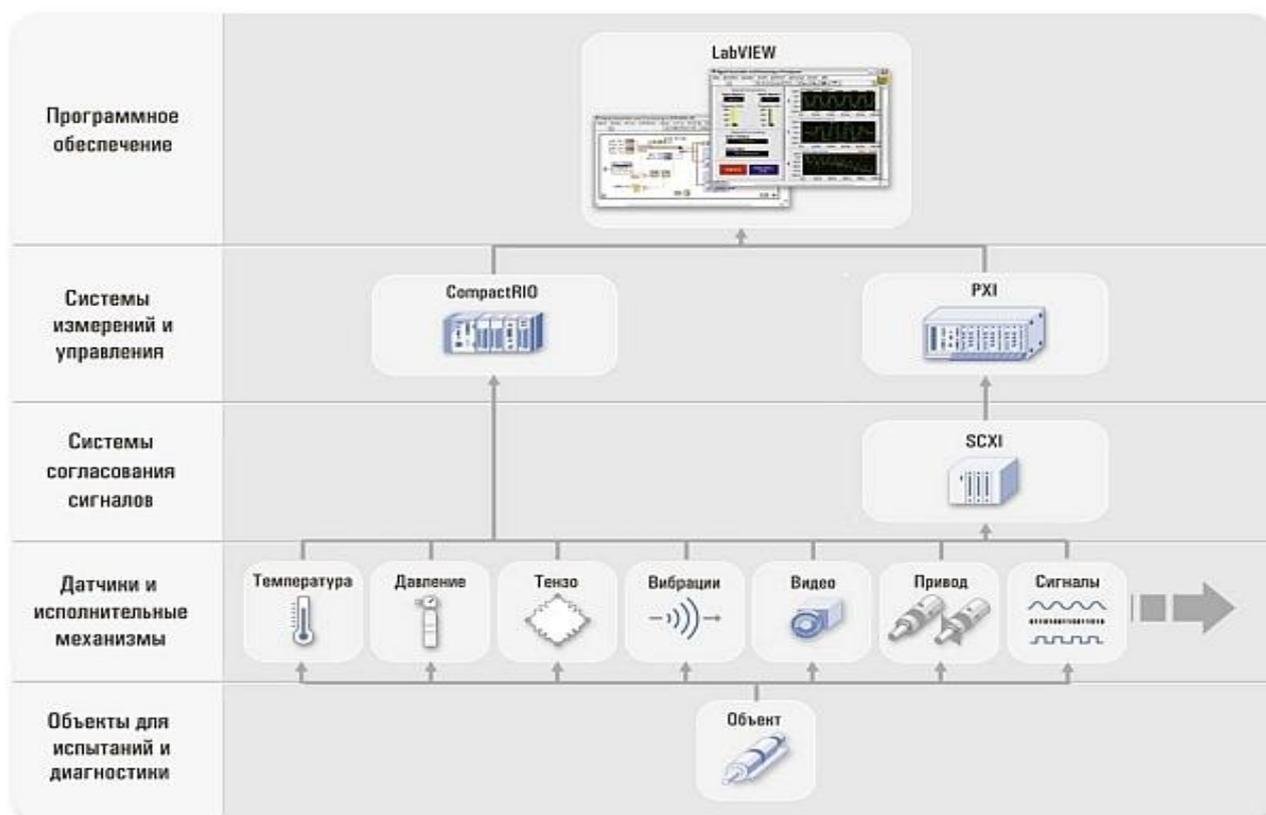


Рисунок 5.1 – Архитектура систем для проведения стендовых испытаний на платформе *LabVIEW* (с сайта www.ni.com)

Функциональность виртуальных приборов позволяет обеспечить интеграцию элементов энергоинформационной модели ЭТК, систем мониторинга и диагностики и систем управления технологическими процессами, развернутых на промышленных предприятиях.

5.2. Программно-аппаратная модель активно-адаптивной сети

Сотрудниками ПНИПУ, Университета Техаса (г. Остин, США), Университета Беркли (США) и компаний «*National Instruments Russia*», «*Bitlis Man*» (Армения) разработана структура программно-аппаратной модели активно-адаптивной сети (ААС) *SmartGrid/MicroGrid* (рисунок 5.2) [323, 324].

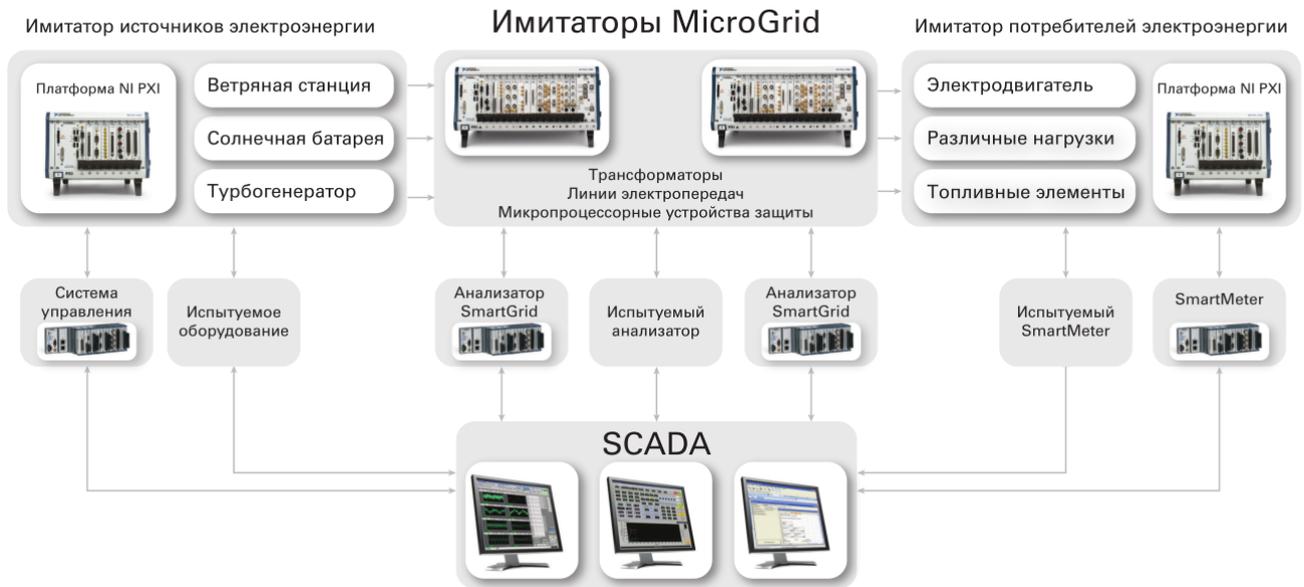


Рисунок 5.2 – Структурно-функциональная схема программно-аппаратной модели активно-адаптивной сети

Программно-аппаратная модель активно-адаптивной сети *MicroGrid* предназначена для имитации сети мини-ЭЭС (с источниками распределенной генерации, накопителями энергии и контролируемой нагрузкой). Важным свойством мини-ЭЭС является автоматический переход в изолированное состояние в случае аварий, после устранения которых восстанавливается синхронизация с сетью, и обеспечивается требуемое качество электрической энергии.

Отдельные элементы программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid* имитируются **системой имитации генераторов и потребителей**, состоящей из контроллеров, на каждом контроллере имитируется один генератор и один-два потребителя. Управление генераторами, синхронизацию с сетью, работу системы РЗА обеспечивают **контроллеры ААС**.

Отработка режимов контроллеров ААС соответствует требованиям, предъявляемым к цифровым подстанциям, рассмотренным в п.1.3.

Сервер программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid*.

Коммуникация сервера программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid* с контроллерами ААС и системой имитации генераторов и потребителей

осуществляется посредством модулей *National Instruments PXI-7851R* и кабелей *SHC68-68-RMIO*.

Сервер программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid* (рисунок 5.3) представляет собой 18-ти слотовое шасси *PXI-1045*, в которое установлены контроллер *NI PXI-8110* и модули *PXI-7851R*.



Рисунок 6.3 – Внешний вид сервера программно-аппаратной модели активно-адаптивной сети *MicroGrid*

Виртуальные приборы в программно-аппаратной модели активно-адаптивной сети *MicroGrid*.

Основной виртуальный прибор *Grid.vi*, выполняющий имитацию мини-ЭЭС, представляет собой фреймворк (шаблон) для создания структуры мини-ЭЭС произвольного типа и моделей взаимодействия элементов мини-ЭЭС (на основе представленных в главе 2 положений).

На рисунке 5.4 приведена блок-диаграмма ВП *Grid.vi* для схемы замещения, соответствующей мини-ЭЭС с четырьмя генераторами (структура мини-ЭЭС соответствует схеме, представленной на рисунке 1.9). Схема

подключения оборудования системы имитации *MicroGrid* для данной структуры показана на рисунке 5.5.

В виртуальном приборе *Grid.vi* используются следующие потоки данных:

NES_References – хранит ссылки на очереди синусоидальных сигналов для аппаратной коммуникации между системой имитации *MicroGrid* и системой имитации генераторов и потребителей.

Grid Data – выполняет функцию ЛЭП и модели взаимодействия между элементами мини-ЭЭС (распределяет мощность между генераторами и потребителями).

----- *Error* – кластер ошибки.

Также важным инструментом для реализации мини-ЭЭС является класс *Grid Data*. Данный класс имеет необходимый функционал, описывающий модель взаимодействия элементов мини-ЭЭС.

В состав класса *Grid Data* входят следующие свойства:

1. *Voltage u Current Waveforms* – используется для передачи синусоидальных сигналов напряжения и тока соответственно. Массив состоит из трех элементов (синусоид) для каждой фазы.

2. *Needed Power* – кластер для сохранения значения потребляемой мощности. Указывается источник (*Source index*), потребитель (*Consumption*), форма синусоидального сигнала (*Waveforms*), значение проводимости потребителя (*Conductions*).

3. *New Needed Power* – используется для формирования массива *Needed Power* на данной итерации для следующей итерации во время моделирования виртуального прибора *Grid.vi*.

4. *Line Resistance Rate* – используется для задания параметров схемы замещения ЛЭП и для учета потерь в ЛЭП.

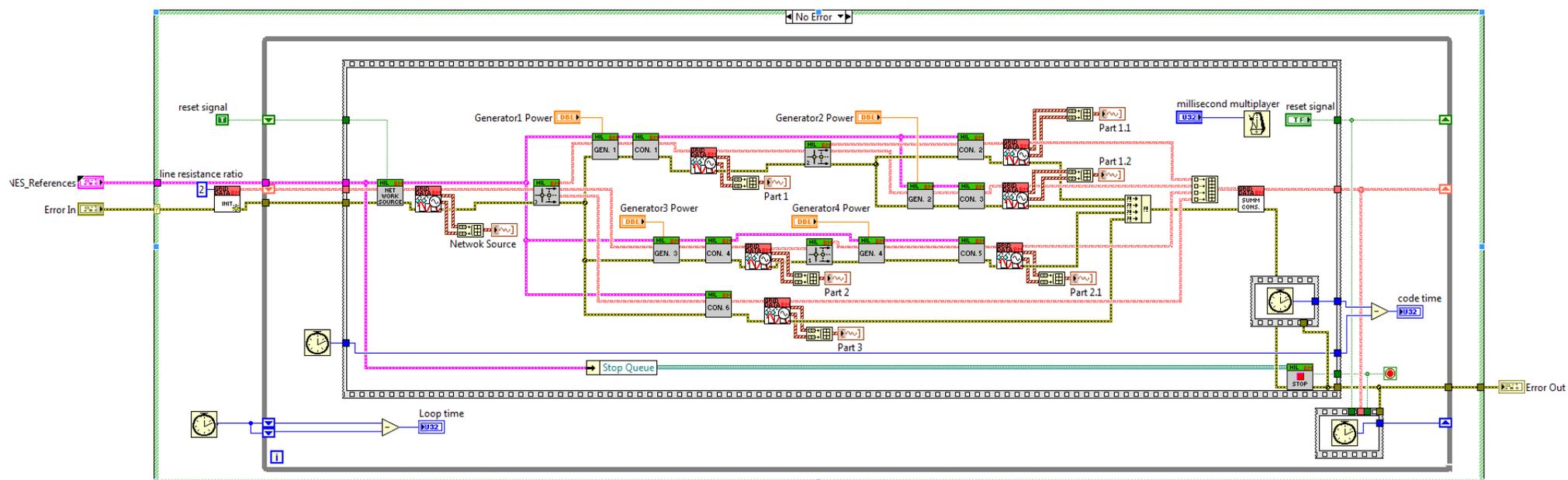


Рисунок 5.4 – Блок-диаграмма виртуального прибора *Grid.vi* для мини-ЭЭС с четырьмя генераторами

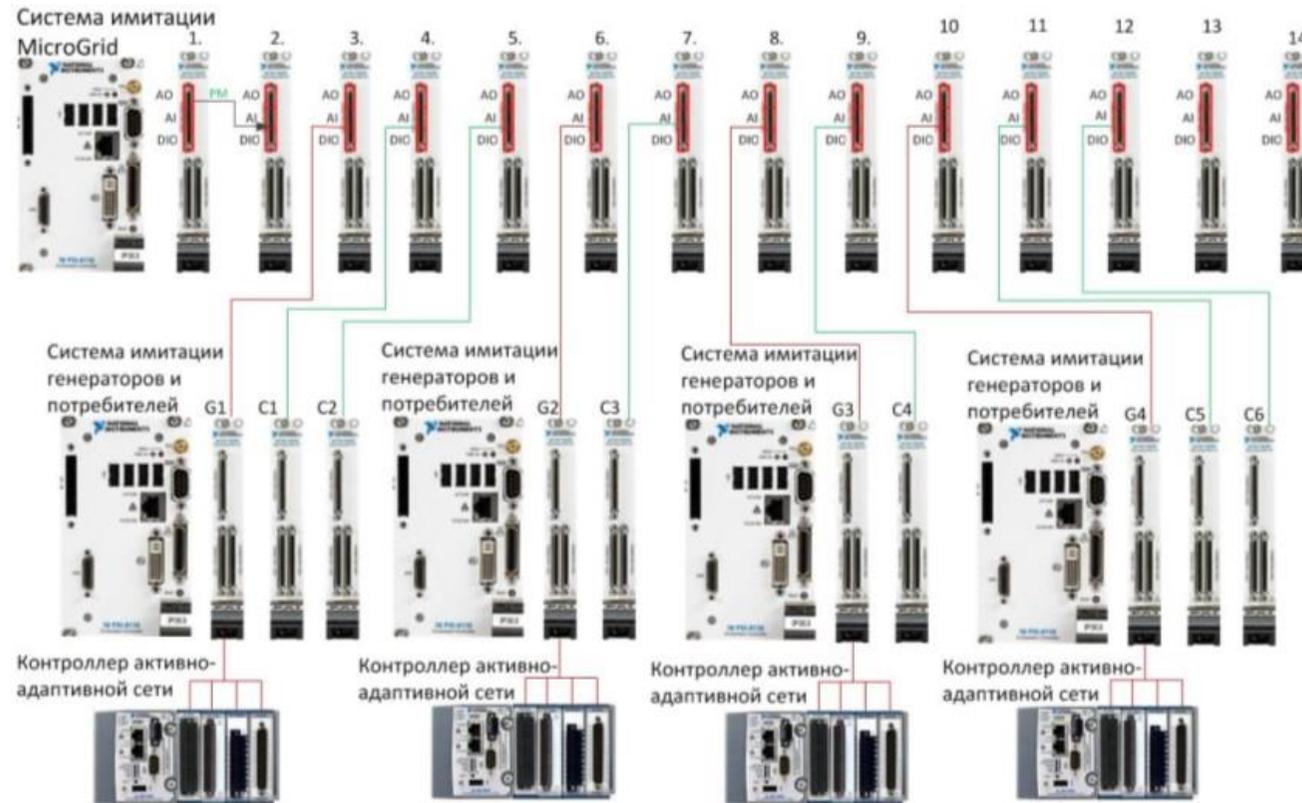


Рисунок 5.5 – Схема подключения оборудования программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid* для мини-ЭЭС с четырьмя генераторами

5. *Current Source Order* – используется для задания порядка источников (генераторов), начиная с последнего (ближнего к последнему потребителю).

6. *Source Power* – используется для хранения мощности всех располагаемых генераторов.

Система имитации сети переменного тока.

Сеть переменного тока имитируется двумя модулями сбора данных *PXI-7851R* (рисунок 5.6).



Рисунок 5.6 – Внешний вид модуля сбора данных *PXI-7851R*

Первый модуль выполняет функцию имитатора генерации напряжения сети. Второй модуль предназначен для чтения параметров напряжения сети. К данному модулю подключается либо первый модуль, либо другой контроллер сети переменного тока.

Схема подключения модулей сбора данных *PXI-7851R* к программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid* приведена на рисунке 5.7.

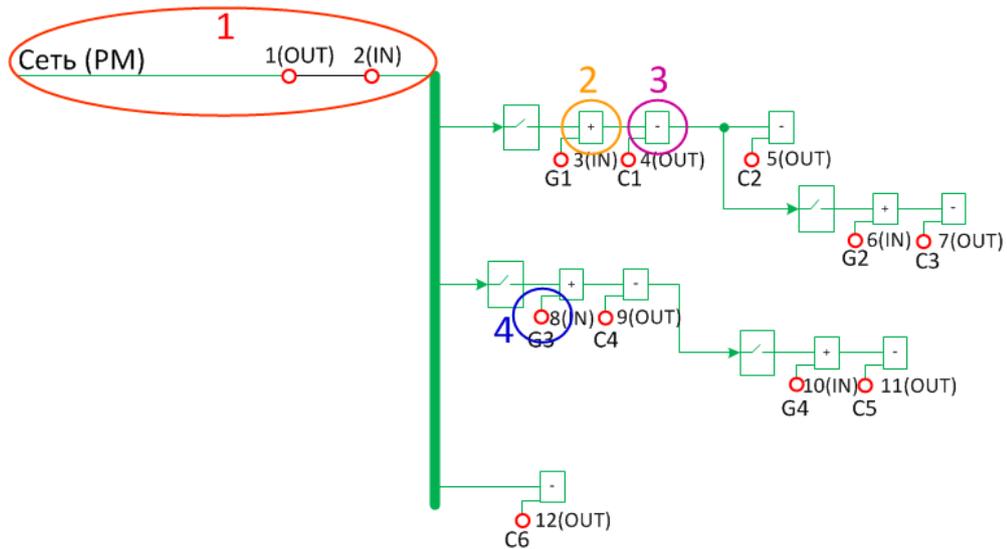


Рисунок 5.7 – Схема подключения модулей сбора данных к программно-аппаратной модели AAC *MicroGrid* (*PM* – *Power Monitoring*)

Программно-аппаратная модель AAC получает входные параметры сети одним из следующих способов:

а) получение параметров от системы *PM* – «*Power Monitoring*». Система «*Power Monitoring*» отправляет входные параметры сети программно-аппаратной модели AAC *MicroGrid* по локальной сети. Для отправки данных используется технология *LabVIEWNetworkStream*. После получения данных программно-аппаратная модель AAC *MicroGrid* начинает генерировать синусоидальный сигнал входного напряжения сети с помощью первого модуля.

б) получение параметров от эмулятора. Математическая модель содержит эмулятор, который симулирует входные параметры сети. Оператор может сэмулировать частоту, амплитуду, фазу и гармоники входного напряжения. Механизм работы схож с предыдущим, за исключением того, что входные параметры поступают от эмулятора, а не от системы «*Power Monitoring*».

в) получение параметров от внешних устройств. Оператор имеет возможность использовать любое устройство, которое симулирует синусоидальное напряжение ($\pm 10\text{В}$) для получения входных параметров сети. Для этого необходимо подключить устройство ко второму модулю программно-аппаратной модели AAC *MicroGrid*.

Система имитации генераторов.

Система имитации генераторов предназначена для имитации работы генераторов электроэнергии, как при моделировании динамических режимов мини-ЭЭС, так и при проведении полунатурных испытаний измерительной (выходное напряжение, полная мощность и другие параметры), управляющей и защитной автоматики в составе локальной ААС.

В системе имитации генераторов предусмотрены следующие режимы:

1. Пуск генератора. С помощью входных параметров генератора (скорость вращения, момент на валу и т.д.) оператор может регулировать параметры (частота, амплитуда и т.д.) выходного напряжения генератора до тех пор, пока выходные параметры напряжения генератора не совпадут с параметрами сети.

2. Синхронизация и параллельная работа с сетью. После запуска генератора происходит синхронизация генератора с сетью. После чего генератор подключается к сети и продолжает работать параллельно с сетью. В этом случае возможны две ситуации:

а) требуемая мощность больше, чем мощность генератора. В этой ситуации программно-аппаратная модель ААС *MicroGrid* обеспечивает необходимые инъекции мощности из внешней сети;

б) требуемая мощность меньше, чем мощность генератора. Излишек мощности преобразуется в тепловую мощность.

3. Работа генератора в автономном режиме. Кроме первых двух режимов, генератор также может работать в автономном режиме (генератор подключен к потребителю и отключен от сети).

Система обеспечивает аппаратный вывод генерируемого тока и напряжения (трехфазный сигнал, адаптированный для низковольтных измерительных систем), а также аналоговые и дискретные входы для подключения внешнего управляющего контроллера.

Программно-аппаратная модель ААС *MicroGrid* генерирует сигнал напряжения, который передается в модель генератора и контроллер. В момент

синхронизации контроллер определяет, когда генератор подключился к сети для отправки синусоидального сигнала тока. Между программно-аппаратной моделью AAC *MicroGrid* и генератором есть слаботочная модель для обмена информацией.

Обеспечиваются два режима синхронизации: ручной (если оператор не успел в таймаут – то синхронизация не удалась) и автоматический (по напряжению и частоте).

Система имитации генераторов аппаратно состоит из следующего оборудования (рисунок 5.8):

- шасси *PXI-1042Q* (используется для объединения контроллера и модулей в одном корпусе и для обеспечения функционирования модели генератора и одной или двух моделей потребителей и интеграции этих моделей в программно-аппаратную модель AAC *MicroGrid*);

- контроллер *PXI-8110* (на контроллере функционирует программа с моделью генератора и одной или двумя моделями потребителей) с ПО *LabVIEW Real-Time*;

- модуль *PXI-7851R* (используется для сбора и формирования сигналов напряжения и тока, имитируя ЛЭП между генератором/потребителем и программно-аппаратной моделью AAC *MicroGrid*);

- интеллектуальный контроллер локальной AAC (построен на базе четырехслотового шасси с модулями аналогового ввода, аналогового вывода, дискретного ввода-вывода и реле) (рисунок 5.9).

Интеллектуальные контроллеры AAC объединяются в централизованную *SCADA*-систему управления распределением электроэнергии и выполняют следующие функции:

- 1) измерение параметров: синусоидальный сигнал напряжения, синусоидальный сигнал тока, среднеквадратичное значение напряжения, среднеквадратичное значение тока, частота, активная, реактивная и полная мощности, коэффициент мощности, векторная диаграмма, полный коэффициент гармоник, расход электроэнергии;

- 2) управление генераторами: синхронизация генераторов с ЭЭС;
- 3) подключение генератора к сети;
- 4) управление устройствами РЗА активно-адаптивной сети.

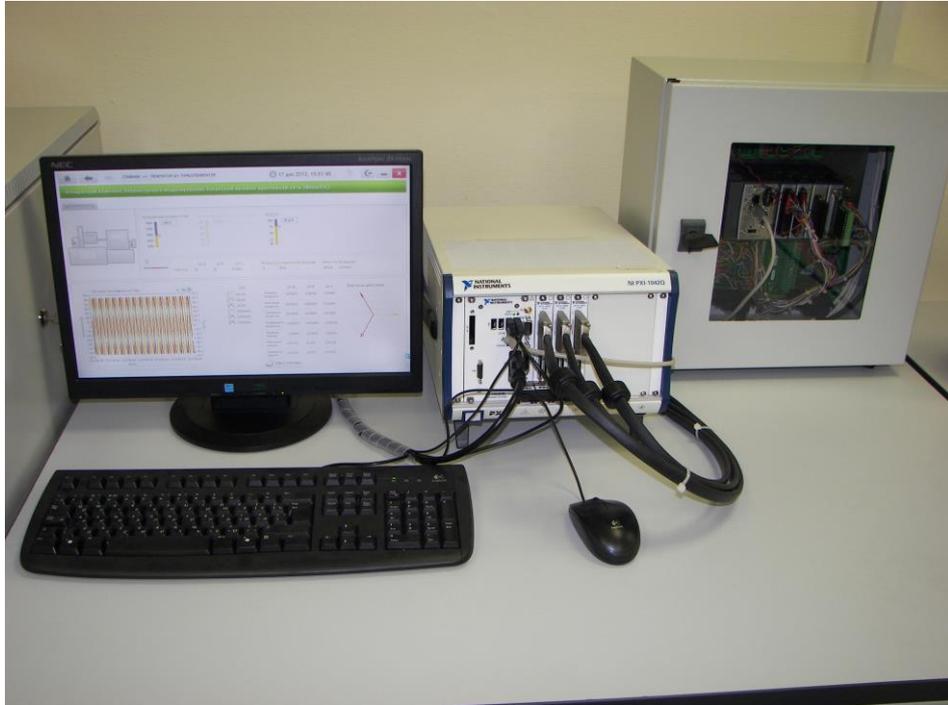


Рисунок 5.8 – Внешний вид системы имитации генераторов

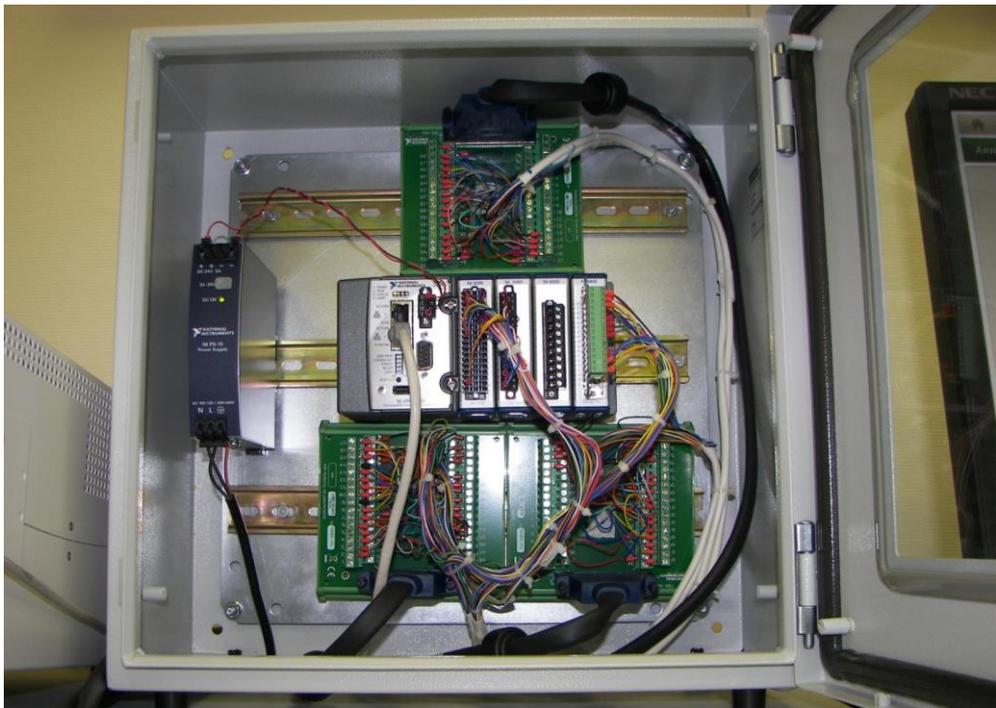


Рисунок 5.9 – Внешний вид шкафа с контроллером локальной ААС

Система имитации потребителей.

Система предназначена для имитации работы потребителей электроэнергии в соответствии с математическими моделями, представленными в главе 2.

Система имитации потребителей обеспечивает аппаратный ввод тока и напряжения (трехфазный сигнал, адаптированный для низковольтных измерительных систем) от сети электроснабжения, а также аналоговые и дискретные входы для подключения внешних систем контроля качества и учета расхода электроэнергии.

Для передачи данных для связи между компонентами ААС используется протокол *DNP3*.

Система имитации потребителей получает сигнал о состоянии напряжения в сети и выдает сигнал со значением требуемого тока. Цифровые входы и выходы не используются.

Для реализации модели потребителя разработан шаблон – виртуальный прибор *ConsumptionTemplate.vi*.

На рисунке 5.10 представлена блок-диаграмма вывода текущих переменных модели потребителя на панель для отображения в ВП.

Перевод параметров моделей потребителей из системы координат (d, q) в систему координат (a, b, c) происходит с помощью матрицы Горева на основе выражений (2.5), (2.6).

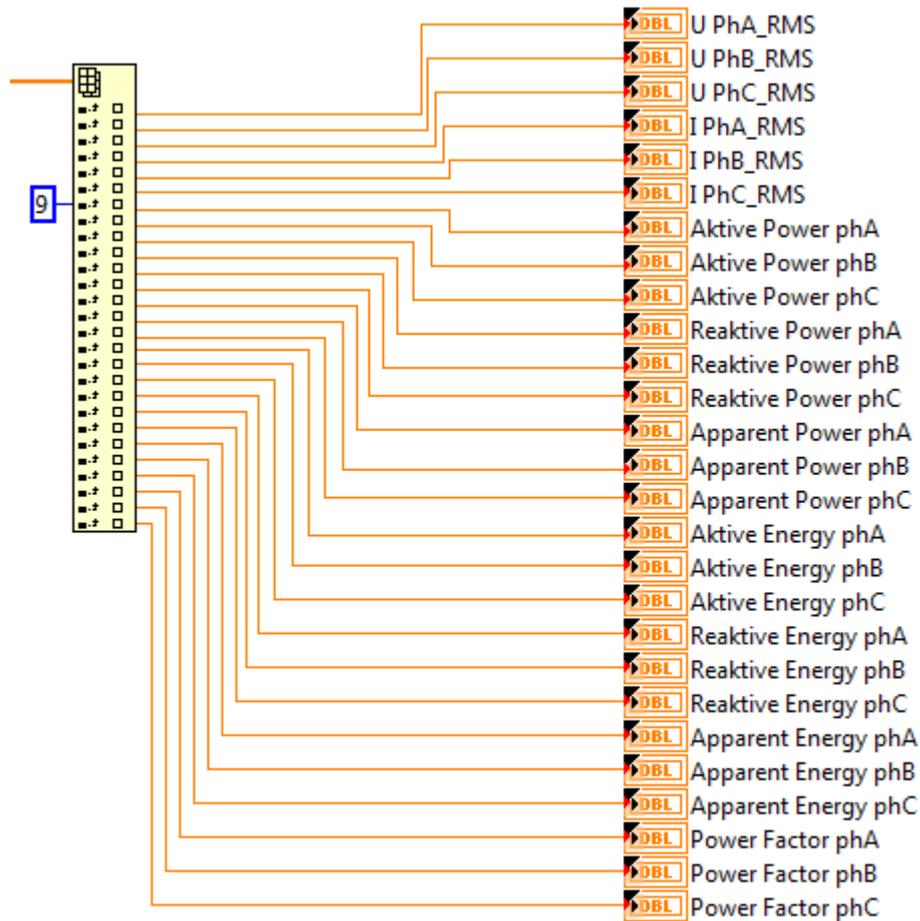


Рисунок 5.10 – Блок-диаграмма вывода текущих переменных модели потребителя на панель для отображения

Система коммуникации *MicroGrid* с генераторами и потребителями.

Система предназначена для имитации работы сети ЛЭП, к которой подключены модели внешних генераторов, потребители и реальные измерительные контроллеры.

Система обеспечивает аппаратный ввод-вывод тока и напряжения (трехфазный сигнал, адаптированный для низковольтных измерительных систем) и допускает включение внешних узлов (генераторов и потребителей).

Имитация работы ЛЭП осуществляется при помощи математической модели, исполняемой на контроллере программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid*.

Подключение к объектам ААС (генераторам, потребителям и контроллерам) осуществляется с помощью аппаратного имитационного интерфейса.

Последовательность генерации сигнала из модели:

Модель -> ВП *Output.vi* -> ВП *FPGA_Main.vi* -> реальный сигнал.

Последовательность чтения сигнала:

Реальный сигнал -> ВП *FPGA_Main.vi* -> ВП *Input.vi* -> модель.

Блок-диаграммы виртуальных приборов *Input.vi*, *Output.vi* и *FPGA_Main.vi* приведены на рисунках 5.11–5.13.

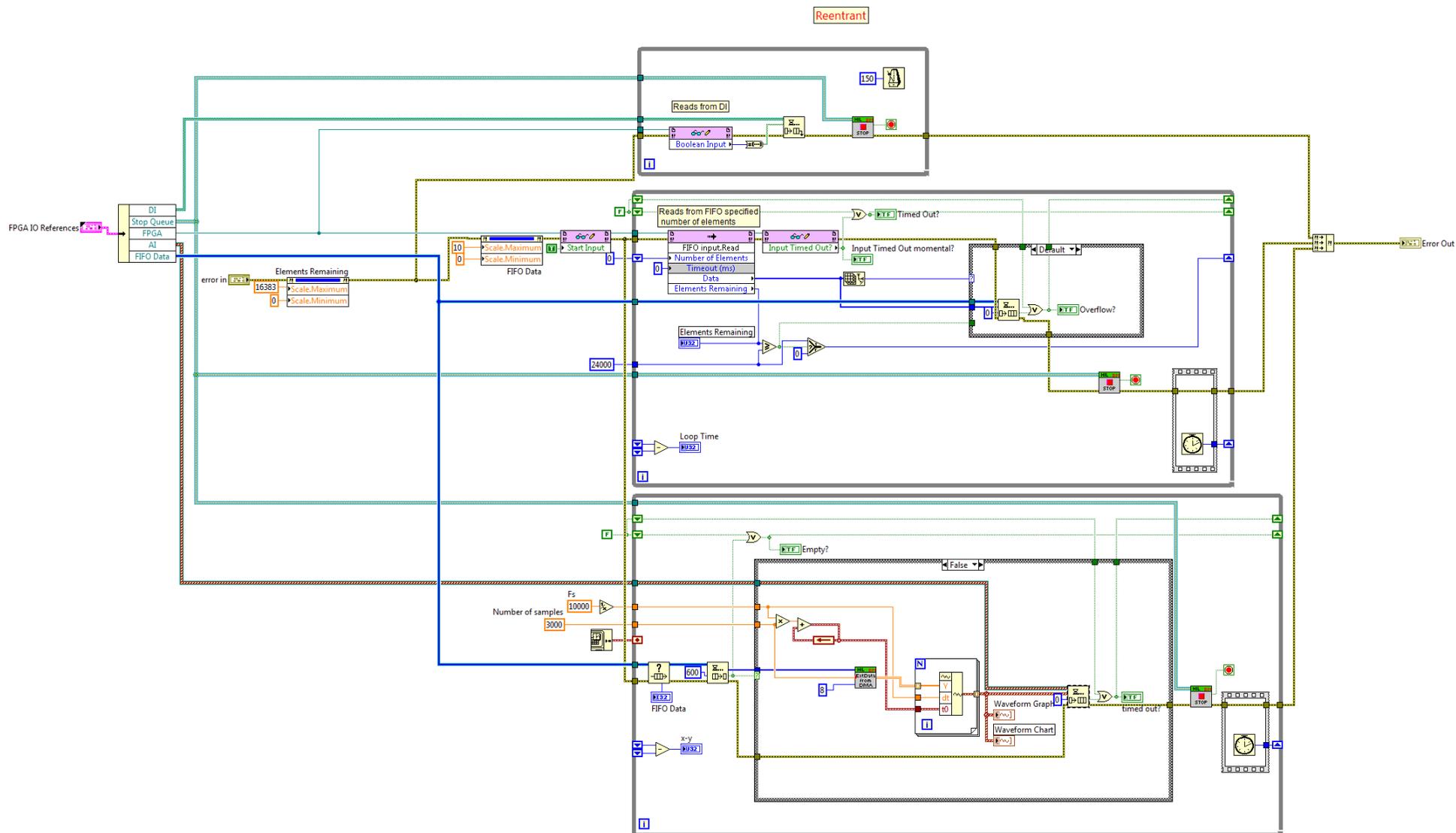
Виртуальный прибор *Input.vi* читает мгновенные значения синусоидального сигнала из *FIFO input*-очереди, полученные из реальных сигналов $\pm 10\text{В}$. Затем масштабирует их и отправляет в модель через очередь. Данный ВП универсален и применяется как для программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid*, так и для системы имитации генераторов и потребителей.

Виртуальный прибор *Output.vi* читает мгновенные значения синусоидального сигнала из модели через очередь. Затем масштабирует их в сигнал $\pm 10\text{В}$. Далее мгновенные значения отправляются в *FIFO output* очередь для генерации в реальный сигнал. Данный ВП универсален и применяется как для программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid*, так и для системы имитации генераторов и потребителей.

Виртуальный прибор *FPGA_Main.vi* запускается на *FPGA*-модуле и осуществляет генерацию и получение сигналов с модулей:

- 1 цикл: генерация сигналов. Выгрузка точек из *FIFO output*-очереди в 8 каналов аналогового выхода.

- 2 цикл: чтение реальных сигналов. Получение точек с 8 каналов аналогового входа и отправление их в *FIFO input*-очередь.

Рисунок 5.11 – Блок-диаграмма виртуального прибора *Input.vi*

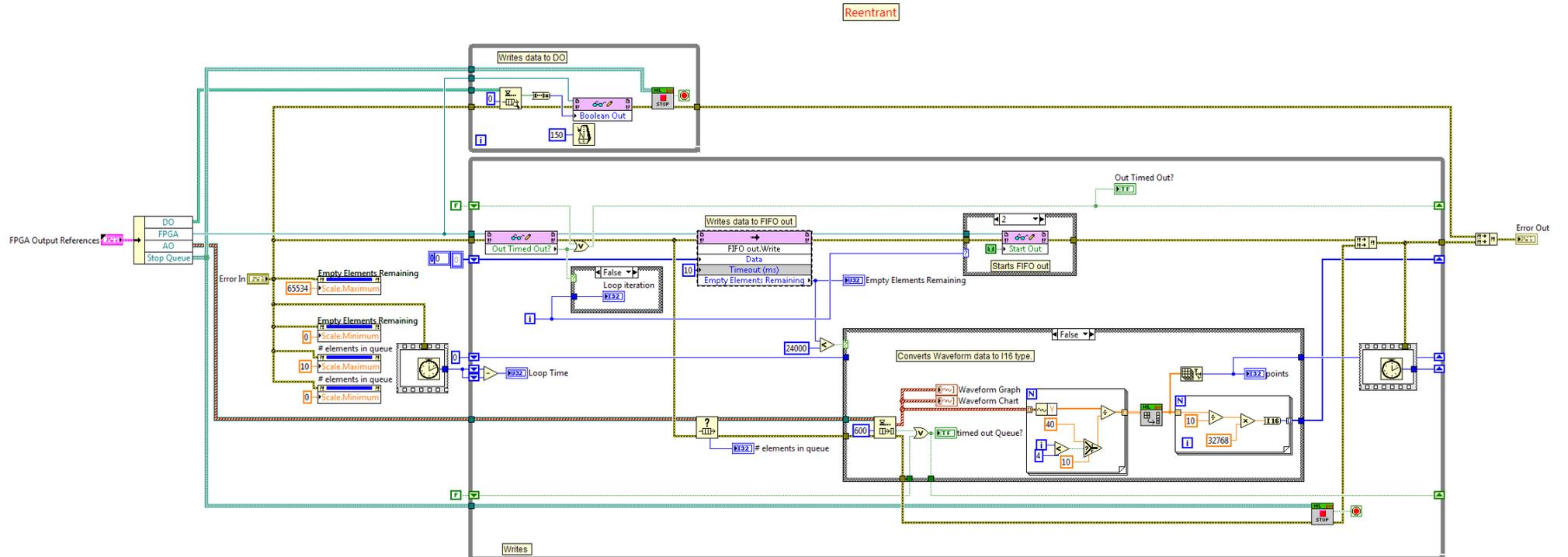
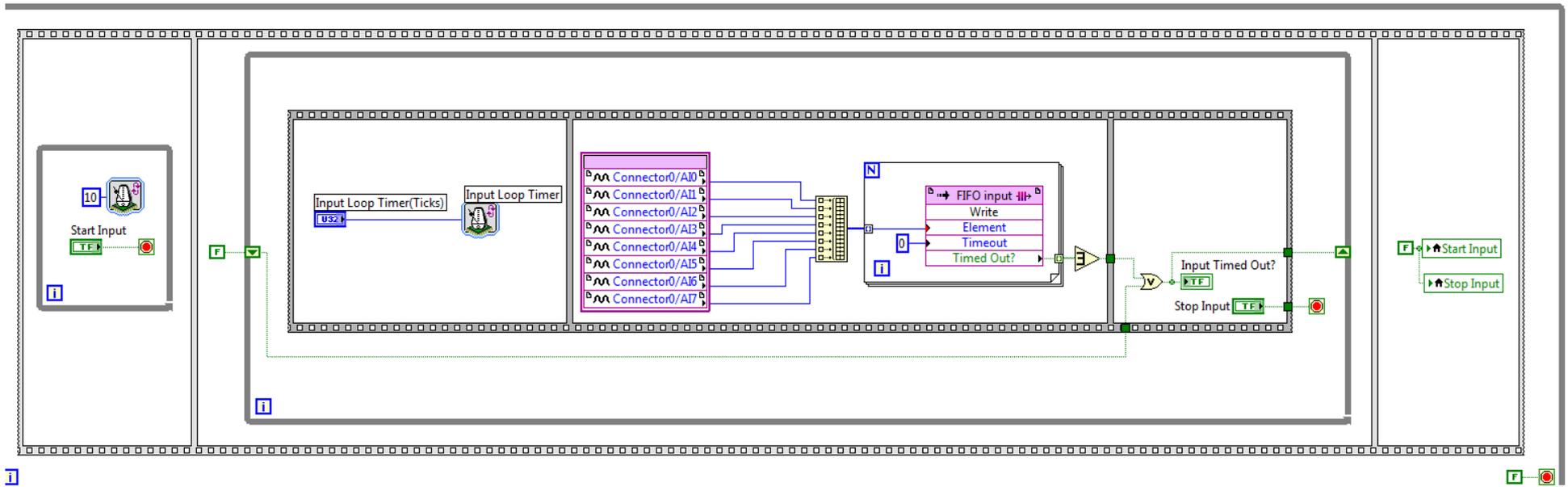
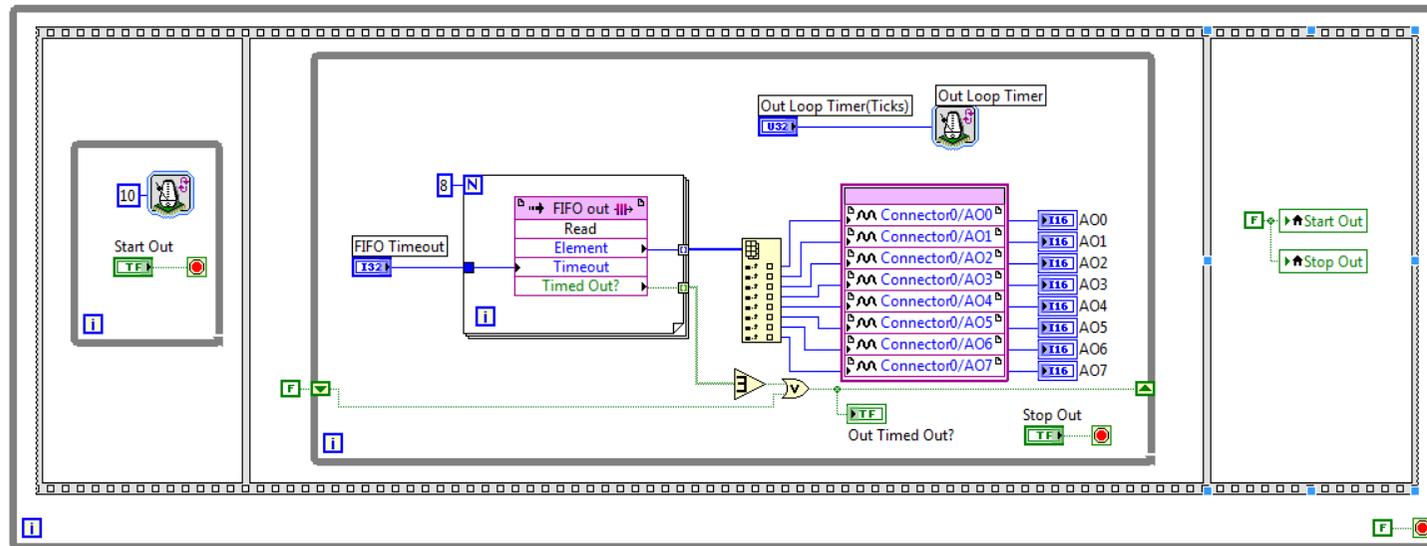


Рисунок 5.12 – Блок-диаграмма виртуального прибора *Output.vi*

Рисунок 5.13 – Блок-диаграмма виртуального прибора *FPGA_Main.vi*

Сервер сбора данных.

Центральный сервер сбора данных собирает измеряемые параметры, поступающие от интеллектуальных контроллеров ААС. Получение информации осуществляется с помощью протокола *DNP3*. Сервер используется для реализации коммуникации, чтобы на АРМ оператора можно было наблюдать все текущие и исторические данные. Передача с сервера сбора данных на АРМ оператора осуществляется с помощью *Gigabit Ethernet*.

Для управления базой данных используется СУБД «*Citadel*».

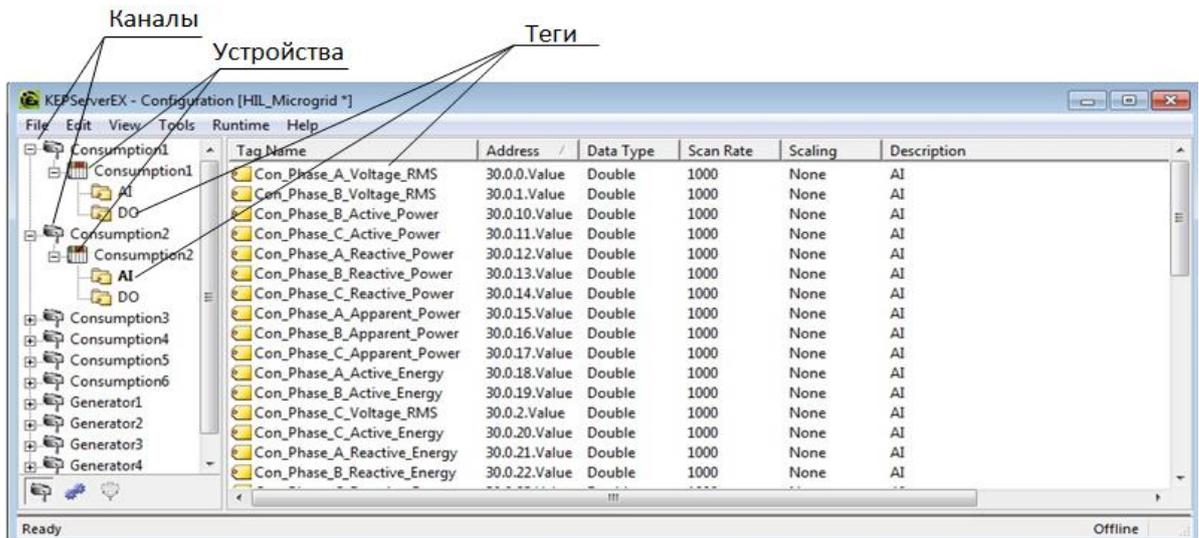
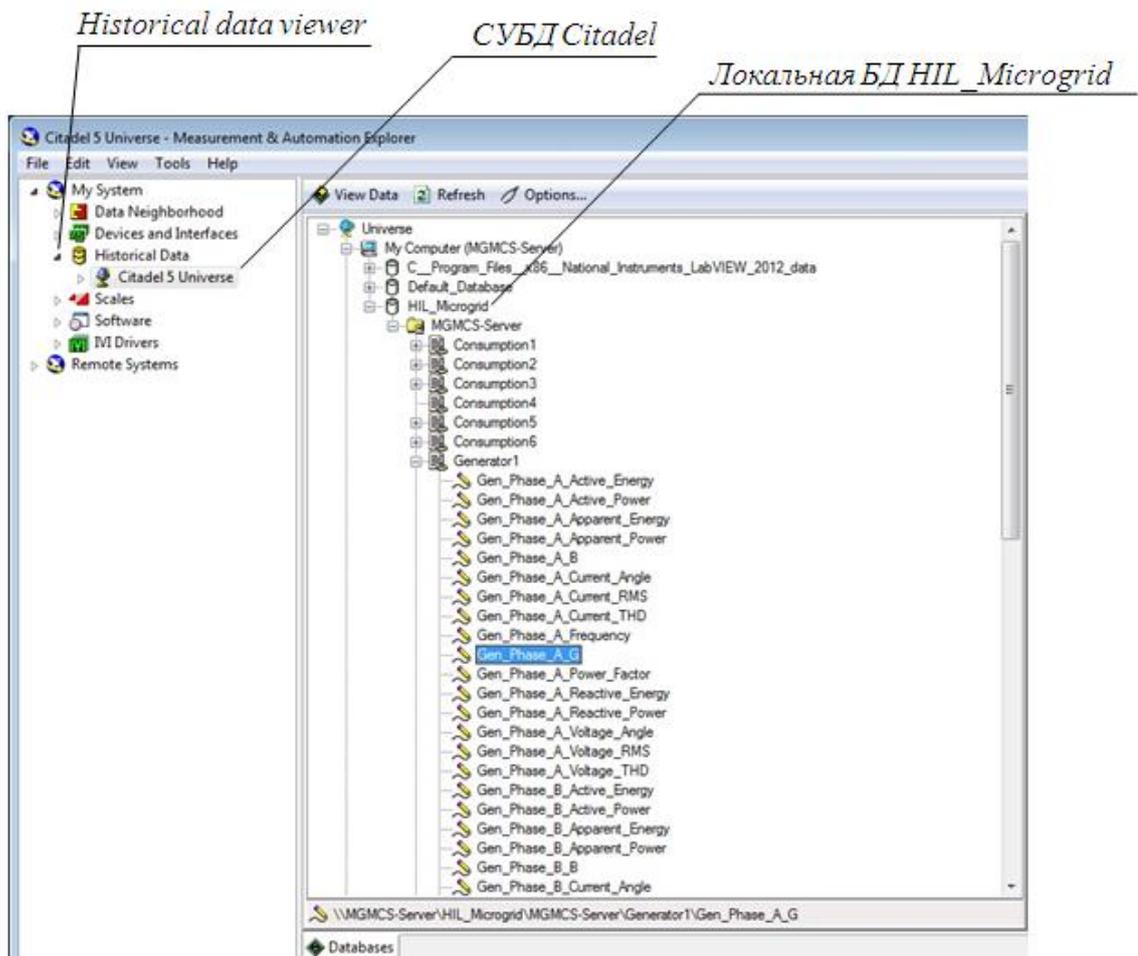
Посредством сервера опроса *KEPServerEX*, который обеспечивает связь с контроллерами активно-адаптивной сети, осуществляется сбор информации о генераторах и потребителях электроэнергии, а также о параметрах сети. Эти данные далее определяются как переменные «*shared variable*», которые записываются в базу данных *HIL_Microgrid*.

На рисунке 5.14 показано главное окно конфигурации сервера *KEPServerEX*. В нем настроены каналы и устройства – потребители и генераторы. Каждый потребитель или генератор имеет набор тегов *AI* (*Analog Input* – аналоговый вход) и *DO* (*Discreet Output* – дискретный выход).

Использование СУБД «*Citadel*» обеспечивает, кроме прочего, интегрированную логистическую поддержку элементов ЭТК (в части хранения и обработки результатов имитационного моделирования).

Чтобы просмотреть данные, хранящиеся в любой базе данных «*Citadel*» можно использовать «*Historical data viewer*» (рисунок 5.15). СУБД «*Citadel*» хранит базу данных в виде группы файлов на жестком диске.

Файлы формата *nodetree.*, *pid.cdih*, и *stridm.cdin* содержат важную информацию о структуре базы данных. Файлы формата *.cdpg* содержат данные трассировки. Файлы *MSSQL* содержат историческую информацию аварий. СУБД «*Citadel*» создает *MSSQL*-файлы сразу после первого срабатывания сигнализации.

Рисунок 5.14 – Окно конфигурации сервера *KEPServerEX*.Рисунок 5.15 – База данных *HIL_Microgrid* в окне *Measurement & Automation Explorer*

В программно-аппаратной модели ААС *MicroGrid* предусмотрено 2 протокола передачи информации:

1. *TCP/IP (Transmission Control Protocol/Internet Protocol* – протокол управления передачей), используется для передачи информации по *Ethernet*.
2. *DNP3* – сетевой протокол, который используется для сбора данных с контроллеров *PXI* и передачи их на сервер, имеет следующие особенности:
 - трехуровневая поддержка ведущего устройства (мастера) и ведомого, поддержка контроллеров *CompactRIO, Single-Board RIO* и *PXI*;
 - поддержка графической среды программирования *LabVIEW 2009* и выше;
 - связь через *Ethernet (TCP и UDP)* или последовательные (*RS232* и *RS485*) интерфейсы;
 - поддержка нескольких каналов и несколько сеансов;
 - поддержка передачи файлов и синхронизации времени между мастером и внешней станцией.

5.3. Программно-техническое обеспечение для испытаний объектов автономной энергетики, применяемых на отраслевых предприятиях с комплексным энергоснабжением

Как отмечалось в главе 1, к ключевым особенностям электроэнергетических систем следует отнести большое число структурных элементов, гетерогенность элементов ЭЭС (выражающуюся в множественности описания электрооборудования, привязке к технологическим установкам); территориальную распределенность объектов ЭЭС, мобильный характер работы (связанный как с изменениями в конфигурации, так и с изменениями в режимах работы) ЭЭС.

Необходимо учитывать, что энергетические объекты ввиду сложности и ответственности назначения, как правило, не допускают проведения полного

набора натуральных экспериментов, необходимых для испытания управляющих систем.

Блоки 1–4, 6, представленные на структурной схеме энергоинформационной модели (рисунок 3.1), реализованы в виде отдельных программно-технических комплексов [192, 199–201, 204, 206]. Помимо обозначенных в главе 3 научно-практических задач разработки таких комплексов (где базовым являются расчеты стационарных и динамических режимов электроэнергетических систем произвольной структуры), можно, в том числе, отметить задачи идентификации моделей энергетических установок, испытания и настройки систем автоматического управления энергетических установок на имитационной динамической многорежимной модели ЭЭС.

Объекты автономной энергетики в структуре современных ЭЭС ПМСО занимают значимое место. На рисунке 1.8 главы 1 приведены типовые схемы подключения ГТЭС на основе газотурбинных двигателей (ГТД).

В настоящее время испытания САУ ГТЭС выполняются на специальных испытательных площадках, где размещается опытная ГТЭС в полной комплектации: ГТУ, САУ ГТУ, синхронный генератор (СГ), САУ СГ, редуктор и другие агрегаты. Нагружение осуществляется за счет нагрузочного поля активных сопротивлений ступенями, например, по 125 кВт, вводимых и выводимых в произвольной последовательности. Реактивная мощность формируется за счет трансформатора. Испытания выполняются исключительно в автономном режиме. Таким образом, функциональность натуральных испытаний существенно ограничена, а экономические затраты велики – помимо затрат на топливо регулярной замене подлежат нагрузочные сопротивления (рисунок 5.16).



Рисунок 5.16 – Внешний вид стенда испытаний
ГТЭС серии «Урал-2500/4000/6000» на испытательном полигоне

Актуальными являются разработки моделирующих стендов для энергетических объектов, позволяющих решать различные функциональные задачи. Для учета основных режимов работы испытательный стенд связан с компьютерной моделью ЭЭС, воспроизводящей все основные режимы работы ГТЭС: на мощную сеть, автономно, параллельно.

Жесткие требования к показателям качества вырабатываемой энергии вызывают необходимость внесения существенных и принципиальных модификаций в существующие авиационные прототипы газотурбинных установок в составе газотурбинных электростанций. Однако в настоящее время при проектировании и отладке систем автоматического управления (САУ) энергетическими ГТУ крайне приближенно учитывается САУ электрогенераторов и электроэнергетическая система в целом [74, 110]. В составе мини-электростанции отдельные ГТУ работают параллельно между собой (до 8 и более энергоблоков), при этом они должны обеспечивать различные режимы работы:

автономный, параллельный, на мощную сеть, с преобладанием разнородной по составу электрической нагрузки и др. [74, 110].

«Классическая» структура моделирующего стенда для испытания и настройки САУ ГТЭС представлена на рисунке 5.17 [227].

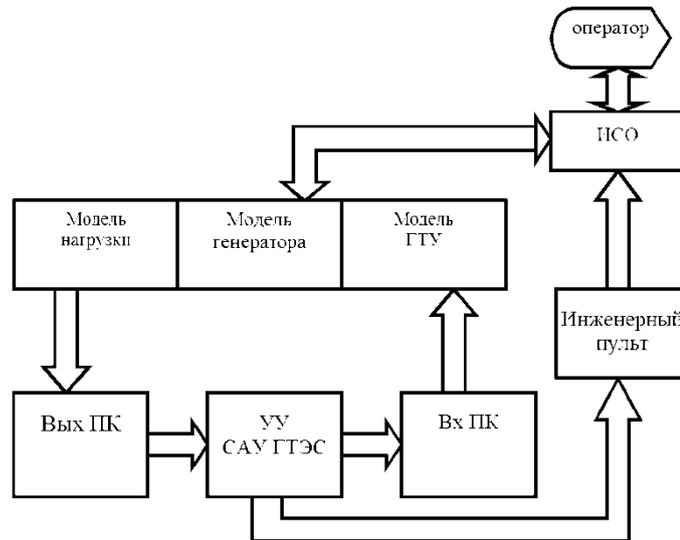


Рисунок 5.17 – Структура моделирующего стенда для испытания и настройки САУ ГТЭС

(ИСО – интерфейс стандового оператора; Вых ПК и Вх ПК – выходные и входные преобразователи координат; УУ САУ ГТЭС – устройство управления САУ ГТЭС)

В процессе испытания стандовая система управления должна рассчитывать значение скорости вращения, которое необходимо поддерживать на режиме, и передавать это значение контроллеру динамометра.

Крутящий момент на режимах не регулируется. Его значения зависят от особенностей испытываемого двигателя и атмосферного давления.

Так, на рисунке 5.18 показана зависимость крутящего момента газотурбинного двигателя ПС-90ГП-1 (12 МВт) от частоты вращения на запуске.

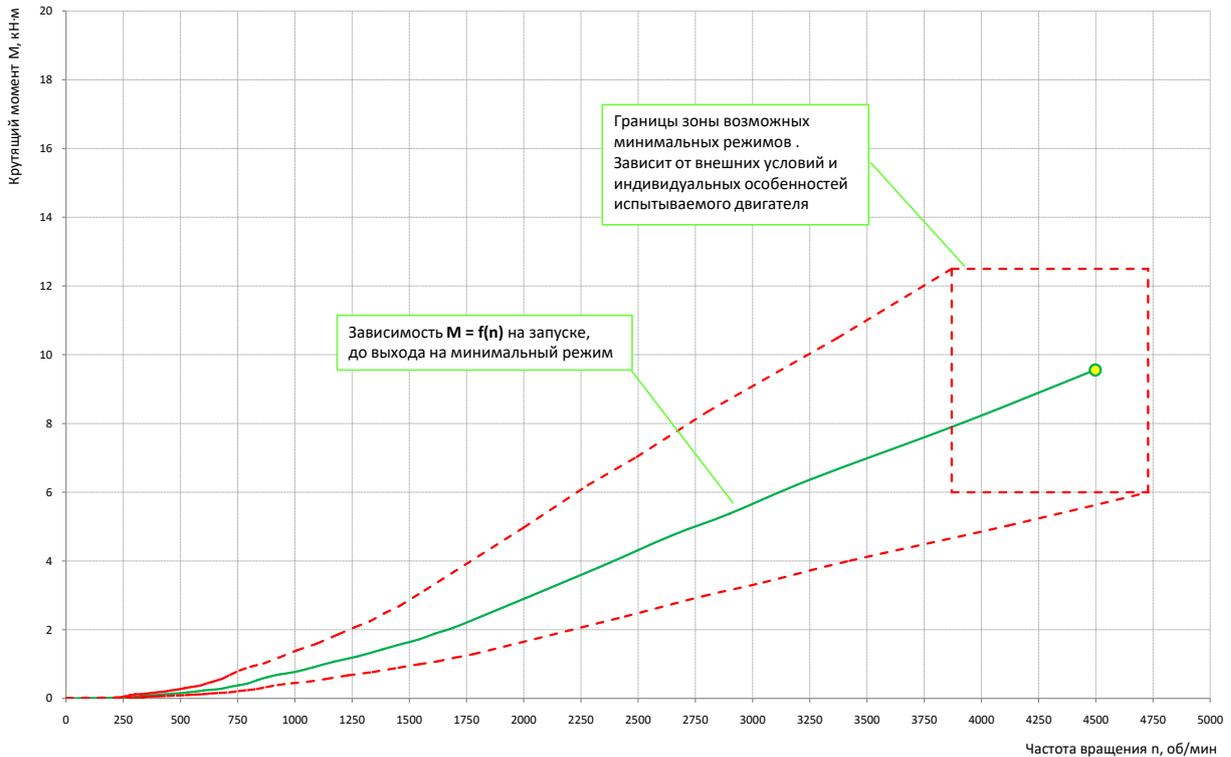


Рисунок 5.18 – Зависимость крутящего момента газотурбинного двигателя ПС-90ГП-1 (12 МВт) от частоты вращения на запуске.

Режимы, время работы на каждом режиме, скорость вращения, которую необходимо поддерживать, диапазоны значений момента на режимах указаны в соответствующих отчетных и эксплуатационных документах [160].

Циклограммы изменения скорости вращения и крутящего момента по времени, зависимость крутящего момента от частоты вращения при испытаниях данного типа двигателя представлены на рисунках 5.19–5.21 [160].

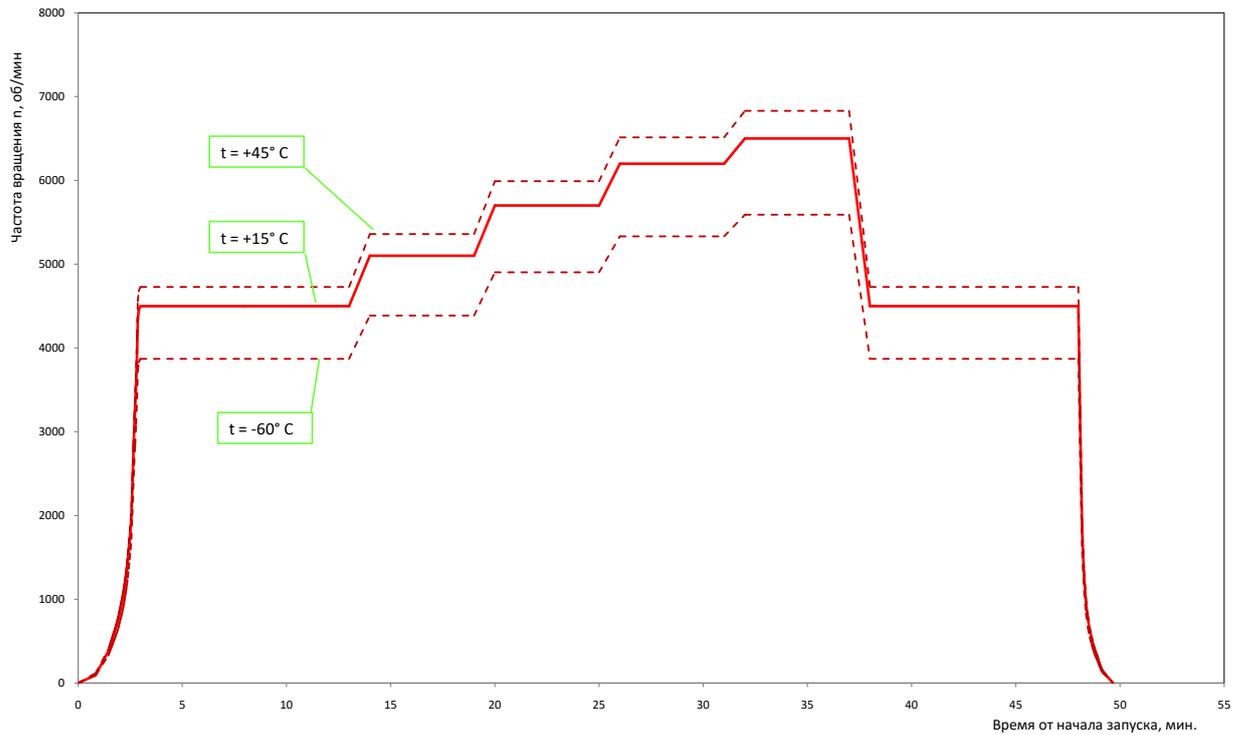


Рисунок 5.19 – Циклограмма испытания двигателя ПС-90ГП-1 (12 МВт).

Зависимость частоты вращения от времени

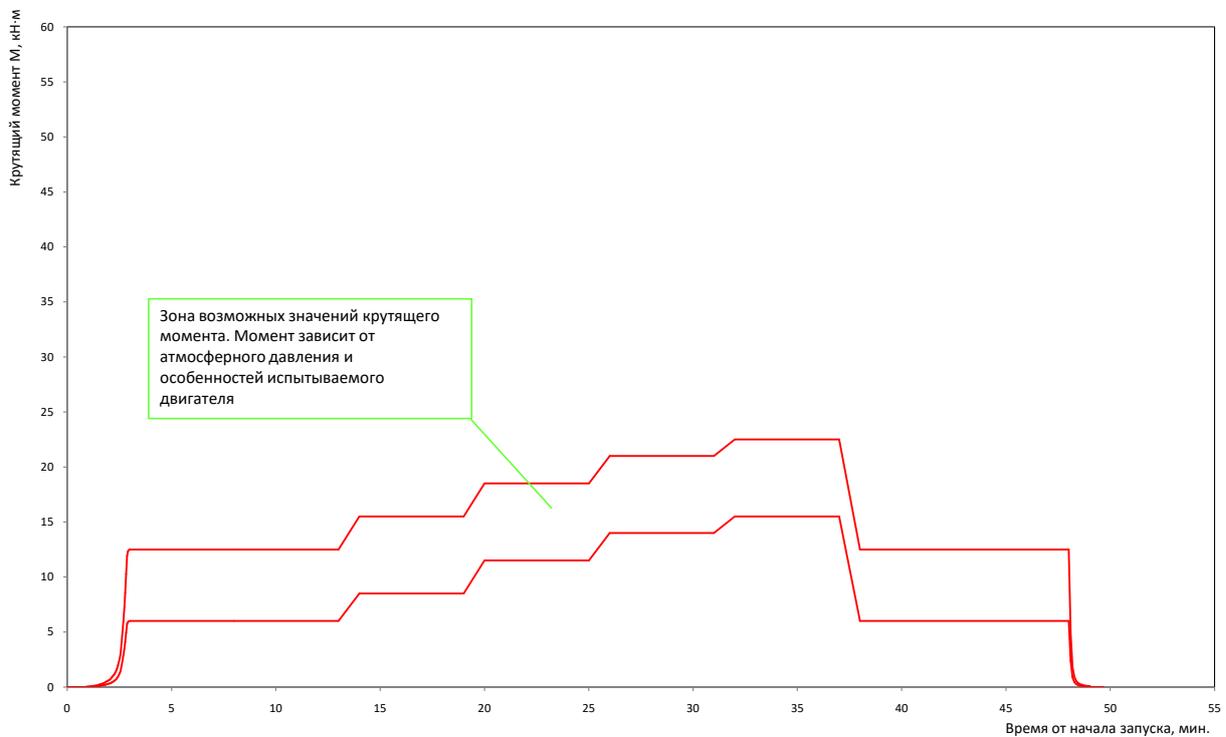


Рисунок 5.20 – Циклограмма испытания двигателя ПС-90ГП-1 (12 МВт).

Зависимость крутящего момента от времени

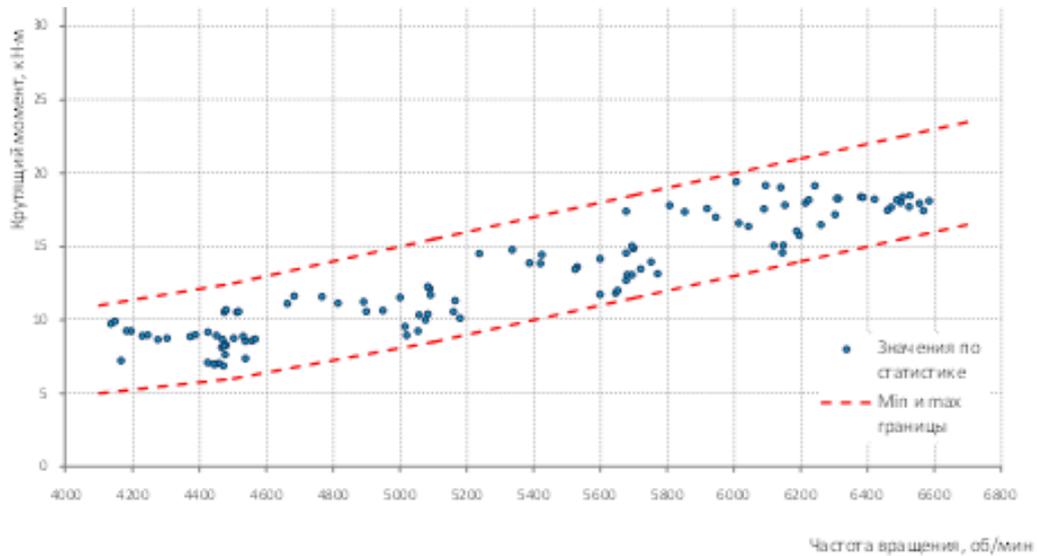


Рисунок 5.21 – Область значений крутящего момента в зависимости от частоты вращения двигателя ПС-90ГП-1 (12 МВт) на режимах испытания

Необходимо отметить, что проведение испытаний на максимальных режимах, представленных в [160], зачастую не осуществляется. Однако его выполнение может быть очень важно при исследовании работы ГТД в составе «наземной» ГТЭС в промышленных условиях эксплуатации.

На циклограммах испытаний видно, что границы зоны возможных минимальных режимов ГТД зависят от внешних условий и индивидуальных особенностей испытываемого двигателя.

Учет факторов эксплуатации объектов автономной генерации в конкретных промышленных условиях (изменения в конфигурации ЭЭС, изменения в режимах работы ЭЭС, длина ЛЭП, состав и характер нагрузки и др.) на этапе испытаний этих объектов позволит предприятию-эксплуатанту, с одной стороны, понять технические и технологические ограничения на этапе эксплуатации, с другой стороны, сформировать требования к режимам эксплуатации оборудования, вести базу данных параметров элементов ЭТК, начиная с этапов испытаний, сформировать требования к мероприятиям по ТОиР оборудования.

Таким образом, становится возможным объединить этапы математического моделирования САУ и программно-аппаратных, полунатурных тестов и испытаний (этап испытания макетов, экспериментальных и опытных образцов), использующих энергоинформационную модель ЭТК [112, 115, 227, 253].

С точки зрения программной и технической реализации комплекс испытаний включает в себя пять модулей, показанных на рисунке 5.22.

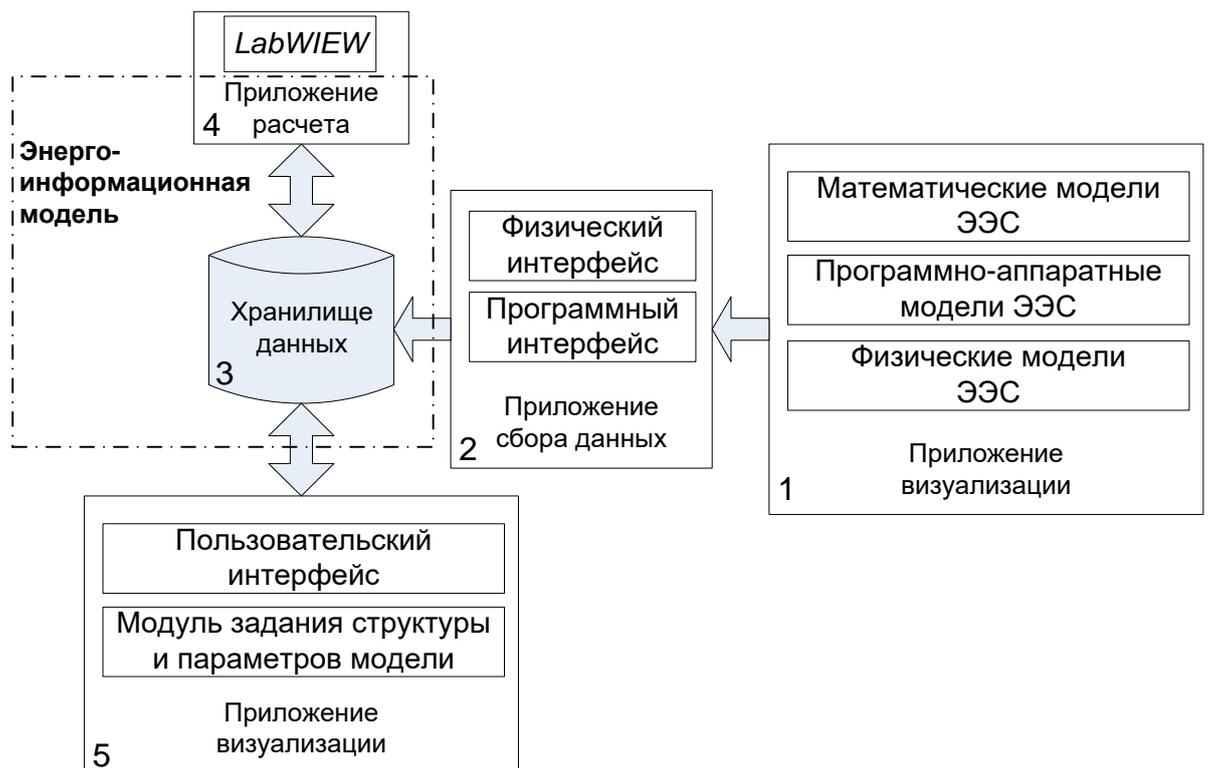


Рисунок 5.22 – Программные модули компьютерного комплекса испытаний:
1 – аппаратная часть; 2 – приложение сбора данных; 3 – хранилище данных;
4 – приложение расчета; 5 – приложение визуализации

Для получения нужной математической модели энергетической установки, в первую очередь, проводится выбор параметров, требуемых для ее идентификации на основе экспериментальных данных. Затем производится идентификация математической модели и ее проверка на адекватность по критерию Тейла [270]. Полученные параметры модели записываются в файл формата *.xml*.

Результатом идентификации энергетической установки являются значения коэффициентов дифференциальных уравнений модели и статические характеристики.

Быстрорешаемая модель ЭЭС является отдельным режимом этой системы и применяется для автоматической настройки САУ ГТУ. Идея быстрорешаемой модели состоит в объединении линейной динамической модели и нелинейных статических характеристик ГТУ. Данный тип моделей позволяет обеспечить точность в границах 2–5 % [77, 112, 160, 227, 291, 324].

Для построения быстрорешаемой модели ЭЭС используются массивы экспериментальных данных установившегося переходного процесса. При этом обязательно наличие массива данных активной мощности и частоты вращения генератора. Модель получается тем точнее, чем больше дополнительных переменных в экспериментальных данных. Дополнительные переменные подгружаются из систем мониторинга и справочников энергоинформационной модели ЭТК.

Полученная модель ЭЭС записывается в файл формата *.csv*, данные которого в дальнейшем используются в модели нагрузки энергетических установок.

Параметры моделей энергетических установок получают с помощью программного комплекса «ЭлектроДин» [196] и заносят в модуль имитационного моделирования на платформе *LabVIEW* посредством файлов формата *.csv* и *.xml*. Далее осуществляется программно-аппаратное моделирование ЭЭС, вывод статических и динамических характеристик основных параметров энергетических установок.

На рисунке 5.23 показана структурная схема взаимодействия между ПК «ЭлектроДин» и модулем имитационного моделирования на платформе *LabVIEW* [264, 291].

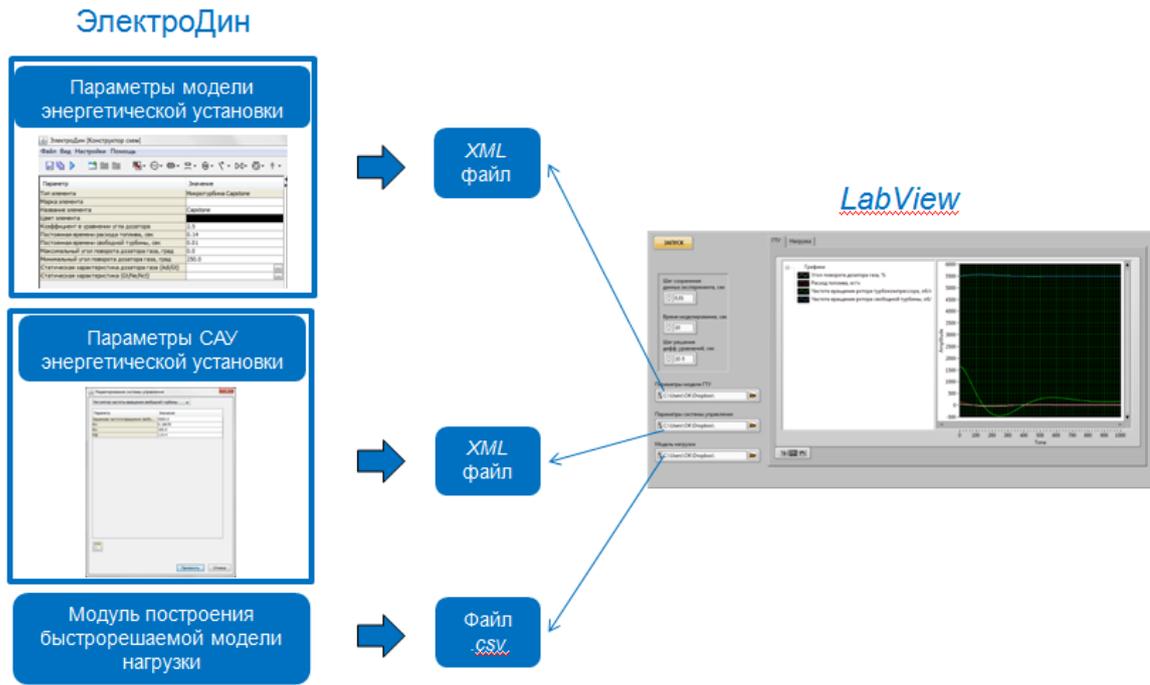


Рисунок 5.23 – Структурная схема взаимодействия между ПК «ЭлектроДин» и модулем имитационного моделирования на платформе *LabVIEW*

Внешний вид лицевой панели модуля имитационного моделирования приведен на рисунке 5.24.

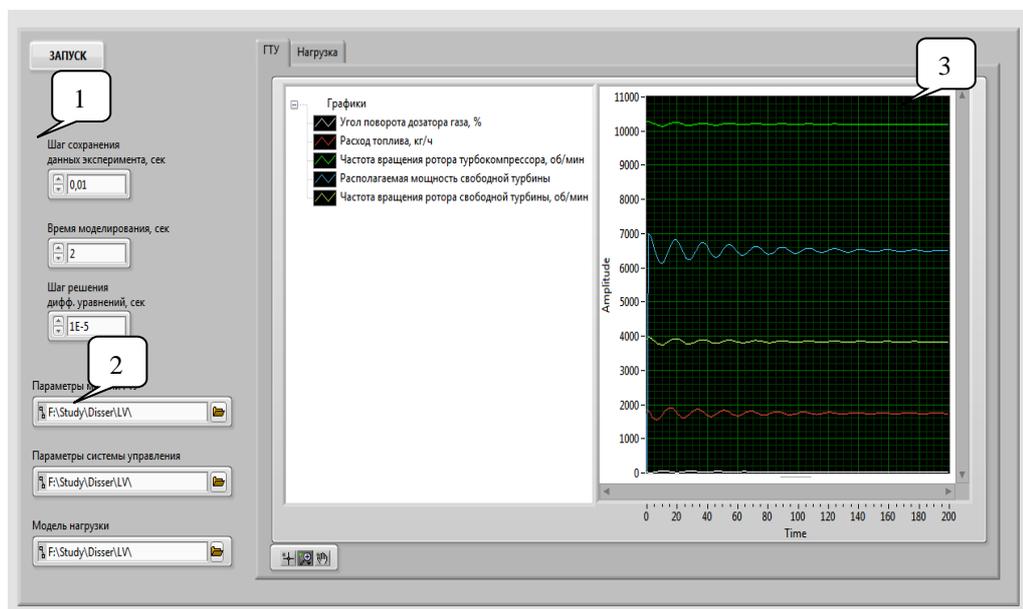


Рисунок 5.24 – Внешний вид лицевой панели модуля имитационного моделирования: 1 – настройки моделирования; 2 – файлы с исходными параметрами моделей энергетических установок (с системами автоматического управления) и нагрузки; 3 – графики переходных процессов основных параметров

Настройки моделирования на лицевой панели включают в себя:

- 1) шаг сохранения данных эксперимента – шаг во времени, через который происходит снятие параметров элементов, их сохранение и отображение в виде графиков в окне результатов моделирования. Данный параметр влияет на точность отображения графиков параметров установки;
- 2) время моделирования – общее время моделирования;
- 3) шаг решения дифференциальных уравнений – шаг во времени, с которым происходит решение дифференциальных уравнений. Данный параметр влияет на точность расчета переходных процессов.

Входные данные, полученные с помощью ПК «ЭлектроДин», включают в себя:

1. Параметры модели энергетической установки (файл формата *.xml* со значениями коэффициентов и постоянных времени установки, и статическими характеристиками);
2. Параметры системы управления (файл формата *.xml* со значениями коэффициентов САУ и статическими характеристиками);
3. Модель нагрузки (файл формата *.csv* с параметрами элементов ЭЭС).

Модуль базируется на концепции модульного программирования: большая задача была разделена на ряд простых подзадач, после чего были созданы ВП для выполнения каждой из этих подзадач, а затем объединены на блок-диаграмме прибора более высокого уровня, который выполняет прикладную задачу в целом.

Преимуществом технологии модульного программирования является возможность работать с каждым ВПП по отдельности, что облегчает отладку модуля в целом. Также зачастую ВПП низкого уровня выполняют задачи, типичные для нескольких ВПП более высокого уровня, и поэтому могут быть независимо использованы множество раз.

Структура проекта *gtuSimulatorProject.lvproj* изображена на рисунке 5.25.

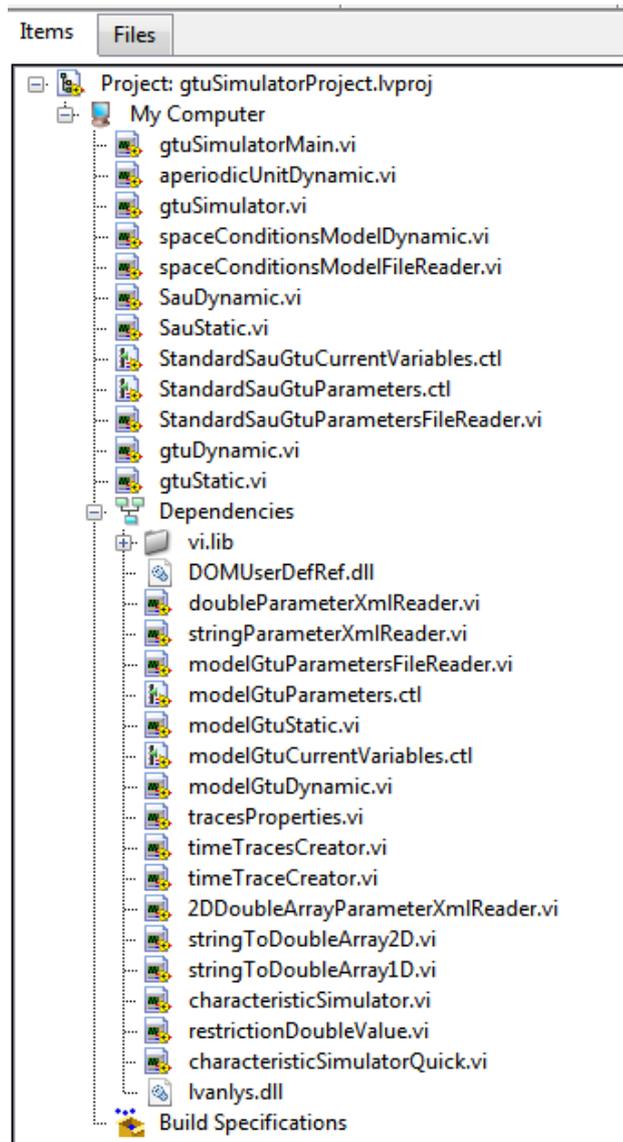


Рисунок 5.25 – Структура проекта *gtuSimulatorProject.lvproj*

Отметим ключевые ВП и ВПП, входящие в состав проекта *gtuSimulatorProject.lvproj*:

- *gtuSimulatorMain.vi* – виртуальный прибор является основным окном пользовательского интерфейса с панелью настройки режима моделирования и панелью отображения результатов моделирования. Загружает входные файлы с параметрами элементов, запускает моделирование и отображает результаты (блок-диаграмма ВП *gtuSimulatorMain.vi* приведена на рисунке 5.26);

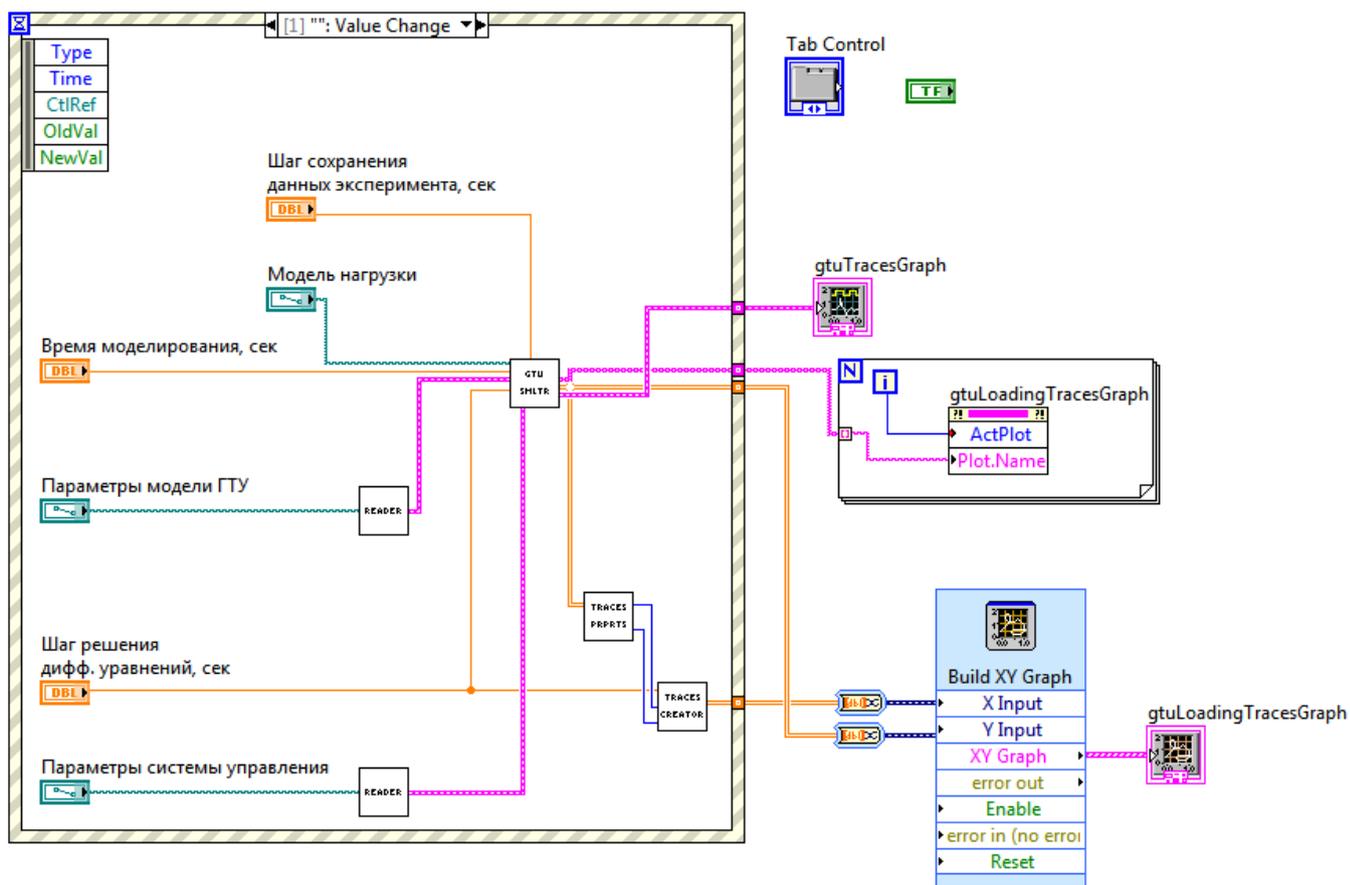


Рисунок 5.26 – Блок-диаграмма виртуального прибора *gtuSimulatorMain.vi*

- *modelGtuParametersFileReader.vi* – виртуальный прибор осуществляет чтение параметров модели ГТУ из файла формата *.xml*.

Входные данные: файл формата *.xml* с параметрами модели ГТУ. Выходные данные: кластер параметров модели ГТУ *modelGtuParametersOutput*.

- *StandardSauGtuParametersFileReader.vi* – виртуальный прибор осуществляет чтение параметров модели САУ ГТУ из файла формата *.xml*.

Входные данные: файл формата *xml* с параметрами модели САУ. Выходные данные: кластер параметров САУ ГТУ *SauGtuParametersOutput*.

- *tracesProperties.vi* – виртуальный прибор рассчитывает количество точек и трендов для оси абсцисс.

Входные данные: значения параметров *traces*. Выходные данные: количество точек *countPoints*; количество трендов *countTraces*.

- *timeTracesCreator.vi* – виртуальный прибор осуществляет формирование массивов времени.

Входные данные: количество точек *countPoints*; количество трендов *countTraces*. Выходные данные: двумерный массив трендов времени *timeTraces*.

- *gtuSimulator.vi* – виртуальный прибор производит совместное моделирование переходного процесса исследуемой модели ГТУ, САУ ГТУ и ЭЭС для заданного времени расчета.

Входные данные: файл формата *.xml* с параметрами модели нагрузки, шаг сохранения данных эксперимента *stepTimeSave*; время моделирования *time*; шаг решения дифференциальных уравнений *stepTime*; параметры модели ГТУ *modelGpaParameters*; параметры модели САУ *SauGtuParameters*.

Выходные данные: названия выводимых на график параметров нагрузки *loadingCurrentParametersNames*; значения выводимых на график параметров нагрузки *modelLoadingGtuTraces*; значения выводимых на график параметров ГТУ *GtuTraces*; названия выводимых на график параметров ГТУ *GtuTracesNames*.

Блок-диаграмма ВП *gtuSimulatorMain.vi* приведена на рисунке 5.27.

- *loadingModelFileReader.vi* – виртуальный прибор осуществляет чтение параметров ЭЭС из файла формата *.csv* и выделение матрицы коэффициентов модели в пространстве состояний, вектора состояния начального установившегося режима и вектора состояния начала переходного процесса.

Входные данные: файл формата *.csv* с параметрами модели нагрузки. Выходные данные: матрица коэффициентов модели в пространстве состояний *parameters*; вектор состояния начального установившегося режима *staticVector* и вектор состояния начала переходного процесса *dynamicVector*; названия параметров *parametersNames*.

- *loadingModelDynamic.vi* – виртуальный прибор находит расширенный вектор состояния системы в момент времени $(t+1)$ [115].

Входные данные: матрица коэффициентов модели в пространстве состояний и вектор состояния начала переходного процесса *parameters*; шаг решения дифференциальных уравнений *stepTime*; вектор состояния начала переходного

процесса *dynamicVector*. Выходные данные: расширенный вектор состояния системы в момент времени $(t+1)$ *dynamicVectorNext*.

Матрица коэффициентов модели в пространстве состояний является матрицей перехода из состояния в момент t в новое состояние в момент $(t+1)$.

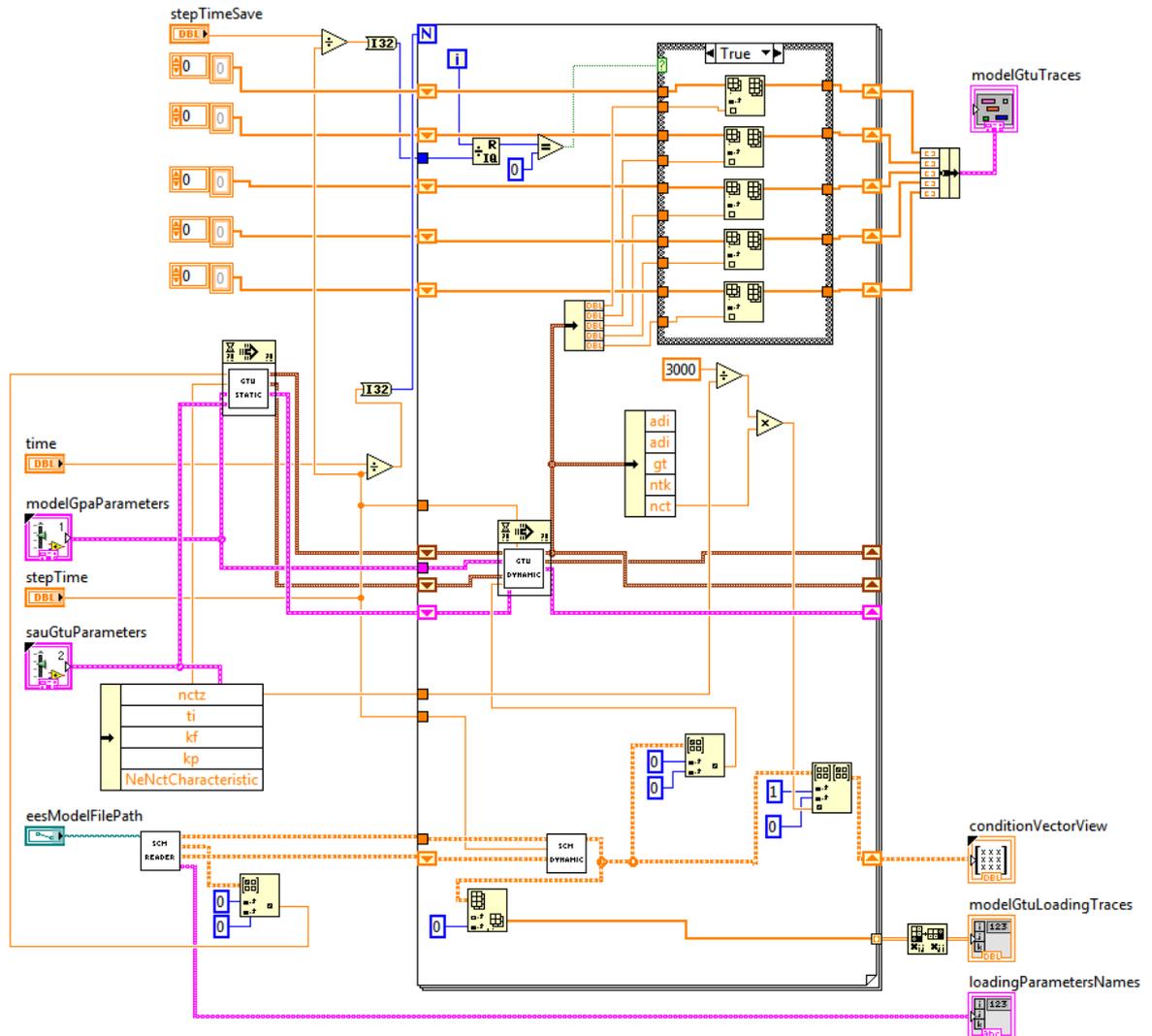


Рисунок 5.27 – Блок-диаграмма виртуального прибора *gtuSimulator.vi*

- *gtuStatic.vi* – виртуальный прибор осуществляет расчет статического режима модели ГТУ и САУ ГТУ.

Входные данные: N_G – потребляемая мощность свободной турбины; n_{CTZ} – частота вращения ротора СТ по статической характеристике (*SauGtuParameters*); параметры модели ГТУ *modelGpaParameters*; параметры модели САУ *SauGtuParameters*.

Выходные данные: текущие переменные САУ *sauGtuCurrentVariables*; текущие переменные ГТУ *modelGtuCurrentVariables*; выходные параметры модели САУ *SauGtuParametersOut*.

- *gtuDynamic.vi* – виртуальный прибор осуществляет расчет динамического режима ГТУ и САУ ГТУ одной итерации произвольного шага расчета. Включает в себя следующие ВП: *modelGtuDynamic.vi* и *SauDynamic.vi*.

Входные данные: текущие переменные САУ *sauGtuCurrentVariables*; параметры модели ГТУ *modelGpaParameters*; текущие переменные ГТУ *modelGtuCurrentVariables*; мощность нагрузки в динамике *ngDisturbance*.

Выходные данные: выходные переменные модели ГТУ, получаемые при моделировании одной итерации, *modelGtuCurrentVariablesOutput*; выходные переменные параметры САУ, получаемые при моделировании одной итерации, *sauGtuCurrentVariablesOutput*; выходные параметры модели САУ *SauGtuParametersOut*.

- *modelGtuDynamic.vi* – виртуальный прибор осуществляет расчет динамического режима ГТУ одной итерации для произвольного шага расчета. Включает в себя следующие ВП: *characteristicsSimulator.vi* и *aperiodicUnitDynamic.vi*.

Входные данные: шаг решения дифференциальных уравнений *stepTime*; параметры модели ГТУ *modelGpaParameters*; текущие переменные ГТУ *modelGtuCurrentVariables*, *adiZ*. Выходные данные: *modelGtuCurrentParametersOutput*.

- *characteristicsSimulator.vi* – виртуальный прибор проводит интерполяцию по статическим характеристикам, позволяющим определить основные параметры установки. В данном ВП используется одномерная эрмитова интерполяция (встроенный ВП *LabVIEW*), являющаяся полиномиальной.

Многочлены Эрмита тесно связаны с многочленами Ньютона, но в отличие от интерполяции Ньютона, эрмитова интерполяция строит многочлен, значения которого в выбранных точках совпадают со значениями исходной функции в этих точках. Производные многочлена в данных точках совпадают со значениями

производных функции. Эрмитова интерполяция лучше отслеживает быстрые изменения исходных данных.

ВП с одномерной интерполяцией принимает табулированные значения зависимой и независимой переменных Y и X , предоставляя для каждого значения x_i соответствующие интерполированные значения y_i . ВП находит каждое значение x_i в X и использует его относительное положение в X для нахождения интерполированного значения y_i по такому же относительному положению в Y .

ВП обеспечивает непрерывность первой производной кубических интерполирующих полиномов и устанавливает определенное значение производной в крайних точках для сохранения первоначального положения и монотонности данных Y .

В модуль имитационного моделирования на платформе *LabVIEW* входят кластеры, хранящие в формате СУБД *Citadel* параметры моделей и текущие переменные энергетических установок, параметры и текущие переменные САУ.

Во входных данных ГТУ указываются параметры реальных существующих энергетических установок.

Каждый отслеживаемый параметр обозначается на графике лицевой панели своим цветом. Имеется возможность вывода всех параметров установки или только какого-то определенного параметра. Дополнительно имеется возможность записи значений параметров установки в файл формата *.xls*.

Система отслеживает, чтобы время моделирования не должно быть меньше шага сохранения данных эксперимента, а шаг сохранения – меньше шага решения дифференциальных уравнений.

На рисунке 5.28 представлен обобщенный алгоритм совместного моделирования ГТУ, САУ ГТУ и ЭЭС для модуля имитационного моделирования. Математическое моделирование подразумевает 2 этапа (в соответствии с принципами, указанными в главе 2):

- 1) расчет стационарного режима;
- 2) расчет динамического режима.

Такие параметры, как потребляемая мощность, угол поворота дозатора газа, частота вращения свободной турбины, обеспечивают взаимодействие между математическими моделями ГТУ, САУ ГТУ и ЭЭС.

5.4. Выводы по главе 5

1. Сформированы основные принципы разработки модулей программно-аппаратного моделирования элементов ЭТК на платформе *LabVIEW* как компонентов энергоинформационной модели ЭТК.

Программно-аппаратная модель включает в себя электрически эмулируемые датчики и приводы, которые выступают в качестве интерфейса между инструментом моделирования и встроенной тестируемой системой. Подключение к программно-аппаратному симулятору, с учетом многих аспектов является более экономичным, чем реальные испытания элементов ЭТК.

Функциональность виртуальных приборов, на основе которых строятся информационно-измерительные системы на платформе *LabVIEW*, позволяет обеспечить интеграцию элементов энергоинформационной модели ЭТК, систем мониторинга и диагностики и систем управления технологическими процессами, развернутых на промышленных предприятиях.

2. Сформирована задача разработки программных модулей компьютерного комплекса испытаний автономных энергетических установок с учетом специфики работы электроэнергетических систем предприятий минерально-сырьевой отрасли.

3. Произведена модификация (адаптация) математических моделей элементов автономных энергетических установок в формате единой энергоинформационной модели всего электротехнического комплекса предприятия. Произведена программная реализация математических моделей элементов автономных энергетических установок на испытательных стендовых системах.

Математические модели элементов автономных энергетических установок могут использоваться для задач диагностики, настройки и оптимизации систем автоматического управления, что позволит расширить функциональность испытаний, сократить время на подготовку и проведение испытаний, и, тем самым, сократить затраты на проектирование и ввод энергетических установок в эксплуатацию.

4. Разработано программно-техническое обеспечение для испытаний объектов автономной энергетики.

Разработанные модули программно-аппаратного моделирования являются расширяемыми и «гибкими» за счет использования шаблонов (паттернов) проектирования.

При таком подходе обеспечивается поддержка многоуровневости испытательных комплексов. Задачи непосредственного сбора информации и управления объектом решаются на уровне датчиков и исполнительных механизмов, так называемом объектом (полевым) или нижнем уровне. Задачи первичной обработки информации – на уровне контроллерного управления или среднем уровне иерархии. Задачи распределения информации, вторичной обработки и селективного представления результатов различным пользователям системы – на верхнем информационном уровне иерархии. На этот же или более высокий уровень целесообразно возложить задачи автоматизированных систем научных исследований, систем автоматизированного проектирования и весь спектр задач администрирования на уровне процессов оптимизации управления испытаниями, подготовки программ испытаний, ведения баз данных об испытаниях и т.п.

6. Реализация научно-технических решений для обеспечения повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

6.1. Моделирование режимов электроэнергетических систем произвольной структуры на основе уравнений узловых напряжений

Разработана методология оценки состояний и моделирования режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе принципов и способов автоматизированного формирования нелинейной структурно сложной математической модели электротехнических комплексов, в том числе в условиях неопределенности и неполноты информации.

Разработанный в главе 2 модифицированный метод моделирования режимов электроэнергетических систем на основе уравнений узловых напряжений и созданные на его основе программные комплексы [188–194, 199–202, 204–208] приняты к реализации в ряде региональных организаций. Выполнена реализация следующих научно-технических решений:

- расчет параметров электроэнергетической системы произвольной топологии при номинальном и нештатных режимах с учетом результатов энергоинформационного моделирования,

- верификация эффективного использования электротехнического оборудования с учетом жизненного цикла ЭО (как в подзадачах автоматической проверки правильности использования выбранного ЭО на электродинамическую и термическую стойкость, так и в подзадачах обеспечения информационной поддержки баз данных об истории обслуживания ЭО, подзадачах синхронизации с системами, развернутыми на предприятиях, автоматического составления графиков ППР, и др.).

Результаты реализованных в промышленных условиях научно-технических решений (полученных на основе модифицированного метода и разработанных

алгоритмов расчета) имеют хорошую сходимость, подтвержденную материалом следующих подразделов.

Совершенствование расчетов параметров систем электроснабжения

На основе программных комплексов [188–194, 199–202, 204–208], учитывающих положения разработанной энергоинформационной модели, решена задача технического перевооружения центральной распределительной подстанции ЦРП-6 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез». Результаты сравнительного анализа моделирования токов короткого замыкания ЦРП-6 с данными, представленными в рабочей документации [236], приведены в таблице 6.1.

Относительная погрешность расчета δ оценивалась по формуле [187]:

$$\delta = 100 \cdot \left| \frac{x - X}{X} \right|, \quad (6.1)$$

где x – полученное значение; X – значение, приведенное в рабочей документации.

Таблица 6.1 – Сравнительный анализ точности моделирования токов короткого замыкания ЦРП-6 ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Объект	Токи КЗ, А		δ , %
	представленные в рабочей документации	рассчитанные матрично-топологическим методом на основе УУН	
ЦРП-6 яч.5 ТП-99	5526	5462	1,15
ЦРП-6 яч.7 ТП-87	6237	6148	1,42
ЦРП-6 яч.9 ТП-81	6278	6150	2,04
ЦРП-6 яч.11 ТП-88	6695	6512	2,73
ЦРП-6 яч.13 ТП-72	6621	6503	1,78
ЦРП-6 яч.17 РТП-73	6433	6302	2,03
ЦРП-6 яч.21 ТП-81а	6411	6297	1,77
ЦРП-6 яч.23 ТП-23а	6268	6104	2,61
ЦРП-6 яч.6 РТП-73	6491	6301	2,92
ЦРП-6 яч.10 ТП-72	6682	6567	1,72
ЦРП-6 яч.12 ТП-88	6870	6756	1,65
ЦРП-6 яч.14 ТП-81	6333	6245	1,38
ЦРП-6 яч.16 ТП-87	6278	6187	1,44
ЦРП-6 яч.18 РТП-99	5575	5478	1,73
ЦРП-6 яч.22 ТП-81а	6491	6379	1,72
ЦРП-6 яч.26	6300	6187	1,79

Небольшая погрешность (1,15–2,92 %) позволяет говорить об удовлетворительном уровне достоверности полученных результатов (руководящие документы [45, 166, 167] допускают использовать методы расчета токов КЗ, если их погрешность не превышает 5–10 %).

Разработка моделей систем электроснабжения с комплексным энергоснабжением

Представленные в главах 2, 3, 5 способы и методики расчета параметров моделей элементов ЭТК позволяют выполнять моделирование сложных режимов систем электроснабжения, питаемых от автономных источников.

Модель системы электроснабжения Ильичевского месторождения нефти и газа разрабатывалась с целью повышения точности при моделировании взаимосвязанных электромеханических и электромагнитных процессов в системе «ГТЭС – энергосистема», не отраженных в проектной документации (рисунок 1.9).

С целью выявления влияния нагрузки на показатели качества электрической энергии проведены измерения тока на шинах 0,4 кВ трансформатора 10/0,4 кВ нагрузочных модулей (НМ) № 2 и № 3 ГТЭС «Ильичёвская». Схема подключения приборов представлена на рисунке 6.1.

Результаты сравнительного анализа результатов измеренных и модельных значений напряжения и силы тока ГТЭС «Ильичевская» приведены в таблице 6.2. Относительная погрешность расчета δ оценивалась по формуле (6.1).

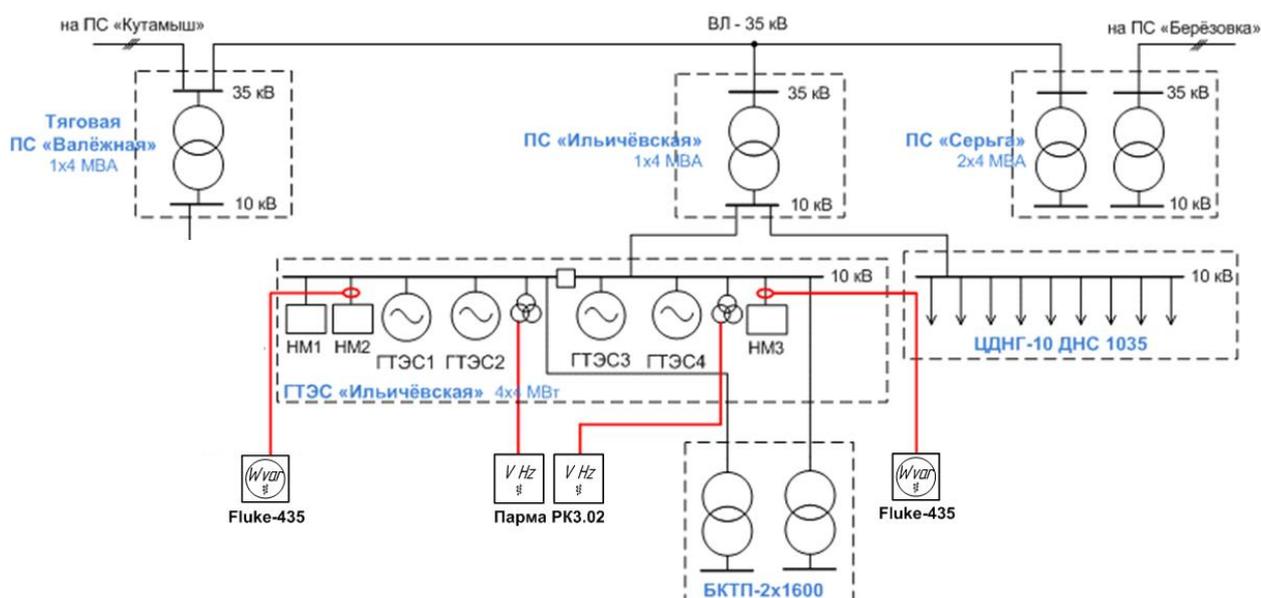


Рисунок 6.1 – Однолинейная схема электроснабжения ГТЭС «Ильичевская» (со схемой присоединения средств измерения для анализа параметров мини-ЭЭС)

Таблица 6.2 – Сравнительный анализ результатов измеренных и модельных значений напряжения и силы тока ГТЭС «Ильичевская»

Объект	Параметр	Значение по проекту	Измеренное значение	Расчетное значение	Отклонение расчетного от измеренного значения δ , %
ГТЭС «Ильичевская» СШ1	Напряжение, кВ	6	6,28	6,108	2,7
ГТЭС «Ильичевская» СШ2		6	6,19	6,112	1,3
НМ 2	Сила тока, А	385	338,3	347,8	2,8
НМ 3		385	299,8	303,6	1,3

Данные измерений позволили зафиксировать отклонения показателей качества электрической энергии от нормативных значений в системе электроснабжения не только вследствие перетоков мощностей с тяговой подстанции, но и вследствие наличия несинусоидальных искажений на стороне потребителей.

Моделирование пуска асинхронного двигателя мощностью 315 кВт, с модельными параметрами, учитывающими измеренный спектр гармоник,

подтвердило эффективность использование фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ), – в частности, снижается время разгона двигателя (рисунок 6.2).

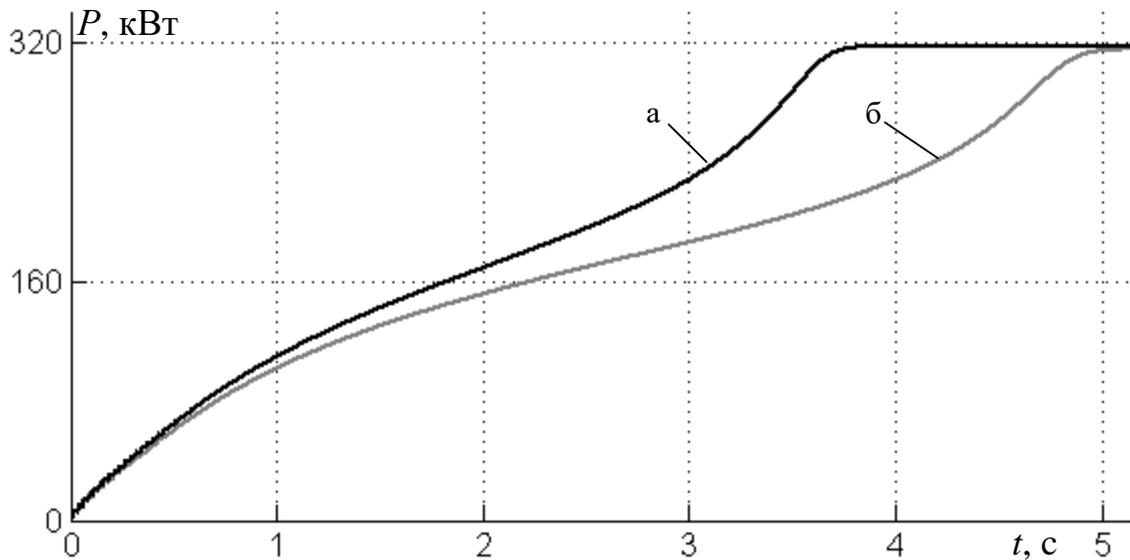


Рисунок 6.2 – Диаграмма разгона асинхронного двигателя при использовании фильтрокомпенсирующих устройств:

а) с использованием ФКУ; б) без использования ФКУ

Проведенные исследования позволили сформировать рекомендации по повышению балансовой и режимной надежности и показателей качества электрической энергии в системе электроснабжения ГТЭС «Ильичёвская» и предложить схему рекомендуемого технического решения для компенсации гармонических составляющих и кратковременных искажений напряжения.

Прогнозирование развития электроэнергетики региона

Разработанный в главе 2 модифицированный метод моделирования режимов электроэнергетических систем на основе уравнений узловых напряжений позволяет проводить расчеты и анализ режимов электроэнергетических систем произвольной структуры большой размерности.

Прогнозные оценки развития электроэнергетики Пермского края на 2014–2024 годы, полученные с применением модифицированного метода

моделирования режимов электроэнергетических систем, использованы в следующих разделах «Программы развития энергетики Пермского края» [158]:

- Определение и уточнение перечня «узких мест» в электрической сети напряжением 110 кВ и выше, с описанием возможных технологических ограничений, обусловленных их возникновением, и разработкой предварительных предложений в виде перечня по вводам электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше для ликвидации «узких мест»;

- Развитие электрических сетей напряжением 110 кВ и выше, обусловленное ростом энергопотребления, изменением размещения потребителей, развитием энергосистемы;

- Рекомендации по развитию электрических сетей напряжением ниже 110 кВ на наиболее проблемных территориях по выполнению заявок на технологическое присоединение;

- Схемы перспективного развития электроэнергетики Пермского края на 2014-2024 годы (рисунок 6.3).

Верификация полученных с помощью программного комплекса «*Power System Suite*» модельных параметров производилась путем сравнения с используемой в Пермском региональном диспетчерском управлении Системного оператора Единой энергетической системы программы *RastrWin 3*. Отклонения расчетных данных не превышали 10% (таблица 6.3). Относительная погрешность расчета δ оценивалась по формуле (6.1).

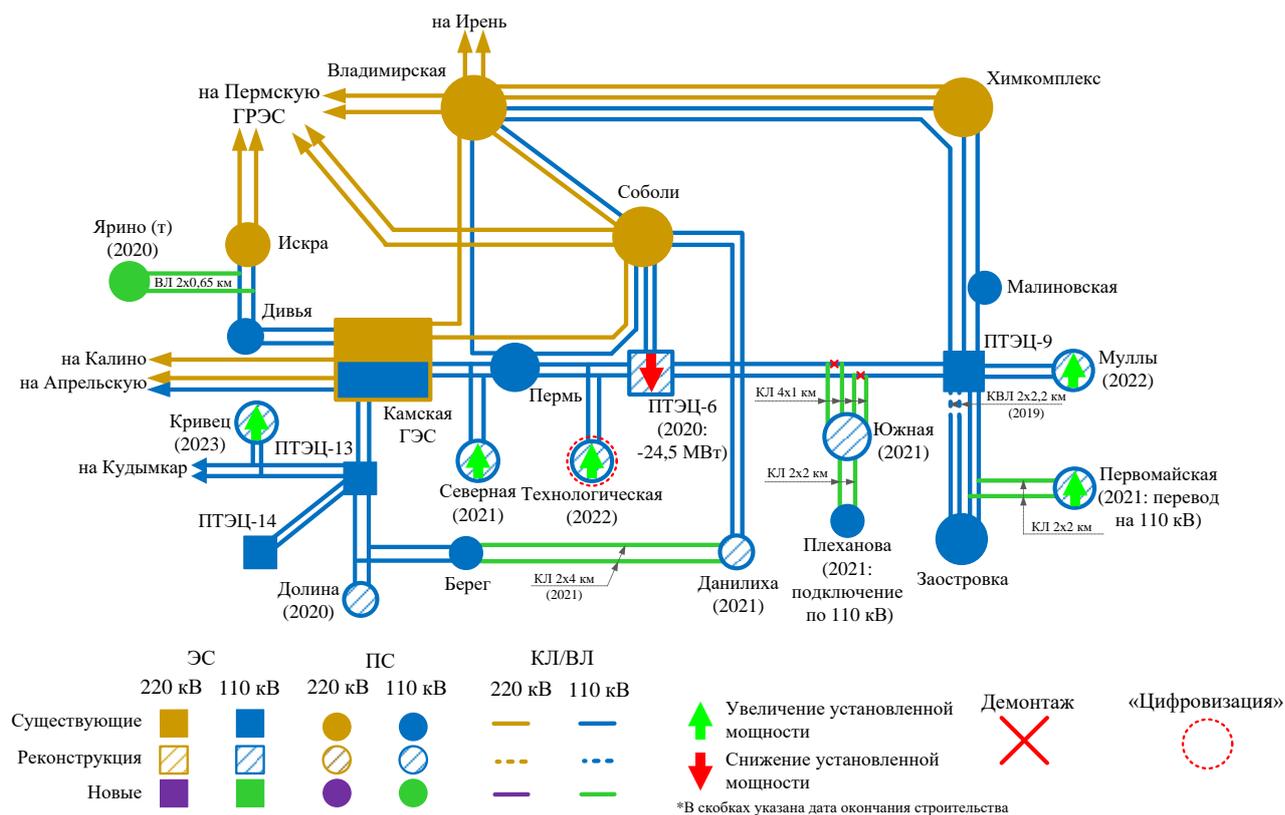


Рисунок 6.3 – Схема развития 110-220-500 кВ Пермско-Закамского узла

Таблица 6.3 – Сравнительный анализ точности моделирования параметров нормального режима энергоузла Яйвинской ГРЭС и ПС 500 кВ Северная по стороне напряжения 220 кВ

Объект	Контролируемые значения		δ, %
	рассчитанные матрично-топологическим методом на основе УУН	Рассчитанные в ПО <i>RastrWin 3</i>	
1	2	3	4
Расчетные токи ветвей, А			
ВЛ 220 кВ Северная - Титан	207,1	202	2,52
ВЛ 220 кВ Северная - Бумажная	180,7	182	0,71
ВЛ 220 кВ Северная - Космос 1 ц.	118,5	116	2,16
ВЛ 220 кВ Северная - Космос 2 ц.	103,1	105	1,81
ВЛ 220 кВ Северная - Калийная 1 ц.	28,2	28	0,71
ВЛ 220 кВ Северная - Калийная 2 ц.	29,8	29	2,76
ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Северная 1 (2) ц.	230,2	236	2,46
ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Северная 3 (4) ц.	236,9	244	2,91
ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Бумажная	185,9	180	3,28
ВЛ 220 кВ Яйвинская ГРЭС - Титан	191,4	195	1,85
ВЛ 220 кВ Калино - Яйвинская ГРЭС 1 ц.	167,8	167	0,48
ВЛ 220 кВ Калино - Яйвинская ГРЭС 2 ц.	167,6	164	2,20

Таблица 6.3 (окончание)

1	2	3	4
Расчетные напряжения узлов, кВ			
Яйвинская ГРЭС (СШ 220 кВ)	236,1	230	2,65
ПС 500 кВ Северная (СШ 220 кВ)	235,9	240	1,71

6.2. Технологическое картирование электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли

Для обеспечения вопросов эффективной замены, технического обслуживания, ремонта и прогнозирования технического состояния элементов ЭТК проведено технологическое картирование различных типов электротехнического оборудования ПМСО на основе разработанных в главе 3 моделей технологических операций при ТОиР.

Для разработки математических моделей технологических операций технического обслуживания и ремонта асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором (КЗАД) до 1000 В сервисными организациями, обслуживающими отраслевые предприятия Пермского края, было произведено классифицирование КЗАД на 48 подгрупп по скоростям и мощностям (таблица 6.4) [133].

Таблица 6.4 – Классификация КЗАД общепромышленного исполнения до 1000 В для формирования математической модели технологических операций

Мощность, кВт	Скорость, оборотов/мин			
	750	1000	1500	3000
До 1	АД	АД	АД	АД
До 3	АД	АД	АД	АД
До 5	АД	АД	АД	АД
До 10	АД	АД	АД	АД
До 20	АД	АД	АД	АД
До 40	АД	АД	АД	АД
До 60	АД	АД	АД	АД
До 80	АД	АД	АД	АД
До 100	АД	АД	АД	АД
До 160	АД	АД	АД	АД
До 250	АД	АД	АД	АД
До 400	АД	АД	АД	АД

Сформирован и утвержден набор укрупненных технологических операций ТОиР КЗАД с указанием принадлежности операций к виду ремонта (таблица 6.5).

Таблица 6.5 – Состав технологических операций для картирования ремонтов короткозамкнутых асинхронных двигателей общепромышленного исполнения до 1000 В

№	Технологическая операция	Вид ремонта		
		Капитальный	Средний	Текущий
1	Проверка технического состояния электродвигателя (корпус, заземление)			√
2	Проверка контактных соединений, изоляции и шпилек в барно			√
3	Замена смазки	√	√	√
4	Проверка обмотки статора на обрыв и замыкание мегомметром	√	√	√
5	Проверка элементов взрывозащиты	√	√	√
6	Разборка переднего подшипникового узла	√	√	
7	Разборка заднего подшипникового узла	√	√	
8	Извлечение ротора	√	√	
9	Дефектовка электродвигателя	√	√	
10	Промывка ротора, деталей и узлов	√	√	
11	Замена обмотки статора	√		
12	Ремонт ротора (напыление и токарная обработка)	√	√	
13	Ремонт подшипниковых щитов (напыление и токарная обработка)	√	√	
14	Балансировка ротора	√	√	
15	Монтаж ротора	√	√	
16	Сборка переднего подшипникового узла	√	√	
17	Сборка заднего подшипникового узла	√	√	
18	Испытание на стенде	√	√	
19	Ремонт и покраска корпуса	√	√	
20	Приемка, транспортировка на склад	√	√	
21	Демонтаж/монтаж муфты, кожуха, вентилятора	√	√	
22	Ревизия поста управления			√

Исходя из сформированной классификации, были выбраны 12 контрольных двигателей, для которых был проведен хронометраж времени на технологическое обслуживание и ремонт.

Результаты хронометража были обработаны в соответствии с поправочными коэффициентами, учитывающими особенности работы ремонтных

подразделений производств (доставка бригад на рабочее место, подготовка рабочего места, работа ручным инструментом и т.д.).

Анализ полученных данных хронометража проводился на основании вариационных рядов специализированных справочников [122, 214]. В таблице 6.6 приведено сравнение суммарных норм времени на капитальный ремонт двигателей различных заводских серий.

Таблица 6.6 – Сравнительный анализ суммарных норм времени на капитальный ремонт двигателей различных заводских серий

Двигатель			Суммарная норма времени на капитальный ремонт двигателя, чел.·ч		
Марка	Мощность, кВт	Скорость, об/мин	Экспериментальные данные	Данные справочника [122]	Данные справочника [214]
4АМА	2.2	2860	40,16	37,68	53,10
4А	7.5	1500	57,92	57,93	59,00
ВАО	17	900	94,51	91,04	71,60
ВАО	250	3000	305,47	282,96	234,00

При сравнении дисперсий экспериментальных данных и данных справочников использовался F -критерий Фишера [234, 248]:

$$F = \sigma_1^2 / \sigma_2^2, \quad (6.2)$$

где σ_1^2 – большая дисперсия (при числе степеней свободы $df_1 = n_1 - 1$, n_1 – число вариантов); σ_2^2 – меньшая дисперсия (при числе степеней свободы $df_2 = n_2 - 1$, n_2 – число вариантов).

При сравнении вариационных рядов экспериментальных данных и данных справочника [122] значение критерия F составило 1,84 (для уровня значимости $p \geq 0,05$); при сравнении с данными справочника [214] – 1,83 ($p \geq 0,05$). Следовательно, различие между результатами эксперимента и данными справочников можно считать несущественным.

Таким образом, при разработке математической модели технологических операций ТООР электродвигателей за базовые значения нормируемых

характеристик двигателей приняты данные, полученные в результате эксперимента (таблица 6.7).

Таблица 6.7 – Базовые значения норм времени на капитальный ремонт короткозамкнутых асинхронных двигателей, чел.·ч

Мощность, кВт	Скорость, оборотов/мин			
	750	1000	1500	3000
До 1			36,24	
До 3				40,16
До 5			47,85	
До 10			57,92	
До 20		94,51		
До 40	102,98			
До 60			103,75	
До 80		118,99		
До 100			130,93	
До 160	280,19			
До 250				305,47
До 400		331,13		

Далее, в соответствии с блок-схемой, представленной на рисунке 3.12, выбраны параметр оптимизации Y (нормы времени) и два варьируемых фактора X_1 (мощность), X_2 (число оборотов в минуту). Каждый фактор принимает значения в некотором указанном диапазоне (варьируется). В результате для каждого момента моделируемого времени получается матрица, каждый элемент которой соответствует одной уникальной комбинации значений X_1 , X_2 . Геометрической интерпретацией такой таблицы является поверхность в трехмерном пространстве (рисунок 6.4).

В соответствии с разработанными математическими моделями получены нормируемые характеристики для других двигателей каждого из типов классификации (таблица 6.8).

Нормы времени для двигателей взрывозащищенного исполнения рассчитаны, исходя из условия 105 % от норм времени для двигателей общепромышленного исполнения.

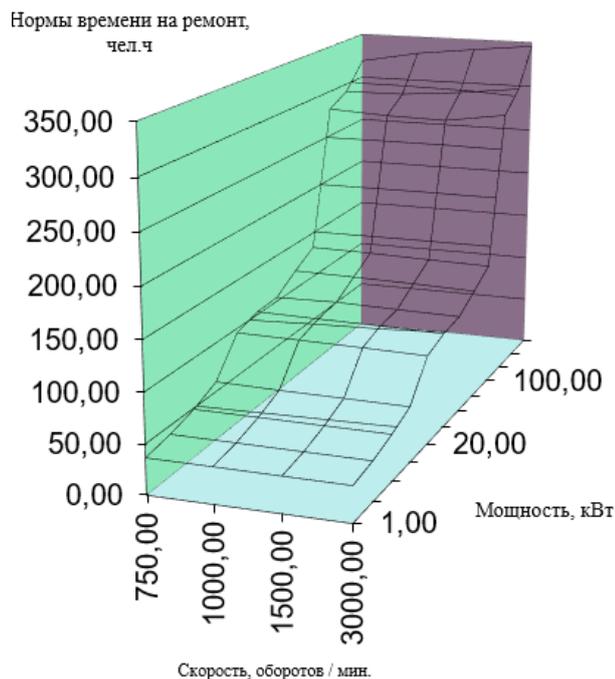


Рисунок 6.4 – Построение моделей технологических операций на ремонт короткозамкнутых асинхронных двигателей общепромышленного исполнения до 1000 В

Таблица 6.8 – Разработанные нормы времени при картировании капитального ремонта короткозамкнутых асинхронных двигателей общепромышленного исполнения до 1000 В, чел.·ч

Мощность, кВт	Скорость, оборотов/мин			
	750	1000	1500	3000
До 1	36,74	36,60	36,24	35,99
До 3	41,31	40,95	40,52	40,16
До 5	48,67	48,31	47,85	47,42
До 10	59,96	58,56	57,92	57,08
До 20	95,44	94,51	93,53	92,19
До 40	102,98	101,76	100,96	99,56
До 60	104,20	105,24	103,75	102,59
До 80	120,01	118,99	117,73	115,74
До 100	133,50	132,58	130,93	129,72
До 160	280,19	276,72	275,45	285,25
До 250	291,51	292,26	297,76	305,47
До 400	319,09	331,13	338,70	345,64

Нормы времени на конкретные технологические операции по каждому из рассматриваемых классов АД рассчитаны из общих норм времени на

капитальный ремонт путем взятия процента, соответствующего данной операции. Проценты, соответствующие операциям, выведены из данных хроноистража.

Технологическое картирование проведено для оборудования, используемого на предприятиях минерально-сырьевой отрасли (в соответствии с перечнем, приведенным в таблице 3.1)

Пример утвержденной и принятой к эксплуатации технологической карты по ремонту и обслуживанию асинхронного взрывозащищенного двигателя ВАО2-450LA-4 представлен в приложении Б.

6.3. Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования

Изложенные в главе 3 принципы построения энергоинформационной модели, иерархическая структура и модели элементов электротехнических комплексов, используемые при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры, типизированные по классификационным признакам взаимодействия в энергоинформационной модели, положены в основу разработанных и внедренных на отраслевых предприятиях систем информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования.

Программная реализация алгоритмов СИПУ ЖЦ ЭО соответствует функциональной схеме, представленной на рисунке 3.2, и содержит следующие процедуры [208]:

1. Расчет энергоинформационной модели (на основе расчета стационарных и квазистационарных режимов ЭЭС).

2. Формирование и ранжирование диагностируемых параметров и целей оценки технического состояния ЭО в соответствии с имеющимися технологическими и организационными приоритетами (на основе положений главы 4).

3. Синхронизация энергоинформационной модели с информационно-аналитическими системами, развернутыми на предприятии (в соответствии с алгоритмами, изложенными в п.3.2). Выгрузка данных из баз данных и справочников (методов измерения, приборов, параметров, типов оборудования) из информационно-аналитических систем.

4. Вычисление оптимального значения для каждого показателя (по умолчанию в системе реализован алгоритм, при котором оптимальное значение – это среднее значение из диапазона). Вычисление границ для верхнего, среднего и нижнего уровней с заданным процентом отклонения от оптимального значения (в соответствии с выражениями (4.10)–(4.12)).

5. Расчет общей оценки эффективности по вариантам (в соответствии с формулой (4.3)).

6. Расчет коэффициентов регрессии для функции, характеризующей степень соответствия текущего состояния электротехнического оборудования заданным целям. Проверка модели на воспроизводимость по G -критерию Кохрена. Проверка коэффициентов регрессии на значимость по критерию Стьюдента. Проверка адекватности уравнения регрессии по F -критерию Фишера.

7. Формирование документации по информационной поддержке жизненного цикла элементов ЭТК (отчетных документов, трендов, характеризующих параметры безотказной работы элементов, планов-графиков ППР (в соответствии с п.3.3), ведомостей, формуляров, спецификаций и др.).

Комплексная оценка технического состояния электротехнического оборудования в условиях неопределенности и неполноты информации

Разработанная методика комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования входит в состав регламентных документов по системе технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования для региональных предприятий [222].

На основе изложенной в главе 4 методики комплексной оценки технического состояния электротехнического оборудования получена оценка ТС

электротехнического оборудования предприятия ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» на основе экспертных оценок.

Результаты экспертной оценки технического состояния электротехнического оборудования на примере оценки технического состояния КТП приведены в Приложении В.

Принятие управленческих решений в системе информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования

Для принятия управленческих решений в системе информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования сформированы три подсистемы [28]:

$$U = \{U_m, U_{ma}, U_a\}, \quad (6.3)$$

где U_m – подсистема принятия решений лицом, принимающим решение (в соответствии с *UCD*-диаграммой, представленной на рисунк 4.2);

U_{ma} – подсистема автоматизированного принятия решений;

U_a – подсистема автоматического принятия решений (совместимая с информационно-аналитическими системами производства).

Реализация управленческих функций в указанных подсистемах зависит от степени их формализации [28]: управленческая функция формализована в том случае, если все этапы ее реализации описаны одним из следующих элементов (в соответствии с (2.199)): базой данных (*DB*), системой управления базой данных (*CSDB*), базой знаний (*KB*), системой управления базой знаний (*CSKB*), технологическими картами (*PC*), технологическими регламентами (*PS*), программно-техническим обеспечением (*HW*), математическим (алгоритмическим) обеспечением (*SW*).

Анализ показал, что в качестве критериев и ограничений принятия решений в деятельности энергетических подразделений ПМСО целесообразно использовать технические и экономические характеристики:

c_1 – срок окупаемости,

c_2 – степень снижения потерь в сетях,

c_{03} – обеспечение снабжением электрической энергией новых потребителей,
 c_4 – необходимое финансирование представленных мероприятий и т.п.

Автоматически принятое решение может быть формализовано одним из двух вариантов:

1) решение поступает в виде расчетного показателя (например, норма трудозатрат на операции в соответствии с технологической картой) в энергоинформационную модель, т.е:

$$RD(AC_1, AC_2, \dots, AC_n) \rightarrow \underset{c \in C}{optim} \quad (6.4)$$

где RD – рациональное решение;

AC – средние трудозатраты на замену оборудования (в соответствии с (3.20),

C – критерий принятия рационального решения;

2) решение реализуется одной из альтернатив, выбор которой зависит от наличия или отсутствия необходимых условий.

В системе информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [208] ранжирование измеренных величин и присвоение весовых коэффициентов происходит в зависимости от уровня адекватности оценок о техническом состоянии элементов ЭТК. При этом учитываются такие основные факторы, как:

- учет дебитности скважин;
- уровень финансирования энергетических объектов;
- категоричность участка системы электроснабжения.

Предусмотрен учет и других критериев, необходимых оператору [312–316]. Присвоение приоритетов может производиться как автоматически, так и вручную.

Данный комплексный подход иллюстрируется на рисунке 6.5 [139].



Рисунок 6.5 – Иллюстрация комплексного подхода к оценке технического состояния электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Главное окно программного комплекса представлено на рисунке 6.6 и содержит:

- Главное меню с пунктами «База данных», «Справочники», «Окно» и «Помощь», каждый из которых содержит один или несколько подпунктов;
- Древоподобную структуру, содержащую цепочки электротехнического оборудования. Например, на рисунке 6.6 показана цепочка – «Оборудование \ ПС Чураки 35/6 кВ \ Т-2 \ Фидер №20 \ ТП-2001 \ 5А200L12НБУЗ»;
- Закладку «Оборудование», содержащую список ЭО, находящегося на уровень ниже по отношению к узлу, который является выделенным в дереве оборудования;
- Закладку «Зависимые целевые объекты», содержащую список целевых объектов (скважин, узлов дожима нефти и прочее), зависимых от единицы оборудования, являющейся выделенной в дереве оборудования. Например, на рисунке 6.6, показан объект «Скважина 406», который является зависимым от узла 5А200L12НБУЗ. Это означает, что при выходе двигателя 5А200L12НБУЗ из строя, или при частичной потере работоспособности, произойдет снижение производительности скважины №406;

– Строку состояния, на которой показана информация о состоянии соединения с базой данных, а также о том, какая именно база данных используется в данный момент.

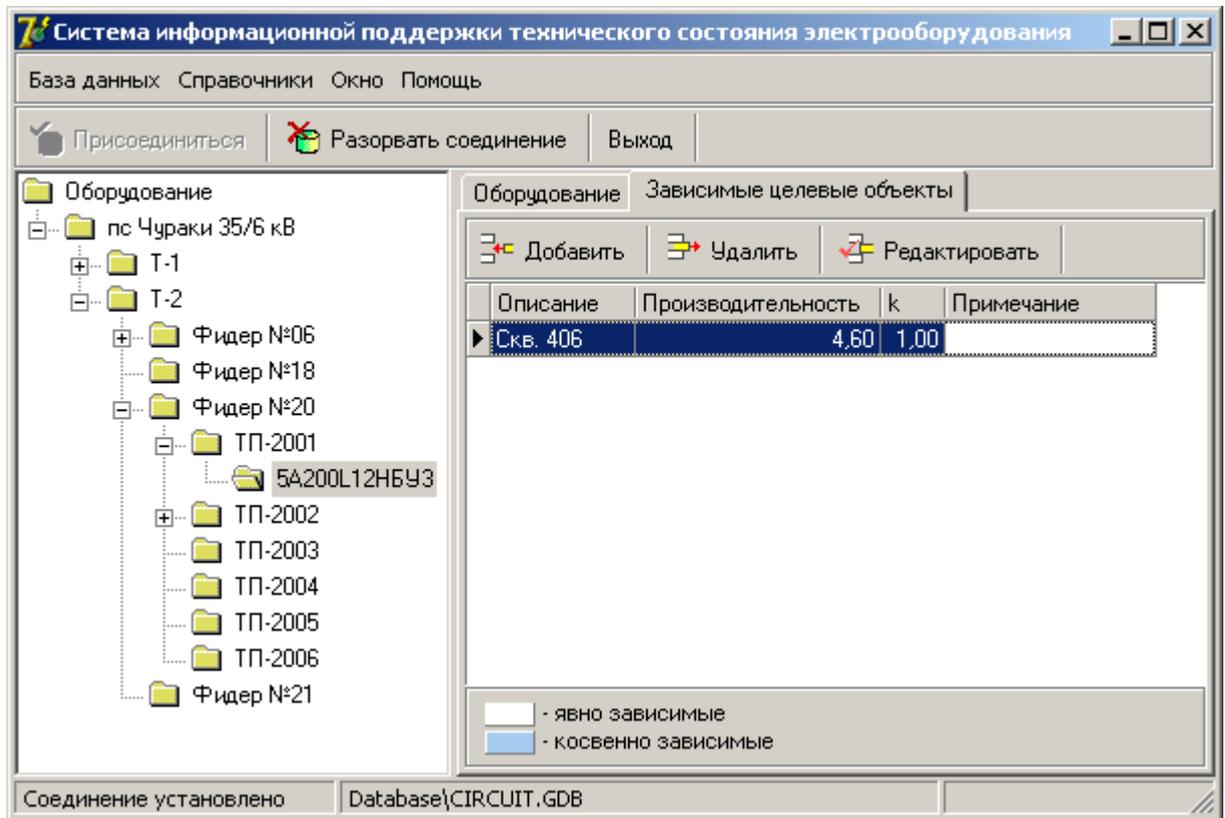


Рисунок 6.6 – Главное окно системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Для доступа в окно редактирования справочников в пользовательском меню существует специальная вкладка «Справочники». При раскрытии этой вкладки появляется список всех доступных для редактирования справочников (рисунок 6.7).

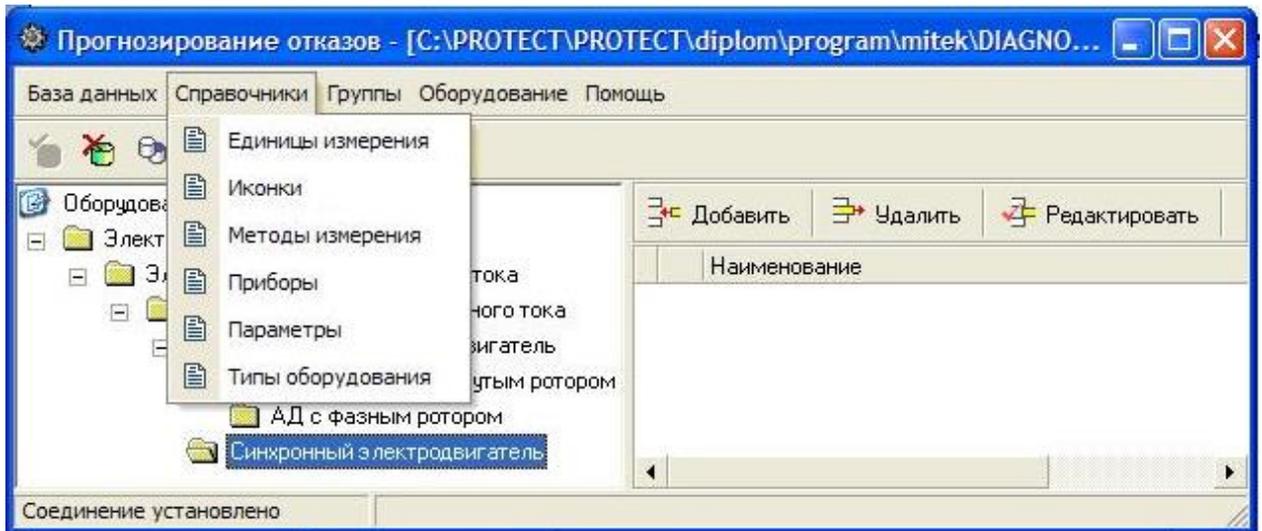


Рисунок 6.7 – Вкладка «Справочники» основного меню в главном окне системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Программный комплекс [208] позволяет настраивать отчетные формы в удобном для оператора виде, а также экспортировать их в любые офисные приложения для работы с документами. Примеры экранных форм приведены на рисунке 6.8.

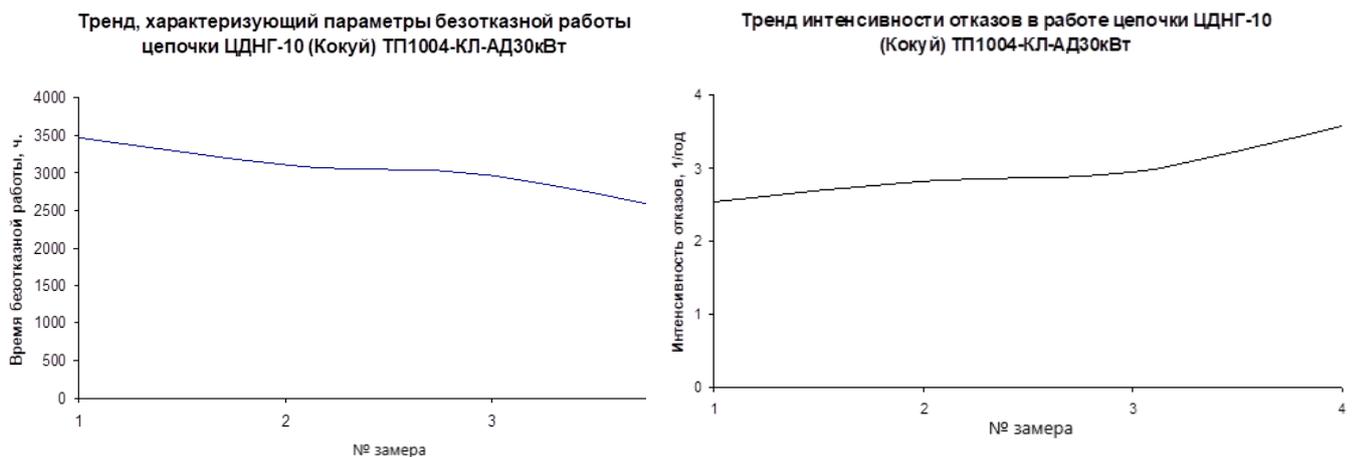


Рисунок 6.8 – Примеры экранных форм системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Разработанная система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования позволяет рассчитать

тренды, характеризующие параметры безотказной работы элементов, и сопоставлять зависимость уровня технического состояния ЭО от уровня финансирования с прогнозированием возникающих рисков «технологической недоотдачи». В таблице 6.9 приведен пример вывода вероятного времени простоя технологических цепочек нефтяного месторождения «Чураки» при нештатных ситуациях на участках системы электроснабжения месторождения.

Таблица 6.9 – Вероятное время простоя технологических цепочек месторождения «Чураки»

Место-рождение	Цепочка нефтепромысла	Номер скважины	Вероятное время простоя, ч	Дебит скважины, т/сут
Чураки	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1901 – АД	112	12	3,2
	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1904 – АД	64	17	4,8
	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1906 – АД	10	12	39
	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1906 – АД	30	20	11,3
	Тр-р №1 ПС «Чураки» 35/6 – Фид. №19 – ТП-1910 – АД	76	16	52

6.4. Управление эксплуатационной документацией для обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли

Изложенные в главе 5 принципы интегрированной логистической поддержки положены в основу разработанных руководящих документов, принятых к применению на отраслевых предприятиях:

- Стандарт ПАО «Татнефть» СТО ТН 433-2019. Техническая политика повышения эффективности использования оборудования.

- Интерактивные электронные технические руководства по интегрированной логистической поддержке электротехнического оборудования:

1. «База данных «Energy Data Ware» (БД «Energy Data Ware»));
2. «База данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей («БД ТОиР ЭД»));
3. «База данных «ЭлектроДин»;
4. «База данных схем электроснабжения и паспортных характеристик электрооборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Для задач обучения разработано междисциплинарное электронное учебное пособие [11, 124].

В состав интерактивных электронных технических руководств входят [144]:

- описание устройства и функционирования ЭО и его частей;
- правила эксплуатации ЭО (включая ограничения и подготовку к использованию);
- интерактивные ссылки на карты контроля параметров технического состояния ЭО; методики диагностики ЭО и поиска неисправностей, ТОиР;
- интерактивные ссылки на регламенты технического обслуживания, планирование и учет регламентных работ;
- модули обмена информацией и ссылки на базы каталогов и ведомостей запасных частей и принадлежностей предприятия;

Фрагмент разработанного ИЭТР по техническому обслуживанию и ремонту воздушной линии электропередачи ВЛ 35–750 кВ с железобетонными одностоечными опорами и длиной пролета до 200 м представлен на рисунке 6.10 (карта контроля параметров технического состояния воздушных линий электропередачи (входящая в состав ИЭТР и имеющая гиперактивные ссылки на нормативные источники) приведена в приложении Г).

В соответствии с методикой комплексной оценки технического состояния, представленной в п.4.3, необходимо периодически контролировать, как минимум, четыре параметра:

- 1) x_1 – смещение опоры от вертикальной оси вдоль ВЛ (п. 21 таблицы Г.1);
- 2) x_2 – смещение опоры от вертикальной оси поперек ВЛ (п. 22 таблицы Г.1);

3) x_3 – коэффициент дефектности ВЛ (соответствует п. 27 таблицы Г.1) – является комплексным параметром, и его расчет производится на основе коэффициентов дефектности элементов:

$$x_3 = K_{\text{ДВЛ}} = 0,40 K_{\text{ДО}} + 0,10 K_{\text{ДФ}} + 0,30 K_{\text{ДП}} + 0,10 K_{\text{ДТ}} + 0,07 K_{\text{ДИ}} + 0,03 K_{\text{ДА}}, \quad (6.5)$$

где $K_{\text{ДВЛ}}$ – коэффициент дефектности воздушной линии электропередачи;

0,40; 0,10; 0,30; 0,10; 0,07 и 0,03 – весовые коэффициенты, отражающие соответственно влияние технического состояния опор, фундаментов, проводов, тросов, изоляторов и арматуры на стоимость ремонтных работ по замене всех дефектных элементов ВЛ 35–750 кВ исправными аналогичными элементами;

$K_{\text{ДО}}$ – коэффициент дефектности опор;

$K_{\text{ДФ}}$ – коэффициент дефектности фундаментов;

$K_{\text{ДП}}$ – коэффициент дефектности проводов;

$K_{\text{ДТ}}$ – коэффициент дефектности тросов;

$K_{\text{ДИ}}$ – коэффициент дефектности изоляторов;

$K_{\text{ДА}}$ – коэффициент дефектности арматуры.

4) x_4 – избыточная температура (соответствует п. 3 таблицы Г.1) – превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях. Превышение температуры – разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха. Состояние контактов и контактных соединений оборудования оценивается по избыточной температуре при рабочих токах нагрузки $I_{\text{раб}} = 0,3 \dots 0,6 I_{\text{НОМ}}$. В качестве норматива используется значение температуры, приведенное к $0,5 I_{\text{НОМ}}$ [171, 173]:

$$x_4 = \Delta\Theta_{0,5} = \Delta\Theta_{\text{раб}} \left(\frac{0,5 I_{\text{НОМ}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \quad (6.6)$$

где $\Delta\Theta_{0,5}$ – избыточная температура при токе нагрузки $0,5 I_{\text{НОМ}}$;

$\Delta\Theta_{\text{раб}}$ – избыточная температура при рабочем токе нагрузки $I_{\text{раб}}$.

Параметр
таблицы Г.1

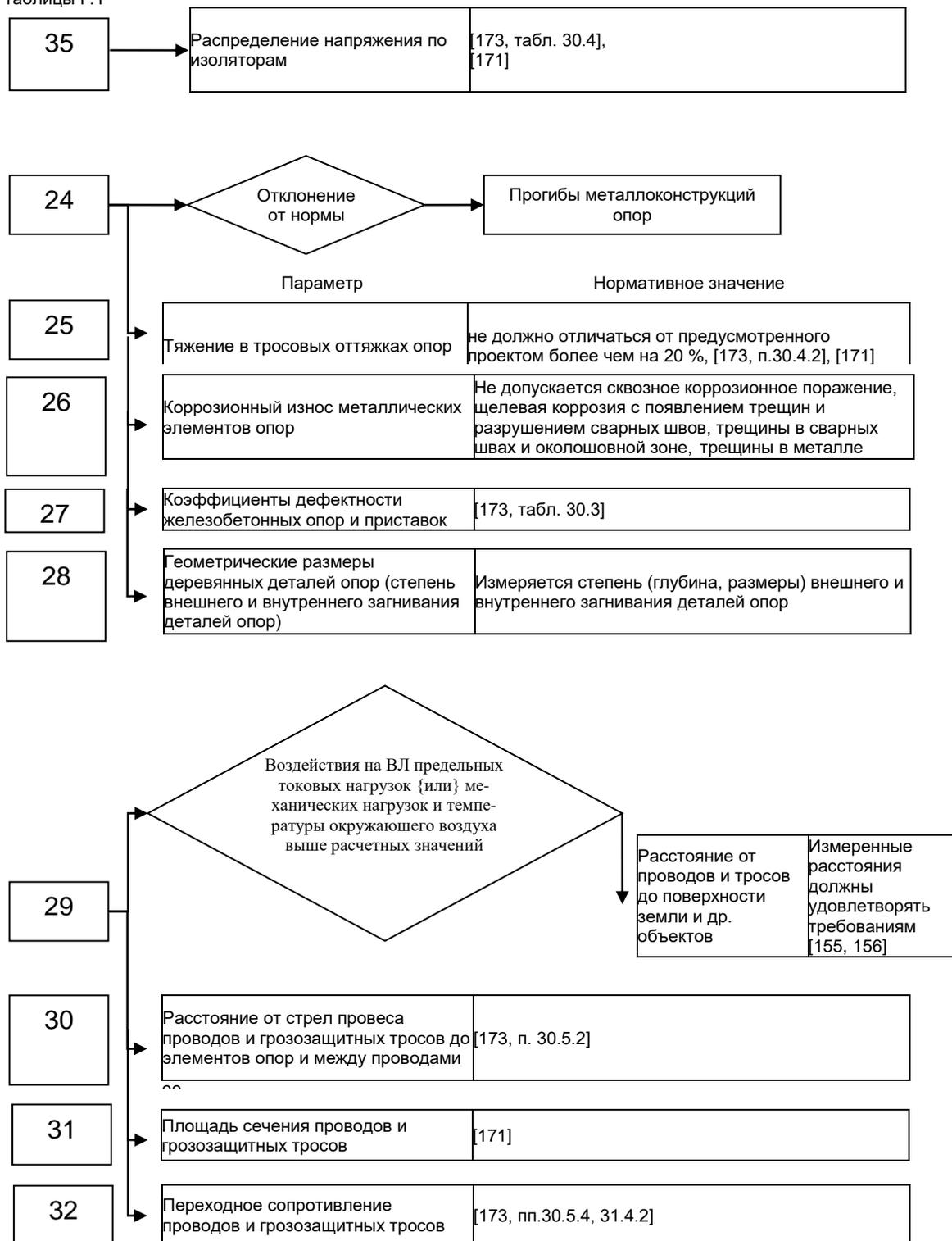


Рисунок 6.10 – Фрагмент разработанного ИЭТР по техническому обслуживанию и ремонту воздушной линии электропередачи ВЛ 35–750 кВ

Степень неисправности контактов и контактных соединений оценивается следующим образом:

$\Delta\Theta_{0,5} = 5...10^{\circ}\text{C}$ – начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику;

$\Delta\Theta_{0,5} = 10...30^{\circ}\text{C}$ – развившийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе ЭО из работы;

$\Delta\Theta_{0,5} > 30^{\circ}\text{C}$ – аварийный дефект, требующий немедленного устранения.

Кроме интерактивных ссылок на карты контроля параметров ТС, в отраслевых ИЭТР предусматриваются интерактивные ссылки на технологические карты по ТОиР ЭО, в которых учитываются нормы времени выполнения операции, квалификация ремонтного (обслуживающего) персонала, применяемая оснастка, вид ремонта, нормы расхода запчастей и материалов (изоляционных, лакокрасочных, смазочных) на ремонтные операции, согласно выданной спецификации товарно-материальных ценностей и утвержденных документов.

Разработанные и внедренные на отраслевых предприятиях программно-технические комплексы позволяют настраивать логические связи выбранного элемента ЭТК и с технологическими картами, и с интерактивными техническими руководствами. На рисунке 6.11 приведено окно привязки и просмотра технологической карты по ТОиР выбранного элемента электротехнического комплекса в программе «Power System Supply» [206]. В поле «Путь к тех. карте» указывается путь к файлу, в котором содержится технологическая карта выбранного элемента.

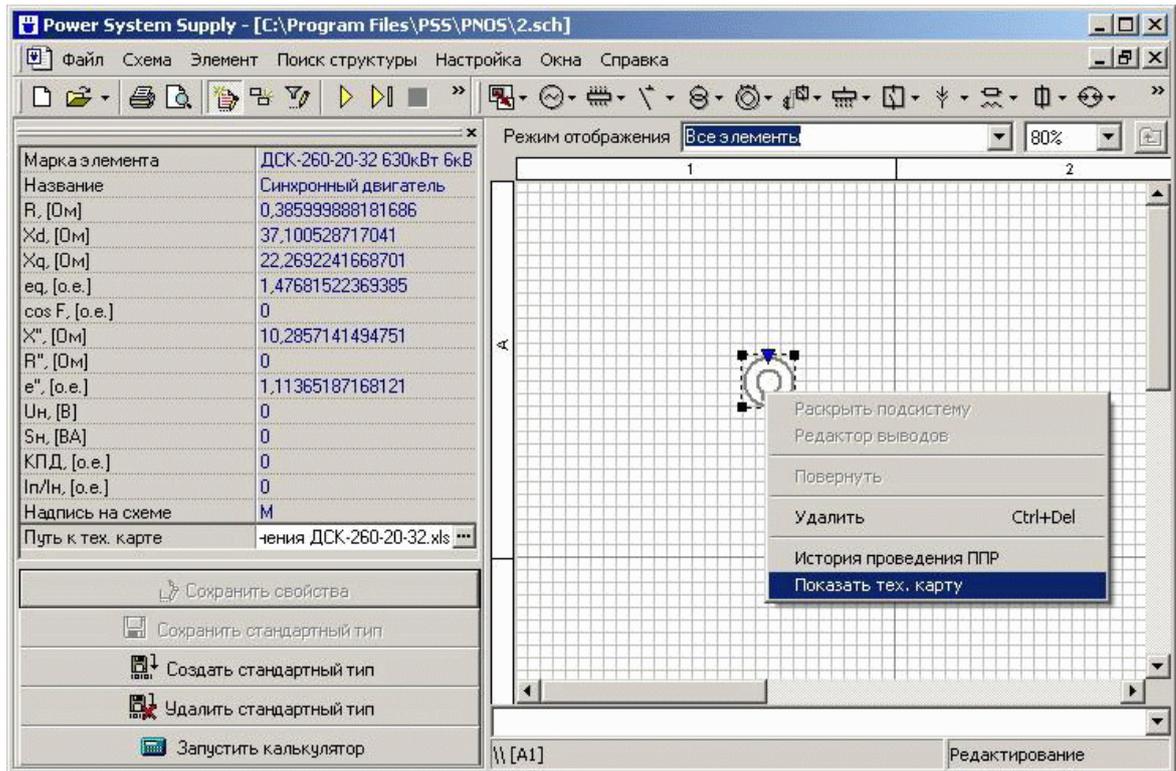


Рисунок 6.11 – Окно привязки и просмотра технологической карты по ТООР выбранного элемента электротехнического комплекса

С учетом обозначенных подходов при наличии комплекса технических средств мониторинга и диагностики, а также при достаточно полной проработке программного обеспечения с учетом нормативных и технических аспектов предприятие может ориентироваться на переход к системе обслуживания ЭО по техническому состоянию.

6.5. Программно-аппаратное моделирование объектов автономной энергетики для систем электроснабжения с комплексным энергоснабжением

На основе представленных в главе 5 принципов разработки модулей программно-аппаратного моделирования разработан программный модуль имитационного моделирования энергетических установок в составе

электроэнергетической системы произвольной конфигурации для испытательных стендов испытательного полигона ПАО «Протон-Пермские моторы».

Оператор программного модуля имеет возможность получать, обрабатывать и хранить экспериментальные и модельные данные параметров энергетических установок (потребляемая мощность, угол поворота дозатора газа, частота вращения ротора свободной турбины) в различных режимах. На рисунке 6.12 показано окно оператора с зависимостью активной мощности от времени переходного процесса, полученной при моделировании наброса нагрузки ГПА.

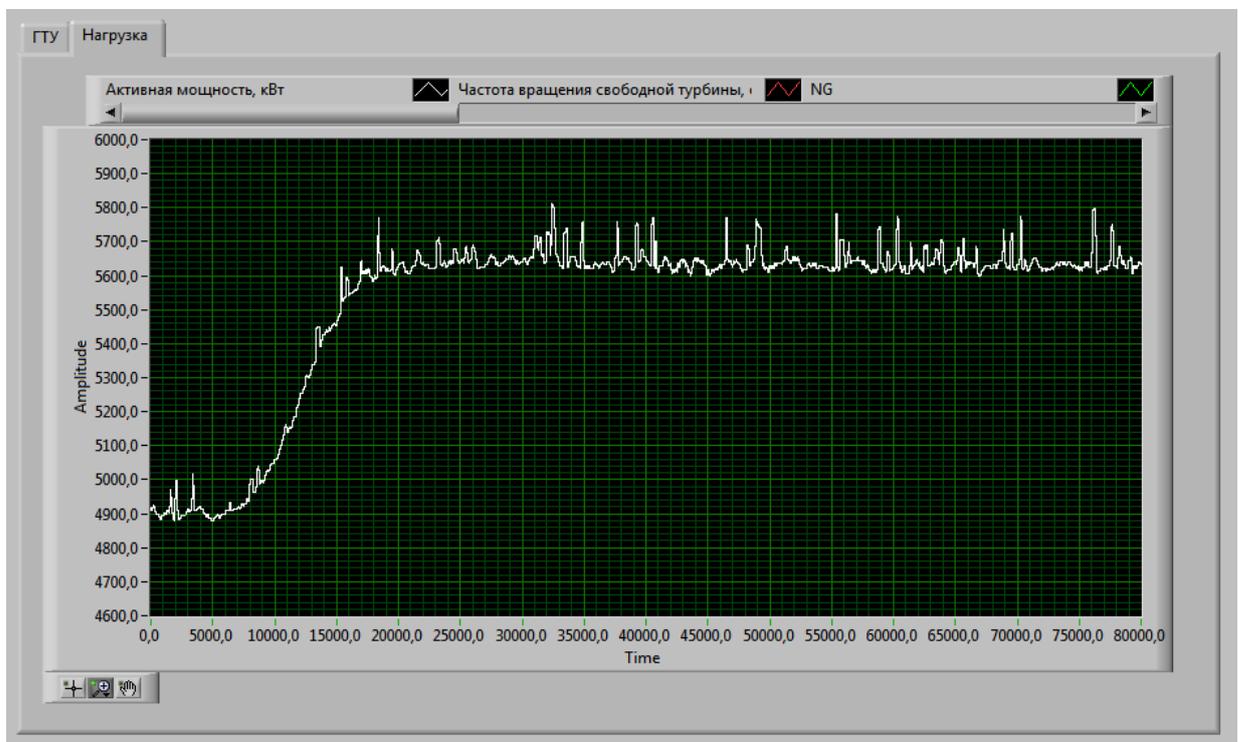


Рисунок 6.12 – Окно оператора модуля имитационного моделирования энергетических установок в составе электроэнергетической системы

В приложении Д приведены экспериментальные и модельные данные для исследуемых энергетических установок в различных режимах.

Для определения качества и точности построенных математических моделей применяется коэффициент несовпадения Тейла K_T , который измеряет степень несовпадения значений обобщенного параметра процесса, определенного

экспериментально, со значениями обобщенного параметра процесса, определенного в результате расчета по модели [270]:

$$K_T = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i^{(э)} - x_i^{(м)})^2}}{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i^{(э)})^2 + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i^{(м)})^2}}, \quad (6.7)$$

где $x_i^{(э)}$ – экспериментальное значение, $x_i^{(м)}$ – значение, рассчитанное по функциональной модели, n – число экспериментальных значений, которые использовались для синтеза модели (число экспериментальных значений должно совпадать с числом рассчитанных по функциональной модели значений).

В таблице 6.10 приведены полученные коэффициенты несовпадения Тейла для частоты вращения ротора турбокомпрессора $K_T(n_{TK})$, для частоты вращения ротора свободной турбины $K_T(n_{СТ})$, для расхода топлива $K_T(G_T)$ исследованных моделей энергетических установок.

Таблица 6.10 – Значения коэффициента несовпадения Тейла

Исследуемая модель	$K_T(n_{TK}), \%$	$K_T(n_{СТ}), \%$	$K_T(G_T), \%$
Модель ГПА (наброс нагрузки)	0,05	0,3	0,4
Модель ГПА (сброс нагрузки)	0,04	0,5	0,4
Модель микротурбины <i>Capstone</i> (наброс нагрузки)	-	0,3	2,2
Модель микротурбины <i>Capstone</i> (сброс нагрузки)	-	0,4	2

По результатам расчета значений коэффициента несовпадения Тейла для основных сравниваемых параметров можно сделать вывод об адекватности построенных математических моделей энергетических установок. Большинство значений коэффициента несовпадения Тейла не превышают 2–3 %, следовательно, данные параметры, определенные экспериментально и рассчитанные по модели, имеют хорошую сходимость [270].

Архитектура модуля имитационного моделирования позволяет обеспечить интеграцию и с другими стендами и системами испытаний [220]. Данные об

испытаниях энергетических установок хранятся в производственной системе испытательного полигона ПАО «Протон-Пермские моторы» (рисунок 6.13) и доступны как предприятиям-изготовителям энергетических установок, так и предприятиям-заказчикам, обеспечивая, тем самым, интегрированную логистическую поддержку энергетических установок на всех этапах их жизненного цикла.

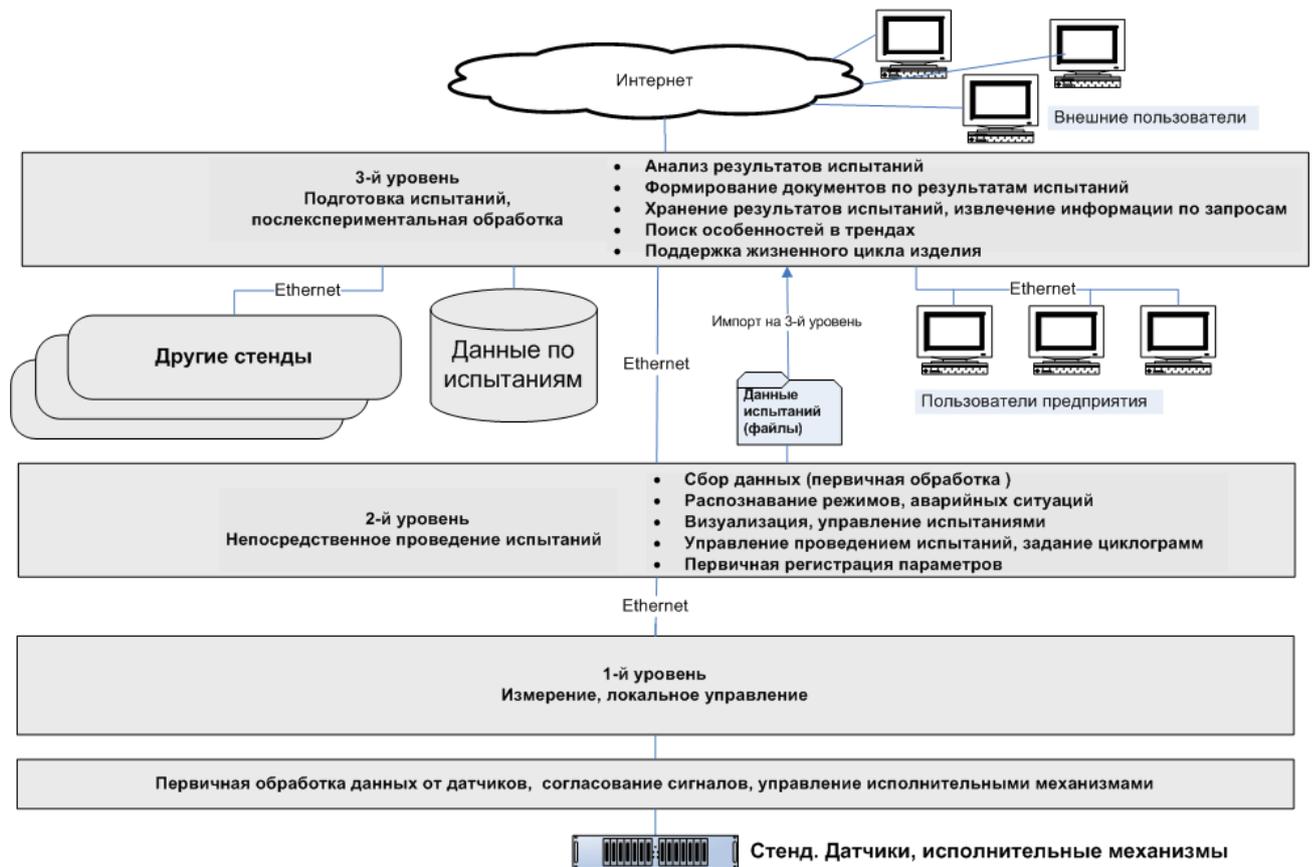


Рисунок 6.13 – Структурно-функциональная схема управления информацией испытаний и испытательных стендов

6.6. Оценка организационно-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов

При внедрении системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-

ПЕРМЬ» проведено сравнение затрат на поддержание фактического технического состояния ЭО цеха добычи нефти и газа ЦДНГ-10 по существующей системе ППР и апробируемой системе обеспечения по фактическому техническому состоянию.

В результате сравнения затрат в различных системах обслуживания ЭО выяснилось, что стоимость работ, проводимых в рамках системы обеспечения по техническому состоянию, на 16 % дешевле стоимости работ, проводимых в рамках системы ППР.

Также необходимо учитывать то, что при проведении мероприятий по мониторингу не требуется отключений электротехнического оборудования, соответственно, нет технологических «потерь».

Опыт работ в рамках системы обеспечения по техническому состоянию показал, что при проведении мероприятий по мониторингу и оценке технического состояния выявляются «скрытые» дефекты электроустановок, которые при проведении работ по графику ППР не выявить. Устранение этих дефектов с минимальными затратами предотвращает возможные аварии и, тем самым, исключает непредвиденные затраты и простои.

В результате обеспечивается повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов, заключающееся в:

- создании локальной самоконтролируемой и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, снижении аварийности, повышении надежности оборудования;

- снижении потерь электроэнергии, уменьшении времени внеплановых простоев на 16 % за счет четкой организации ТОиР, снижении штрафов за невыполнение договорных обязательств;

- снижении рисков принятия неправильных решений;

- прогнозировании и планировании объемов ТОиР «проблемного» оборудования. В результате проведения мониторинга ТС оборудования и его ремонта по фактическому состоянию внеплановый объем работ, вызванный чрезвычайными ситуациями, обычно составляет менее 5 % от общего объема работ, время простоя оборудования составляет не более 3 % от времени,

затраченного на техническое обслуживание [118, 119]; типичные расходы на ремонт при аварийных отказах оборудования в среднем в 10 раз превышают стоимость ремонта при вовремя обнаруженном дефекте [118, 119, 257];

- снижении затрат на обслуживание нормально функционирующего ЭО (за счет увеличения межремонтного интервала), уменьшении продолжительности ремонтов, уменьшении объема запасных частей, возможности сокращения резервного оборудования,

- эффективном планировании и оптимизации численности технического персонала, снижении трудоемкости ТОиР на 5–20% благодаря более точному планированию объемов работ [98, 112, 113], исключении избыточных работ, применении ТО по наработке вместо календарного планирования,

- повышении качества продукции за счет мониторинга ТС и упреждающего ремонта электротехнического и технологического оборудования,

- улучшении условий охраны труда, устранении нарушений экологических требований, снижении воздействия на окружающую среду,

- автоматизации рутинных процедур (в задачах проектирования и моделирования ЭЭС – уменьшении времени расчета нештатных ситуаций в 20–40 раз [151]), уменьшении времени анализа данных,

- подготовке и тренинге персонала.

Вместе с этим, достигается экономический эффект за счет снижения «стоимости» простоя электротехнического и технологического оборудования [255].

Оценка эффективности этапов интегрированной логистической поддержки научно-технических решений, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов ПМСО, представлена в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Этапы интегрированной логистической поддержки научно-технических решений, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов ПМСО

№	Этап ИЛП	Научно-технические решения	Эффект (выгода) от внедрения научно-технического решения	Система реализации	Апробация
1	2	3	4	5	6
1.	Проектирование и моделирование электротехнических комплексов	<p>Моделирование режимов электроэнергетических систем произвольной структуры на основе уравнений узловых напряжений, в части:</p> <ul style="list-style-type: none"> – расчет параметров электроэнергетической системы произвольной топологии при номинальном и нештатных режимах, – верификация эффективного использования электротехнического оборудования с учетом жизненного цикла ЭО (проверки правильности использования выбранного ЭО на электродинамическую и термическую стойкость, расчет уставок противоаварийной автоматики и др.). 	<ul style="list-style-type: none"> – Снижение рисков принятия неправильных решений. – Создание локальной самоконтролируемой и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы. – Снижение потерь электроэнергии. – Снижение «стоимости» простоя электротехнического и технологического оборудования. – Снижение воздействия на окружающую среду. – Подготовка персонала. 	АСУП	<p>Проект «Концепция поддержки жизненного цикла электротехнического оборудования» (ПНИПУ, 2007).</p> <p>«Схема и программа развития электроэнергетики Пермского края на 2014-2024 годы» [158] (Министерство тарифного регулирования и энергетики Пермского края, 2014–2019).</p> <p>Программно-технический комплекс для повышения надежности и энергоэффективности электроэнергетических систем [161] (Администрация г. Перми, 2010).</p>
				CAD/CAM/CAE-системы, группа универсальных систем моделирования	<p>ПК «Энергетика» [204] (ПНИПУ, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», 2003).</p> <p>ПК «Расчет устойчивости систем электроснабжения» [205] (ПНИПУ, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка», 2004).</p> <p>ПК «Комплекс математических моделей электрогенератора и электросети» [192] (ОАО «Авиадвигатель», ПНИПУ, 2011).</p>
				АСОДУ, АСУЭ, АСДУ, SCADA, MDAC	<p>Программа «ЭлектроДин» [196], БД «ЭлектроДин» [190] (ПАО «Протон-Пермские моторы», 2012).</p> <p>ПК «Синтез и анализ цифровых систем управления» [198] («Sintez&Analiz») (ПНИПУ, 2013).</p> <p>Программы «Моделирование динамики электрических систем произвольной конфигурации (МДЭСПК)» [199], «МДЭСПК 2.0» [200] (ПНИПУ, 2014, 2015).</p> <p>Программа «Расчёт параметров схем электроснабжения (РПСЭС) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [202] (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», 2018).</p>

Продолжение таблицы 6.11

1	2	3	4	5	6
3.	Передача части функций системам интегрированной логистической поддержки	<p>Моделирование режимов электроэнергетических систем произвольной структуры на основе уравнений узловых напряжений, в части обеспечения информационной поддержки баз данных об истории обслуживания ЭО, подзадачах синхронизации с системами, развернутыми на предприятиях, автоматического составления графиков ППР, и др.</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Автоматизированное планирование ТОиР ЭТК, оптимальное заполнение «ремонтной площадки». – Выявление «скрытых» дефектов электротехнического оборудования. – Автоматизация рутинных процедур, уменьшение времени анализа данных. – Внедрение интегрированных процедур поддержки материально-технического обеспечения процессов эксплуатации, обслуживания и ремонта ЭТК. 	ИЛП-системы	<p>БД «<i>Energy Data Ware</i>» [11, 188], СУБД «<i>Energy Data Ware</i>» [193], База данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей [189], система управления базой данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей [194] (ПНИПУ, 2011).</p> <p>База данных схем электроснабжения и паспортных характеристик электрооборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [191] (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», 2018).</p> <p>Программа «Интеллектуальная система поддержки принятия решений («IDMS»)» [201] (ПНИПУ, 2017).</p>
4.	Выделение групп ответственных исполнителей	<p>Управление эксплуатационной документацией для обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли</p>	<ul style="list-style-type: none"> – Обеспечение персонала ИЭТР. – Оптимизация уровней управления энергетическими подразделениями. – Оптимизация численности управленческого персонала. – Повышение достоверности оценки будущих затрат. 	<p><i>WorkFlow, DocFlow, ИЭТР</i></p>	<p>Пат. «Интерактивная автоматизированная система для проведения научных исследований, проектирования и обучения персонала эксплуатации электротехнических комплексов в нефтяной отрасли» [75, 100].</p> <p>Программа «ЭнергоСовет» [207] (ПНИПУ, 2006).</p> <p>Комплекс «Энергооптимизатор» [134, 142] (ПНИПУ, 2010).</p> <p>Программа «<i>Integral Technical State Estimation of high-voltage Switches</i>» [197] (ПНИПУ, 2013).</p> <p>Автоматизированная система технологического документооборота в энергетических подразделениях промышленных предприятий [151] (ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», 2002).</p>

Окончание таблицы 6.11

1	2	3	4	5	6
5.	Перевод части функций в автоматический режим	<p>Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования</p> <p>Программно-аппаратное моделирование объектов автономной энергетики для систем электроснабжения с комплексным энергоснабжением</p> <p>Управление эксплуатационной документацией для обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли</p>	<p>– Оптимизация организационной структуры энергетических подразделений ПМСО.</p> <p>– Внедрение элементов активно-адаптивных сетей, интеллектуализация ЭЭС ПМСО.</p> <p>– Повышение толерантности промышленных систем электроснабжения за счет комплексного анализа аварийных ситуаций.</p> <p>– Повышение качества продукции.</p>	Комплексы информационные, комплексы анализирующие, комплексы управляющие	<p>Программа «Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» [208] (ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», 2007).</p> <p>Система информационной поддержки принятия решений по управлению жизненным циклом электроэнергетического оборудования [162] (ПНИПУ, 2009).</p> <p>Программно-технические средства интеллектуализации единого центра многоцелевых испытаний газотурбинных установок до 40 МВт [160] (ПАО «Протон-Пермские моторы», 2013).</p>

6.7. Выводы по главе 6

1. Модифицированный метод моделирования режимов электроэнергетических систем произвольной структуры и разработанные на его основе программные комплексы «Энергетика» и «*Power System Supply*» приняты к реализации на ряде региональных отраслевых предприятий.

2. Разработаны модели технологических операций технического обслуживания и ремонта электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли на основе построения поверхностей отклика расчетных норм времени для различных видов ТОиР.

Проведено технологическое картирование, разработаны и внедрены на отраслевых предприятиях технологические карты по техническому обслуживанию и ремонту различных типов электротехнического оборудования, в которых учитываются нормы времени выполнения операции, квалификация ремонтного (обслуживающего) персонала, применяемая оснастка, вид технического обслуживания и ремонта, нормы расхода запчастей и материалов (изоляционных, лакокрасочных, смазочных) на ремонтные операции, согласно выданной спецификации товарно-материальных ценностей и утвержденных документов.

3. Разработаны структура и алгоритмы гибкой информационно-программной среды для управления состоянием элементов электротехнических комплексов на различных этапах жизненного цикла, совместимой с информационно-аналитическими системами производства.

В основу разработанной и внедренной системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» положен комплексный подход к ранжированию измеренных величин и присвоению весовых коэффициентов (с учетом таких ключевых факторов, как дебитность скважин, уровень финансирования энергетических объектов, категоричность участка системы электроснабжения).

4. Разработана и внедрена в Пермском региональном управлении ООО «ЛУКОЙЛ-ЭНЕРГОСЕТИ» обобщенная инструкция проведения мониторинга высоковольтного электротехнического оборудования с учетом экспертной оценки факторов риска отказов электротехнического оборудования.

5. Разработанные интерактивные электронные технические руководства по управлению электротехническим оборудованием для предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» и ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» могут быть использованы для решения целого комплекса задач, связанных с информационной поддержкой этапов жизненного цикла электротехнических комплексов отраслевых предприятий.

6. Разработаны электронные образовательные ресурсы, используемые в учебном процессе при подготовке студентов по образовательным программам бакалавриата и магистратуры по направлениям «Электроэнергетика и электротехника» и «Автоматизация технологических процессов и производств».

7. Разработан программный модуль имитационного моделирования энергетических установок в составе электроэнергетической системы произвольной конфигурации для испытательных стендов испытательного полигона ПАО «Протон-Пермские моторы».

Архитектура модуля имитационного моделирования позволяет обеспечить интеграцию с другими стендами и системами испытаний и доступны как предприятиям-изготовителям энергетических установок, так и предприятиям-заказчикам, обеспечивая, тем самым, интегрированную логистическую поддержку энергетических установок на всех этапах их жизненного цикла.

8. Выполнена оценка эффективности этапов интегрированной логистической поддержки научно-технических решений, направленных на повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов ПМСО (в качественной и количественной оценке).

Пример оценки качества разработанных программно-технических средств, обеспечивающих повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов, приведен в Приложении Е.

9. Подтвержденный эффект от перехода на обслуживание электротехнического оборудования в рамках системы обеспечения по техническому состоянию цеха добычи нефти и газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» составил 16 % экономии финансовых затрат по сравнению с системой планово-предупредительных ремонтов.

Заключение

В диссертационной работе получено решение актуальной научной проблемы повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, представляющее собой развитие теории электротехнических комплексов и систем, имеющее важное хозяйственное значение.

Основные научные выводы и результаты, полученные лично автором, заключаются в следующем:

1. Выполнено исследование функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли с учетом как отраслевой специфики, так и топологии электроэнергетических систем.

2. Выполнена модификация метода и алгоритмов моделирования режимов электроэнергетических систем предприятий минерально-сырьевой отрасли.

3. Разработана энергоинформационная модель электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, синтезированная на основе матрично-топологического подхода.

4. Разработаны иерархическая структура и база моделей элементов электротехнических комплексов, учитывающие методы и алгоритмы оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов и оценки технического состояния электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли.

5. Разработаны программно-аппаратные модели, имитирующие функционирование элементов электротехнических комплексов, на основе синтезированных баз данных и баз знаний, адаптивных к произвольным структурам электротехнических комплексов.

6. Разработаны научно-технические решения, мероприятия на основе алгоритмов повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, и рекомендации по их применению.

7. Разработаны и внедрены учебные пособия и интерактивные электронные образовательные ресурсы в учебный процесс ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет», а также технические руководства для повышения квалификации специалистов отраслевых предприятий.

8. Проведена апробация основных положений диссертации во внедренных в производство нормативно-технических документах по оценке технического состояния электротехнического оборудования, по проведению организационно-технических мероприятий по повышению эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

Внедрение основных результатов работы приводит к следующим практическим эффектам:

- создание локальной самоконтролируемой и самовосстанавливающейся электроэнергетической системы, снижение аварийности, повышение надежности электротехнического оборудования,
- снижение потерь электроэнергии, уменьшение времени внеплановых простоев, снижение штрафов за невыполнение договорных обязательств,
- снижение рисков принятия неправильных решений,
- прогнозирование и планирование объемов технического обслуживания и ремонта «проблемного» оборудования,
- снижение затрат на обслуживание нормально функционирующего ЭО (за счет увеличения межремонтного интервала), уменьшение продолжительности ремонтов, уменьшение объема запасных частей, возможность сокращения резервного оборудования,
- эффективное планирование и оптимизация численности технического персонала, снижение трудоемкости ТОиР,
- повышение качества продукции за счет мониторинга ТС и упреждающего ремонта электротехнического и технологического оборудования,
- улучшение условий охраны труда, устранение нарушений экологических требований, снижение воздействия на окружающую среду,

- автоматизация рутинных процедур, уменьшение времени анализа данных,
- подготовка и тренинг персонала.

Основные положения диссертационного исследования изложены в следующих работах:

В работах [138, 139, 163, 230, 277, 324, 326] автором предложены методы исследования, принципы и способы повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли; в работах [135, 141, 148, 325] сформулированы принципы реализации энергоинформационной модели электротехнических комплексов, синтезированной на основе объектно-ориентированного подхода с использованием топологических матриц; в работах [29, 77, 78, 110, 112, 133, 143, 227, 228, 253, 312, 313, 322] автором обоснованы структуры и алгоритмы информационно-программной среды для управления состоянием элементов электротехнических комплексов на различных этапах жизненного цикла, совместимой с информационно-аналитическими системами производства; в работах [115, 229, 231, 232] автором предложены алгоритмы учета взаимодействия элементов электротехнических комплексов при их моделировании; в работах [117, 147, 149, 321] автором сформулированы принципы оценки и организации экспертного исследования факторов риска отказов электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли; в работах [130, 140, 152] автором обоснована и предложена иерархическая структура системы мониторинга и технической диагностики элементов электротехнических комплексов, типизированных по классификационным признакам взаимодействия в энергоинформационной модели; в работах [142, 153] автором обоснована модель интеллектуальной среды, осуществляющей поддержку функционирования элементов электротехнических комплексов; в работах [104, 144, 291, 280, 283, 306, 315, 316] автором обоснованы и предложены научно-технические решения и мероприятия, обеспечивающие повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли.

В формулах патентов и свидетельств о регистрации баз данных и программ для ЭВМ указан личный вклад автора, совпадающий с тематикой диссертационного исследования.

Перспективы дальнейшей разработки темы исследований связаны с развитием методов оценки состояний и моделирования функционирования на всех этапах жизненного цикла электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли, обеспечивающих высокую степень интеллектуализации электротехнического оборудования с использованием современных систем мониторинга, диагностики и анализа (типа систем класса *SmartGrid*) в условиях увеличения влияния многообразных факторов, усложнения структур и топологии систем электроснабжения (в рамках развития направления «Интеллектуальная добыча» в Российской Федерации).

Перечень сокращений и условных обозначений

ААС	– активно-адаптивная сеть
АВР	– автоматический ввод резерва
АД	– асинхронный двигатель
АПВ	– автоматическое повторное включение
АРВ	– автоматический регулятор возбуждения
АРМ	– автоматизированное рабочее место
АСДУ	– автоматизированная система диспетчерского управления
АСКУЭ	– автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии
АСОДУ	– автоматизированная система оперативного диспетчерского управления
АСТУЭ	– автоматизированная система технического учета электроэнергии
АСУП	– автоматизированная система управления предприятием
АСУЭ	– автоматизированная система управления энергоснабжением
АЧР	– автоматическая частотная разгрузка
БД	– база данных
БКНС	– блочная кустовая насосная станция
ВЛ	– воздушная линия
ВП	– виртуальный прибор (<i>VI – virtual instrument</i>)
ВПП	– виртуальный подприбор (<i>SubVI – sub-virtual instrument</i>)
ВЭО	– высоковольтное электротехническое оборудование
ГА	– генетический алгоритм
ГКС	– газокompрессорная станция
ГОК	– горно-обогатительный комбинат
ГПА	– газоперекачивающий агрегат
ГРЭС	– государственная районная электростанция
ГТУ	– газотурбинная установка
ГТЭС	– газотурбинная электростанция

ДНС	– дожимная насосная станция
ДПТ	– двигатель постоянного тока
ЖЦ	– жизненный цикл
ИКК	– инфракрасный контроль
ИЛП	– интегрированная логистическая поддержка
ИПИ	– интегрированная поддержка изделий
ИТР	– инженерно-технический работник
ИТС	– индекс технического состояния
ИЭТР	– интерактивное электронное техническое руководство
ИЭЭ	– источник электрической энергии
ЗМН	– защита минимального напряжения
КЗ	– короткое замыкание
КЗАД	– асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором
КЛ	– кабельная линия
КПД	– коэффициент полезного действия
КР	– капитальный ремонт
КРУМ	– комплектное распределительное устройство модульного типа
КРУН	– комплектное распределительное устройство наружного типа
КТП	– комплектная трансформаторная подстанция
ЛПР	– лицо, принимающее решение
ЛЭП	– линия электропередачи
НИОКР	– научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы
ОРУ	– открытое распределительное устройство
ОЭиЭ	– отдел энергетики и энергообеспечения
ПА	– противоаварийная автоматика
ПК	– программный комплекс
ПМСО	– предприятие минерально-сырьевой отрасли
ПНИПУ	– Пермский национальный исследовательский политехнический университет

ПО	– программное обеспечение
ППР	– планово-предупредительный ремонт
ПС	– подстанция
ПУ	– передаточное устройство
ПЭ	– преобразовательный элемент
РВ	– регулирование возбуждения
РЗиА	– релейная защита и автоматика
РМ	– рабочая машина
РП	– распределительная подстанция
РЭ	– распределительный элемент
РУ	– распределительное устройство
САУ	– система автоматического управления
СГ	– синхронный генератор
СД	– синхронный двигатель
СИПУ	– система информационной поддержки управления
СОТС	– система обеспечения по техническому состоянию
СТ	– свободная турбина
СУБД	– система управления базой данных
СШ	– секция шин
ТН	– трансформатор напряжения
ТО	– техническое обслуживание
ТОиР	– техническое обслуживание и ремонт
ТП	– трансформаторная подстанция
ТР	– текущий ремонт
ТС	– техническое состояние
ТСН	– трансформатор собственных нужд
ТТ	– трансформатор тока
УГЭ	– управление главного энергетика
УУН	– уравнения узловых напряжений

УУР	– устройство управления и регулирования
УФК	– ультрафиолетовый контроль
ЦДНГ	– цех добычи нефти и газа
ЦРП	– центральная распределительная подстанция
ЭВМ	– электронная вычислительная машина
ЭДС	– электродвижущая сила
ЭИМ	– энергоинформационная модель
ЭК	– экспертная комиссия
ЭО	– электротехническое оборудование
ЭП	– энергетическое подразделение
ЭС	– электроснабжение
ЭТК	– электротехнический комплекс
ЭТП	– электротехнологический преобразователь
ЭХ	– эксплуатационная характеристика
ЭЭС	– электроэнергетическая система
яч.	– ячейка
<i>HIL</i>	– <i>Hardware-In-the Loop</i> (полунатурное моделирование)
<i>IED</i>	– <i>Intelligent electronic device</i> (интеллектуальное электронное устройство)
<i>MDAC</i>	– <i>Modular data acquisition center</i> (модульный центр сбора и обработки данных)
<i>MU</i>	– <i>Merging unit</i> (устройство сопряжения с шиной, преобразователь аналогового сигнала в «цифровой подстанции»)
<i>SCADA</i>	– <i>Supervisory control and data acquisition</i> (оперативное диспетчерское управление и сбор данных)

Список литературы

1. Абраменкова, Н.А. Структурный анализ электроэнергетических систем / Н.А. Абраменкова, Н.И. Воропай, Т.Б. Заславская. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1990.
2. Абрамович, Б.Н. Интеллектуальная энергосистема предприятий минерально-сырьевого комплекса / Б.Н. Абрамович, Ю.А. Сычев, Д.А. Устинов // Академия Энергетики. – 2011. – № 3(41). – С. 74-77.
3. Аветисян, Д. А. Автоматизация проектирования электрических систем и устройств / Д. А. Аветисян. – М.: Высшая школа, 2005.
4. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / под общ. ред. Ю. Н. Руденко и В. А. Семенова. – М.: Изд-во МЭИ, 2000.
5. Автоматизация испытаний асинхронных машин по безнагрузочной методике / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, А.В. Кухарчук, И.М. Косотуров // Образовательные, научные и инженерные приложения в среде LabVIEW и технологии National Instruments: сб. тр. VIII Междунар. науч.-практ. конф.; Москва, 20–21 ноября 2009 г. – М.: Изд-во РУДН, 2009. – С. 423–425.
6. Адлер, Ю.П. Введение в планирование эксперимента / Ю.П. Адлер. – М.: Металлургия, 1969.
7. Акоф, Р. Основы исследования операций / Р. Акоф, М. Сасиени. – М.: МИР, 1971.
8. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н.А. Мурашко, Ю.А. Охорзин, Л.А. Крумм [и др.]. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1987.
9. Анализ состояния исследований проблем управления жизненным циклом искусственно созданных объектов / Р.М. Юсупов, Б.В. Соколов, А.И. Птушкин, А.В. Иконникова, С.А. Потрясаев, Е.Г. Цивирко // Труды СПИИРАН. – 2011. – Вып. 1 (16). – С.37–109.

10. Бажанов, С.А. Инфракрасная диагностика электрооборудования распределительных устройств / С.А. Бажанов. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2000.
11. База данных и система управления базой данных «Energy Data Ware» [Электронный ресурс]: учеб. пособие / А.Б. Петроченков [и др.]. – Электрон. дан. и прогр. (49,7 Мб). – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008.– 1 электрон. опт. диск (CD-ROM).
12. Баринов, В.А. Режимы энергосистем: методы анализа и управления / В.А. Баринов, С.А. Савалов. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
13. Бешелев, С.Д. Математико-статистические методы экспертных оценок / С.Д. Бешелев, Ф.Г. Гурвич. – М.: Статистика, 1974.
14. Бочкарев, С.В. Автоматизация управления жизненным циклом электротехнической продукции: учеб. пособие / С.В.Бочкарев, А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2008.
15. Бочкарев, С.В. Диагностика и надежность автоматизированных технологических систем: учеб. пособие / С.В. Бочкарев, А.И. Цаплин, А.Г. Схиртладзе. – Старый Оскол: ТНТ, 2013.
16. Бочкарев, С.В. Интегрированная логистическая поддержка эксплуатации электротехнических изделий: учеб. пособие /С.В. Бочкарев, А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2009.
17. Брамеллер, А. Слабозаполненные матрицы: Анализ электроэнергетических систем: пер. с англ. / А. Брамеллер, Р. Аллан, Я. Хэмэм. – М.: Энергия, 1979.
18. Васильев, Ф.П. Методы оптимизации / Ф.П. Васильев. – М.: Факториал Пресс, 2002.
19. Важнов, А.И. Переходные процессы в машинах переменного тока / А.И. Важнов. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1980.
20. Веников, В.А. Кибернетические модели электрических систем / В.А. Веников, О.А. Суханов. – М.: Энергоиздат, 1982.

21. Веников, В.А. Оптимизация режимов электростанций и энергосистем / В.А. Веников, В.Г. Журавлев, Т.А. Филиппова. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

22. Веников, В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1985.

23. Веников, В.А. Регулирование напряжения в электроэнергетических системах / В.А. Веников, В.И. Идельчик, М.С. Лисеев. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

24. Веников, В.А. Теория подобия и моделирования (применительно к задачам электроэнергетики) / В.А. Веников, Г.В. Веников. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 1984.

25. Веретенников, Л.П. Моделирование, вычислительная техника и переходные процессы в судовых электроэнергетических системах / Л.П. Веретенников, А.И. Потапкин, М.М. Раимов. – Л.: Судостроение, 1964.

26. Веретенников, Л.П. Исследование процессов в судовых электроэнергетических системах. Теория и методы / Л.П. Веретенников. – Л.: Судостроение, 1975.

27. Веретенников, Л.П. Вопросы алгоритмизации переходных процессов в автономных электроэнергетических системах / Л.П. Веретенников, В.П. Яковлев // Электричество. – 1967. – №12. – С.22–29.

28. Виноградова, Г.Л. Методология эволюционного реинжиниринга бизнес-процессов машиностроительного предприятия: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.13.01 / Виноградова Галина Леонидовна; Рыбинск. гос. авиац. технолог. акад. им. П. А. Соловьева. – Рыбинск, 2007.

29. Винокур, В.М. Программный комплекс для математического моделирования автономных мини-электростанций / В.М. Винокур, Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроченков // Электричество. – 2007. – № 3. – С.2–7.

30. Воропай, Н.И. Упрощение математических моделей динамики электроэнергетических систем / Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1981.
31. Гавриленко, А.В. Методика вибрационного обследования силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / А.В. Гавриленко, А.П. Долин. – Режим доступа: http://megaom.ucoz.ru/_ld/0/40____.pdf, свободный (дата обращения: 12.04.2019).
32. Гамазин, С.И. Автоматизация расчетно-экспериментальных исследований переходных процессов, обусловленных электродвигательной нагрузкой переменного тока систем промышленного электроснабжения: автореферат дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03 / Гамазин Станислав Иванович; Моск. энерг. ин-т. – М., 1994.
33. Гамм, А.З. Методы оценивания состояния в энергосистемах / А.З. Гамм. – М.: Наука, 1980.
34. Гамм, А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З. Гамм. – М.: Наука, 1976.
35. Гамм, А.З. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем / А.З. Гамм, И.Н. Колосок // Электричество. – 1987. – № 11. – С.25–29.
36. Гантмахер, Ф. Р. Теория матриц / Ф.Р. Гантмахер. – 5-е изд. – М.: Физматлит, 2004.
37. Гемке, Р.Г. Неисправности электрических машин / Р.Г. Гемке. – Л.: Энергия, 1975.
38. Генератор для газификации сжиженного природного газа и подачи газообразного продукта потребителю: пат. № 2511782 Рос. Федерация, МПК F17C 7/04 / С.В. Бочкарев, А.И. Цаплин, А.Б. Петроченков [и др.]. – № 20121103285/06; заявл. 31.01.2012; опубл. 10.04.2014, Бюл. № 10.
39. Генин, В.С. Методы и технические средства управления, контроля и испытаний электротехнического и технологического оборудования

нефтегазодобывающих предприятий: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03 / Генин Валерий Семенович; Моск. энергет. ин-т (техн. ун-т). – М., 2008.

40. Гольбин, Д.А. Характеристики надежности энергетического оборудования / Д.А. Гольбин, В.М. Голубев // Труды ВНИИЭ. Вып. 37. – М., 1968. – С.95–101.

41. ГОСТ 16504-81 Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2011.

42. ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2007.

43. ГОСТ 19919-74 Контроль автоматизированный технического состояния изделий авиационной техники. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 1974.

44. ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы. – М.: Стандартиформ, 2014.

45. ГОСТ 26522-85 Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 2005.

46. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Изд-во стандартов, 2002.

47. ГОСТ 27.310-95 Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения. – М.: Изд-во стандартов, 2002.

48. ГОСТ Р 50779.10-2000 Статистические методы. Вероятность и основы статистики. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2008.

49. ГОСТ Р 51901.5-2005 Менеджмент риска. Руководство по применению методов анализа надежности. – М.: Стандартиформ, 2005.

50. ГОСТ Р 54325-2011/IEC/TS 61850-2:2003 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 2. Термины и определения. – М.: Стандартиформ, 2012. (IEC/TS 61850-2:2003 Communication networks and systems in substations – Part 2: Glossary)

51. ГОСТ Р 54835-2011/IEC/TR 61850-1:2003 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 1. Введение и обзор. – М.: Стандартинформ, 2012. (IEC/TR 61850-1:2003 Communication networks and systems in substations – Part 1: Introduction and overview (IDT))
52. ГОСТ Р ИСО 50001-2012 Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению. – М.: Стандартинформ, 2013.
53. ГОСТ Р ИСО 9001-2015 Системы менеджмента качества. Требования. – М.: Стандартинформ, 2015.
54. ГОСТ Р МЭК 60050-826-2009 Установки электрические. Термины и определения. – М.: Стандартинформ, 2010.
55. ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011 Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств. – М.: Стандартинформ, 2012. (IEC 61850-5:2003 Communication networks and systems in substations – Part 5: Communication requirements for functions and device models)
56. Гук, Ю.Б. Анализ надёжности электроэнергетических установок / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1988.
57. Гук, Ю.Б. Теория надёжности в электроэнергетике: учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1990.
58. Гуревич, Ю.Е. Устойчивость нагрузки электрических систем / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, Э.А. Хачатрян. – М.: Энергоиздат, 1981.
59. Гурский, С.К. Алгоритмизация задач управления режимами сложных систем в электроэнергетике / С.К. Гурский. – Минск: Наука и техника, 1977.
60. Гусев, А.Н. Психопсихика сенсорных задач: Системно-деятельностный анализ поведения человека в ситуации неопределённости / А.Н. Гусев. – М., 2004.
61. Давиденко, И.В. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.14.12 / Давиденко Ирина Васильевна; Ур. гос. техн. ун-т-УПИ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина. – Екатеринбург, 2009.

62. Демирчян, К.С. Моделирование и машинный расчет электрических цепей / К.С. Демирчян, П.А. Бутырин. – М.: Высшая школа. – 1988.

63. Демирчян, К.С. Стохастические режимы в элементах и системах электроэнергетики / К.С. Демирчян, П.А. Бутырин, А. Савицки // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1987. – № 3. – С. 3–16.

64. Диагностика технического состояния электрооборудования систем электроснабжения: учеб. пособие / под ред. В.А. Шабанова. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2012.

65. Елтышев, Д.К. К вопросу о применении генетических алгоритмов для решения задач поддержки жизненного цикла электрооборудования / Д.К. Елтышев, А.Б. Петроченков, С.В. Бочкарев // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2009. – № 2 (20). – С.136–142.

66. Елтышев, Д.К. Разработка системы поддержки жизненного цикла высоковольтного электротехнического оборудования на основе методов генетического моделирования / Д.К. Елтышев, А.Б. Петроченков, В.К. Гладков // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2010. – № 1 (45). – С.113–117.

67. Ершов, М.С. Устойчивость промышленных электротехнических систем: моногр. / М.С. Ершов, А.В. Егоров, А.А. Трифионов. – М.: Изд-во «Недра», 2010.

68. Жуков, В.В. Короткие замыкания в узлах комплексной нагрузки электрических сетей / В.В. Жуков. – М.: Изд-во МЭИ, 1994.

69. Жуков, В.В. Короткие замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ / В.В. Жуков. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.

70. Зеленохат, Н.И. Интеллектуализация ЕЭС России: инновационные предложения: практическое пособие / Н.И. Зеленохат. – М.: Изд. дом МЭИ, 2013.

71. Зюзев, А.М. Математические модели механической части электроприводов: учеб. пособие / А.М. Зюзев. – Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2010.

72. И-06-05Э-004-02. Инструкция по эксплуатации трансформаторных подстанций 110/35/6 кВ и распределительных устройств ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ». – Пермь, 2000.

73. Индексы промышленного производства // Территориальный орган Федеральной службы государственной статистики по Пермскому краю [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://permstat.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/permstat/resources/f3fecb004c892608a6d4bf915ce0328a/9.1.html, свободный (дата обращения 28.08.2019).

74. Иноземцев, А.А. Основы конструирования авиационных двигателей и энергетических установок / А.А. Иноземцев, М.Ш. Нихамкин, В.Л. Сандрацкий. – Т.2. – М.: Машиностроение, 2008.

75. Интерактивная автоматизированная система для проведения научных исследований, проектирования и обучения персонала эксплуатации электротехнических комплексов в нефтяной отрасли: пат. № 2672163 Рос. Федерация, МПК G09B 19/00 (2006.01) / А.В. Ромодин, С.В. Бочкарев, В.В. Селезнев, А.Б. Петроченков [и др.]. – № 2018118686; заявл. 21.05.2018; опубл. 12.11.2018, Бюл. № 32.

76. Информационная поддержка жизненного цикла изделий машиностроения: принципы, системы и технологии CALS/ИПИ / А.Н. Ковшов, Ю.Ф. Назаров, И.М. Ибрагимов, А.Д. Никифоров. – М.: Академия, 2007.

77. Кавалеров, Б.В. Математическое моделирование газотурбинных мини-электростанций и мини-энергосистем / Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроченков // ЭЛЕКТРО. – 2010. – № 6. – С.19–23.

78. Кавалеров, Б.В. Моделирование электрической нагрузки для настройки систем управления конвертированными газотурбинными установками / Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроченков // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.11–16.

79. Калявин, В.П. Диагностика и мониторинг энергетического оборудования / В.П. Калявин, В.П. Рыбаков. – М., 2000.

80. Карпин, Ф.Ф. Справочник по расчету проводов и кабелей / Ф.Ф. Карпин, В.Н. Козлов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1969.

81. Карякин, А.Л. Оценка достоверности метода измерения координат главных электроприводов переменного тока карьерного экскаватора / А.Л. Карякин, П.А. Осипов // Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: материалы VII Всерос. науч.-техн. интернет-конф.; г. Пермь, 1–30 ноября 2013 г. – Пермь: Изд-во Перм. национального исслед. политехн. ун-та, 2013. – С.108–115.

82. Карякин, А.Л. Прогнозирование потребления электроэнергии цехом агломерации на основе метода искусственных нейронных сетей // А.Л. Карякин, Е.А. Дегтярев // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2009. – Т. 8. – № 12. – С.62–70.

83. Кетнер, К.К. Алгоритмизация расчетов переходных процессов автономных электроэнергетических систем / К.К. Кетнер, И.А. Козлова, В.М. Сендюров. – Рига: Зинатне, 1981.

84. Ковалев, В.З. Моделирование электротехнических комплексов и систем как совокупности взаимодействующих подсистем различной физической природы: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03 / Ковалев Владимир Захарович; Ом. гос. техн. ун-т. – Омск, 2000.

85. Козярук, А.Е. Метод ваттметраграфии в системах мониторинга и оценки остаточного ресурса электрооборудования / А.Е. Козярук, А.А. Коржев, А.В. Кривенко // Записки Горного института. – 2008. – Т.177. – С.62–64.

86. Козярук, А.Е. Система обслуживания электромеханического оборудования машин и механизмов по фактическому состоянию / А.Е. Козярук, Ю.Л. Жуковский // Горное оборудование и электромеханика. – 2014. – № 10. – С.8–14.

87. Кокин, С.Е. Энерго-информационные модели функционирования и развития систем электроснабжения больших городов: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.14.02 / Кокин Сергей Евгеньевич; Урал. федерал. ун-т им. первого Президента России Б.Н. Ельцина. – Екатеринбург, 2013.

88. Кокин, С. Энерго-информационные модели систем электроснабжения мегаполисов / С. Кокин, С. Дмитриев, А. Хальясмаа. – Saarbruecken, LAP LAMBERT Academic Publishing, 2013.

89. Колпачков, В.И. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования: справочник / В.И. Колпачков, А.И. Ящура. – М.: Энергосервис, 1999.

90. Конторович, А.М. Методика оценивания состояния электроэнергетической системы, основанная на анализе контрольных уравнений / А.М. Конторович, Ю.В. Макаров, А.А. Тараканов // Алгоритмы обработки данных в электроэнергетике / СЭИ СО АН СССР. – Иркутск, 1982. – С.142–148.

91. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / под ред. В.Е. Фортова, А.А. Макарова. – М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.

92. Копченова, Н.В. Вычислительная математика в примерах и задачах / Н.В. Копченова, И.А. Марон. – М., 1972.

93. Копылов, И.П. Математическое моделирование электрических машин / И.П. Копылов. – М.: Высшая школа, 1987.

94. Коротков, Б.А. Алгоритмы имитационного моделирования переходных процессов в электрических системах / Б.А. Коротков, Е.Н. Попков; под ред. И.А. Груздева. – Л.: Изд-во Ленингр. ун-та, 1987.

95. Костин, В.Н. Передача и распределение электроэнергии / В.Н. Костин, Е.В. Распопов, Е.А. Родченко. – СПб., 2003.

96. Крон, Г. Исследование сложных систем по частям (диакоптика) / Г. Крон. – М.: Наука, 1972.

97. Крумм, Л.А. Методы оптимизации при управлении электроэнергетическими системами / Л.А. Крумм. – Новосибирск: Наука, 1980.

98. Кубрин, С.С. Комплексная оценка технического состояния оборудования на предприятии подземной добычи угля [Электронный ресурс] / С.С. Кубрин, А.И. Сукманов // MEGATECH – Новые технологии в промышленной диагностике и безопасности. – 2012. – № 3. – С.70–74. – Режим доступа:

http://trim.ru/sites/default/files/files/pdf/speztec_ipkon.pdf, свободный (дата обращения: 14.04.2019).

99. Кудрин, Б.И. Электрика: классика, вероятность, ценология: моногр. / Б.И. Кудрин, С.И. Гамазин, С.А. Цырук. – М.: Технетика, 2007. – (Ценологические исследования; вып. 34).

100. Кусакин, А.В. Формирование базы знаний для системы поддержки принятия решений по подбору погружного оборудования нефтяных скважин с учетом электрических параметров / А.В. Кусакин, А.Б. Петроченков, И.С. Лузянин // Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям. – Т.2. – СПб.: Изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2018. – С.57–60.

101. Кьюсиак, Э. Искусственный интеллект: Применение в интегрированных производственных системах / Э. Кьюсиак: пер. с англ. А.П. Фомина. – М.: Машиностроение, 1991.

102. Лоскутов, А.Б. Разработка и исследование гибкой интеллектуальной электрической сети среднего напряжения, основанной на гексагональной структуре / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Труды НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – 2016.– №3 (114). – С.85–94.

103. Люгер, Д.Ф. Искусственный интеллект, стратегии и методы решения сложных проблем / Д.Ф. Люгер. – 4-е изд. – М., 2003.

104. Ляхомский, А.В. Концептуальное проектирование и инжиниринг повышения энергоэффективности / А.В. Ляхомский, А.Б. Петроченков, Е.Н. Перфильева // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2015. – № 9. – С. 360–364.

105. Ляхомский, А.В. Повышение энергоэффективности горно-металлургических предприятий на основе системного управления энергоресурсами / А.В. Ляхомский, Е.Н. Перфильева, А.Б. Петроченков // Современные проблемы горно-металлургического комплекса. Наука и производство. Материалы 12 всерос. науч.-практ. конф. – Старый Оскол: Изд-во Старооскольского технолог. инст-та, 2015. – С.347–353.

106. Ляхомский, А.В. Развитие теории и совершенствование методов повышения эффективности применения электроэнергии на горных предприятиях: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.09.03 / Ляхомский Александр Валентинович; Моск. ордена Труд. Красн. Знамени горн. ин-т. – М., 1990.

107. Мальгин, Г.В. Электротехнические комплексы с дискретными элементами и методы их моделирования и исследования / Г.В. Мальгин // Вестник Югорского государственного университета. – 2009. – № 2 (13). – С.50–63.

108. Манусов, В.З. Расчет интегральных показателей режимов работы электрических систем вероятностными методами / В.З. Манусов, Ю.Н. Кучеров, О.Н. Шепилов // Изв. СО АН СССР. Сер. Технические науки. – 1981. – Вып. 3. – № 13. – С. 130–136.

109. Марка, Д. Методология структурного анализа и проектирования: пер. с англ. / Д. Марка, К. МакГоуэн. – М., 1993.

110. Математическое моделирование газотурбинных мини-электростанций и мини-энергосистем: моногр. / В.М. Винокур, Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроченков, М.Л. Сапунков. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010.

111. Мельников, Н.А. Матричный метод анализа электрических цепей / Н.А. Мельников. – М., 1972.

112. Методика создания программных комплексов для математического моделирования электроэнергетических систем / Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроченков, К.А. Один, В.А. Тарасов // Электротехника. – 2015. – № 6. – С.32–39.

113. Методы решения задач реального времени в электроэнергетике / А.З. Гамм, Ю.Н. Кучеров, С.И. Паламарчук [и др.] – Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1991.

114. Микротурбинные установки Capstone [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://promprivod.ru/useruploads/files/bpc/capstone_brochure5.pdf, свободный (дата обращения: 15.09.2019).

115. Моделирование взаимодействия структурных элементов электроэнергетических систем / Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроченков, К.А. Один, В.А. Тарасов // Электротехника. – 2013. – № 1. – С.11–15.

116. Надежность систем энергетики: сб. рекомендуемых терминов. – М.: Энергия, 2007.

117. Некоторые аспекты технологии эксплуатации электротехнических объектов на основе методов краткосрочного прогнозирования технического состояния / В.П. Казанцев, А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, Н.И. Хорошев // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.28–34.

118. Некрасова, Е. Профилактика и реанимация [Электронный ресурс] / Е. Некрасова // СЮ. – 2010. – № 3. – С.66–71. – Режим доступа: <http://www.trim.ru/docs/eam.pdf>, свободный (дата обращения: 14.04.2019).

119. Некрасова, Е. Энергия ремонта [Электронный ресурс] / Е. Некрасова // СЮ. – 2011. – № 1–2. – С.58–61. – Режим доступа: http://www.trim.ru/docs/power_repair.pdf, свободный (дата обращения: 14.04.2019).

120. Никитин, А.М. Совершенствование технического обслуживания и ремонта судовых энергетических установок на основе анализа риска: автореф. дис. ... докт. техн. наук: 05.08.05 / Никитин Александр Мстиславович; Гос. морск. акад. им. адмирала С.О. Макарова. – СПб., 2007.

121. Норенков, И.Б. Информационная поддержка наукоемких изделий. CALS-технологии / И.Б. Норенков, Б.К. Кузьмик. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2002.

122. Нормы времени на ремонт электрооборудования для предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / Отрасл. нормативно-исслед. станция territor. объединения «Башнефтехимзаводы». – Уфа, 1983.

123. О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей (вместе с «Методикой

комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства»): утв. постановлением Правительства Рос. Федерации от 19.12.2016 г. № 1401 [Электронный ресурс]. – Оpubл. на Официальном интернет-портале правовой информации <http://www.pravo.gov.ru> 21.12.2016.

124. О построении сетевой магистерской программы «Концептуальное проектирование и инжиниринг повышения энергоэффективности» / А.Б. Петроченков, А.В. Ляхомский, А.Г. Лейсле [и др.] // Труды IX Международной (XX Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2016. – Пермь: Изд-во Пермского нац. исслед. политехн. ун-та, 2016. – С.576–579.

125. Основы электромеханики: учеб. пособие / В.П. Кочетков, В.Я. Беспалов, Е.Я. Глушкин [и др.]. – Саратов, 2018.

126. Орлов, А.И. Теория принятия решений: учеб. пособие / А.И. Орлов. – М., 2004.

127. Оценивание состояния в электроэнергетике / под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Наука, 1983.

128. Петроченков А. Б. Автоматизация выбора режимов функционирования систем электроснабжения нефтеперерабатывающих предприятий: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Петроченков Антон Борисович; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2003.

129. Петроченков А. Б. Автоматизация выбора режимов функционирования систем электроснабжения нефтеперерабатывающих предприятий: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.06 / Петроченков Антон Борисович; Перм. гос. техн. ун-т. – Пермь, 2003.

130. Петроченков, А.Б. Интегрированная диагностическая поддержка распределенной системы мониторинга энергоданных / А.Б. Петроченков, А.В. Кычкин, А.А. Темичев // Автоматизация и современные технологии. – 2014. – № 9. – С.10–16.

131. Петроченков, А.Б. К вопросу внедрения системы информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, Б.В. Кавалеров // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2013. – № 4–2 (183). – С.236–243.

132. Петроченков, А.Б. К вопросу о подходах к анализу надежности сложных систем / А.Б. Петроченков, Е.М. Солодкий // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2011. – № 3 (121). – С. 214–218.

133. Петроченков, А.Б. К задаче формирования моделей технологических операций при ремонте элементов электротехнических комплексов / А.Б. Петроченков // Электротехника. – 2013. – № 11. – С.20–22.

134. Петроченков, А.Б. Комплекс «Энергооптимизатор» / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин // Электротехника. – 2010. – № 6. – С.49–54.

135. Петроченков, А.Б. Метод моделирования стационарных и квазистационарных режимов электроэнергетических систем / А.Б. Петроченков // Электротехника. – 2018. – № 11. – С.11–17.

136. Петроченков, А.Б. Некоторые аспекты программной реализации системы поддержки принятия решений по учету и диагностике электротехнического оборудования / А.Б. Петроченков, Л.А. Мыльников, А.В. Капустин // Информация, инновации, инвестиции: материалы конф.; 25–27 ноября 2003 г., г. Пермь / Перм. ЦНТИ. – Пермь, 2003. – С.203–205.

137. Петроченков, А.Б. О подходах к оценке технического состояния электротехнических комплексов и систем / А.Б. Петроченков // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. – 2012. – № 12. – С.16–21.

138. Петроченков, А.Б. Об одном формализованном методе оценки управленческих решений (на примере управления электротехническими объектами) / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, Н.И. Хорошев // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2009. – № 5 (87). – С.166–171.

139. Петроченков, А.Б. Об управлении жизненным циклом электротехнических комплексов в нефтедобыче / А.Б. Петроченков // Электротехника. – 2012. – № 11. – С.40а–48.

140. Петроченков, А.Б. Организация информационно-измерительной и управляющей системы локальной интеллектуальной электроэнергетической сети / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, А.В. Кычкин // Информационно-измерительные и управляющие системы. – 2014. – Т. 12. – № 9. – С. 4–11.

141. Петроченков, А.Б. Развитие теории и совершенствование методов обеспечения эффективного функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли / А.Б. Петроченков // Труды VIII Междунар. (XIX Всерос.) конф. по автоматизир. электроприводу АЭП–2014. – Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2014. – Т. 2. – С.442–446.

142. Петроченков, А.Б. Разработка подходов к построению комплекса «Энергооптимизатор» / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2013. – № 4. – С.20–25.

143. Петроченков, А.Б. Редактор свойств элемента электроэнергетической системы для программного моделирующего комплекса на языке JAVA / А.Б. Петроченков, К.А. Один // Энергетика. Инновационные направления в энергетике. CALS-технологии в энергетике: материалы IV Всерос. науч.-техн. интернет-конф.; г. Пермь, 1–31 октября 2010 г. – Пермь: Изд-во Перм. национального исслед. политехн. ун-та, 2011. – С.188–198.

144. Петроченков, А.Б. Рекомендации по управлению эксплуатационной документацией, обеспечивающей эффективное функционирование электротехнических комплексов, в задачах подготовки и переподготовки кадров / А.Б. Петроченков // Труды X Международной конференции по автоматизированному электроприводу АЭП-2018. – Новочеркасск: Изд-во ООО «Лик», 2018. – С.235–239.

145. Петроченков, А.Б. Теоретические основы управления жизненным циклом электротехнических комплексов нефтедобывающих предприятий /

А.Б. Петроченков // Труды VII Междунар. (XVIII Всерос.) науч.-техн. конф. по автоматизир. электроприводу / Иванов. гос. энергет. ун-т им. В.И. Ленина. – Иваново, 2012. – С.642–647.

146. Петроченков, А.Б. Управление электротехническими комплексами на основных этапах жизненного цикла / А.Б. Петроченков // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2011. – № 3 (121). – С.219–224.

147. Петроченков, А.Б. Функции эффективности для основного электротехнического оборудования предприятий минерально-сырьевой отрасли / А.Б. Петроченков // Электротехника. – 2015. – № 11. – С.15–20.

148. Петроченков, А.Б. Энергоинформационная модель электротехнических комплексов промышленных предприятий / А.Б. Петроченков // Электротехника. – 2014. – № 11. – С.47–51.

149. Планирование процесса эксплуатации электротехнического оборудования с использованием теории марковских процессов / А.Б. Петроченков, С.В. Бочкарев, А.В. Ромодин, Д.К. Елтышев // Электротехника. – 2011. – № 11. – С.20–24.

150. Плащанский, Л.А. Основы электроснабжения горных предприятий: учеб. пособие / Л.А. Плащанский. – М.: Изд-во Моск. гос. горн. ун-та, 2006.

151. Повышение надежности электроснабжения ООО «ЛУКОЙЛ-ПНОС» и разработка АСУ энергетики: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. В. М. Винокур; отв. исп. А. Б. Петроченков; вед. спец. И.А. Шмидт; исп. А.В. Ромодин, Л.А. Мыльников, С.А. Кожарский; М-во образования РФ; Перм. гос. техн. ун-т.– НИР: 99/163. – № ГР 01200116500. – Инв. № 02.200.202662. – Пермь, 2002.

152. Полунатурное моделирование активно-адаптивной электрической сети / А.Б. Петроченков, Т. Франк, А.В. Ромодин, А.В. Кычкин // Электротехника. – 2013. – № 11. – С.60–63.

153. Построение онтологической модели жизненного цикла электротехнического оборудования / А.Б. Петроченков, С.В. Бочкарев, М.В. Овсянников, С.А. Буханов // Электротехника. – 2015. – № 6. – С.19–25.

154. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергосервис, 2003.

155. Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон. – М.: ИАЦ Энергия, 2013.

156. Правила устройства электроустановок: все действующие разделы 6-го и 7-го изд. с изм. и доп. по состоянию на 1 апреля 2011 г. – М.: КНОРУС, 2011.

157. Практическое применение статистической модели определения ресурса электрооборудования / А.С. Карандаев, И.М. Ячиков, Е.А. Храмшина [и др.] // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2018. – Т.61. – №3. – С.43–52.

158. Программа и схема развития электроэнергетики Пермского края на 2020-2024 годы: утв. указом губернатора Пермского края от 29.04.2019 г. № 54. – Опубл. в Бюллетене законов Пермского края, правовых актов губернатора Пермского края, Правительства Пермского края, исполнительных органов государственной власти Пермского края от 27.05.2019 № 20. – Режим доступа: http://energy.csti.yar.ru/documents/59/5920190061_1_ukaz_gubernatora_pk_ot_29.04.2019_N_54.pdf, свободный (дата обращения 15.09.2019).

159. Разработка и внедрение интеллектуальных систем диагностирования технического состояния электрического оборудования / С.И. Лукьянов, А.С. Карандаев, С.А. Евдокимов [и др.] // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. – 2014. – № 1 (45). – С.129–136.

160. Разработка методологии и программно-технических средств интеллектуализации единого центра многоцелевых испытаний газотурбинных установок до 40 МВт: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. А.Б. Петроченков; исп. С.В. Бочкарев, Б.В. Кавалеров, В.П. Казанцев [и др.] / Минобрнауки РФ; ПНИПУ.– НИР: 2010/403. – № ГР 01201150440. – Инв. № 02201357581. – Пермь, 2012.

161. Разработка муниципальной программы «Энергосбережение и повышения энергетической эффективности города Перми на период 2011-2015 гг.»: Муниципальный контракт на выполнение научно-исследовательской работы: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. А.В. Ромодин; отв. исп. А. Б. Петроченков; Минобрнауки РФ; ПНИПУ. – НИР: 2010/440. – № ГР 01201157370. – Инв. № 02201262367. – Пермь, 2011.

162. Разработка системы информационной поддержки принятия решений по управлению жизненным циклом электроэнергетического оборудования: Грант Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых-кандидатов наук: отчет о НИР (заключ.) / науч. рук. А.Б. Петроченков; Минобрнауки РФ; Перм. гос. техн. ун-т. – НИР: 7801. – № ГР 01200954462. – Инв. № 02201052620. – Пермь, 2009.

163. Разработка системы поддержки управленческих решений по интеллектуальному управлению объектами нефтедобычи на месторождениях нефти и газа / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, И.С. Лузянин [и др.] // Информационно-измерительные и управляющие системы. – 2018. – Т.16. – №9. – С.59–67.

164. Райфа, Г. Анализ решений (введение в проблему выбора в условиях неопределённости) / Г. Райфа. – М.: Наука, 1977.

165. РД 153-34.0-20.363-99. Основные положения методики инфракрасной диагностики электрооборудования и ВЛ / СПО ОРГРЭС. – М., 2001.

166. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (Разделы 1–5). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

167. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования (Разделы 6–10. Приложения). – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

168. РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты / СПО ОРГРЭС. – М., 2001.

169. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – М.: Изд-во РАО «ЕЭС России», 2001.

170. РД 153-34.3-20.662-98. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированными проводами. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

171. РД 34.20.504-94. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.

172. РД 34.43.105-89. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел / СПО Союзтехэнерго. – М., 1989.

173. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – 6-е изд. с изм. и доп. по состоянию на 1 марта 2001 г. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2008.

174. РД 34.51.304-94. Методические указания по применению в энергосистемах тонкослойной хроматографии для оценки остаточного ресурса твердой изоляции по наличию фурановых соединений в трансформаторном масле. – М.: Изд-во РАО «ЕЭС России», 1997.

175. РД 39-139-95. Инструкция по расследованию и учёту нарушений в работе объектов энергетического хозяйства предприятий и организаций нефтяной промышленности. – М., 1995.

176. РДС 39-064-89. Организация ремонта оборудования. Основные положения. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1989.

177. Регламент ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Методика оперативной вибрационной диагностики динамического оборудования в системах ремонта и обслуживания по техническому состоянию. – Пермь, 2004.

178. Регламент ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Система обеспечения заданного технического состояния объектов электроснабжения ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». – Пермь, 2004.

179. Результаты длительной периодической диагностики силовых трансформаторов / Ю.П. Аксенов [и др.] // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. – 2006. – № 1. – С.28–35.

180. Родина, Л.С. Теория эксперимента в электроснабжении: учеб. пособие / Л.С. Родина. – М.: Изд-во МЭИ, 2006.

181. Руденко, Ю.Н. Управление надежностью энергосистем. Обзор зарубежных материалов / Ю.Н. Руденко, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

182. Самарский, А.А. Численные методы / А.А. Самарский, А.В. Гулин. – М.: Наука; Гл. ред. физ.-мат. лит-ры, 1989.

183. Саати, Т. Принятие решений. Метод анализа иерархий / Т. Саати. – М.: Радио и связь, 1993.

184. Саушев, А.В. Математическое описание механической системы электропривода: учеб. пособие / А.В. Саушев. – СПб.: Изд-во СПГУВК, 2010.

185. Саушев, А.В. Области работоспособности электротехнических систем / А.В. Саушев. – СПб.: Политехника, 2013.

186. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования / под ред. Ф.Л. Когана. – М.: ОРГРЭС, 2001.

187. Свами, М. Графы, сети и алгоритмы / М. Свами, К. Тхумасираман. – М.: Мир, 1984.

188. Св-во о гос. регистр. базы данных № 2011620475 РФ. База данных «Energy Data Ware» (БД «Energy Data Ware») / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, Б.В. Кавалеров, Л.А. Мыльников; зарег. в Реестре баз данных; заяв. 03.05.2011; № 2011620330; опубл. 28.06.2011. РОСПАТЕНТ.

189. Св-во о гос. регистр. базы данных № 2011620476 РФ. База данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей («БД ТОиР ЭД») / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, В.П. Куприн; зарег. в Реестре баз данных; заяв. 03.05.2011; № 2011620331; опубл. 28.06.2011. РОСПАТЕНТ.

190. Св-во о гос. регистр. базы данных № 2012621177 РФ. База данных «ЭлектроДин» / Петроченков А. Б. [и др.]; зарег. в Реестре баз данных; заяв. 21.09.2012; № 2012620996; опубли. 01.11.2012. РОСПАТЕНТ.

191. Св-во о гос. регистр. базы данных № 2018620596 РФ. База данных схем электроснабжения и паспортных характеристик электрооборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // В.В. Селезнев, В.А. Шамаев, В.К. Гладков, Д.Н. Черемных, А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в Реестре баз данных; заяв. 05.03.2018; № 2018620270; опубли. 19.04.2018. РОСПАТЕНТ.

192. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2011611839 РФ. Программный комплекс «Комплекс математических моделей электрогенератора и электросети» («КМЭС») / А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 30.12.2010; № 2010618413; опубли. 28.02.2011. РОСПАТЕНТ.

193. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2011615037 РФ. Система управления базой данных «Energy Data Ware» (СУБД «Energy Data Ware») / А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 03.05.2011; № 2011613200; опубли. 28.06.2011. РОСПАТЕНТ.

194. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2011615038 РФ. Система управления базой данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей («СУБД ТОиР ЭД») / А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин, В.П. Куприн; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 03.05.2011; № 2011613201; опубли. 28.06.2011. РОСПАТЕНТ.

195. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2012610069 РФ. Forecast Models Analysis («FMA») / В.П. Казанцев, А.Б. Петроченков, Н.И. Хорошев; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 20.10.2011; № 20116178800; опубли. 10.01.2012. РОСПАТЕНТ.

196. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2012660288 РФ. ЭлектроДин / А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 21.09.2012; № 2012617929; опубли. 01.11.2012. РОСПАТЕНТ.

197. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2013617402 РФ. Integral Technical State Estimation of High-voltage Switches («ITSES») / С.В. Бочкарев,

Д.К. Елтышев, А.Б. Петроченков; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 17.06.2013; № 2013614889; опубл. 13.08.2013. РОСПАТЕНТ.

198. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ №2013660457 РФ. Программный комплекс «Синтез и анализ цифровых систем управления» («Sintez&Analiz») / В.П. Казанцев, А.Б. Петроченков, Д.А. Даденков; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 18.07.2013; № 2013616220; опубл. 06.11.2013. РОСПАТЕНТ.

199. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2014661217 РФ. Моделирование динамики электрических систем произвольной конфигурации («МДЭСПК») / Б.В. Кавалеров, А.Б. Петроченков, К.А. Один, В.А. Тарасов; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 11.09.2014; № 2014619124; опубл. 27.10.2014. РОСПАТЕНТ.

200. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2015617201 РФ. Моделирование динамики электрических систем произвольной конфигурации 2.0 («МДЭСПК 2.0») // Б.В. Кавалеров, А. Б. Петроченков, К.А. Один; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 16.04.2015; № 2015613060; опубл. 20.08.2015. РОСПАТЕНТ.

201. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2017612854 РФ. Интеллектуальная система поддержки принятия решений («IDMS») // А.Б. Петроченков, С.В. Бочкарёв, Н.И. Хорошев, Д.К. Елтышев; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 09.01.2017; № 2017610149; опубл. 03.03.2017. РОСПАТЕНТ.

202. Св-во о гос. регистр. программы для ЭВМ № 2018613079 РФ. Расчёт параметров схем электроснабжения (РПСЭС) ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // В.В. Селезнев, В.А. Шамаев, В.К. Гладков, Д.Н. Черемных, А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 15.01.2018; № 2018610284; опубл. 02.03.2018. РОСПАТЕНТ.

203. Св-во о гос. регистр. для ЭВМ № 2018664902. Программа для расчета КПД турбины («Расчет КПД») // В.Г. Тонконог, А.Л. Тукмаков, С.В. Бочкарев, А.Б.

Петроченков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 02.11.2018; № 2018662175; опубл. 26.11.2018. РОСПАТЕНТ.

204. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2002611687 РФ. Программный комплекс «Энергетика» (ПК «Энергетика») / В.М. Винокур, Л.А. Мыльников, А.А. Бачурин, А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в реестре программ для ЭВМ; заяв. 05.08.2002; № 2002611441; опубл. 04.10.2002. РОСПАТЕНТ.

205. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2004611133 РФ. Программный комплекс «Расчет устойчивости систем электроснабжения» (ПК «РУСЭС») / В.М. Винокур, А.В. Ромодин, А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в реестре программ для ЭВМ; заяв. 13.04.2004; № 2004610836; опубл. 07.05.2004. РОСПАТЕНТ.

206. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2005612141 РФ. Power System Supply / В.М. Винокур, А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в реестре программ для ЭВМ; заяв. 05.07.2005; № 2005611666; опубл. 19.08.2005. РОСПАТЕНТ.

207. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2006610771 РФ. ЭнергоСовет / В.М. Винокур, А.В. Ромодин, А.Б. Петроченков, И.С. Калинин; зарег. в реестре программ для ЭВМ; заяв. 10.01.2006; № 2006610064; опубл. 26.02.2006. РОСПАТЕНТ.

208. Св-во об офиц. регистр. программы для ЭВМ № 2007611452 РФ. Система информационной поддержки управления жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / В.К. Гладков, В.А. Чекменев, С.Ю. Зубарев, А.Б. Петроченков [и др.]; зарег. в Реестре программ для ЭВМ; заяв. 12.02.2007; № 2007610466; опубл. 06.04.2007. РОСПАТЕНТ.

209. Сивокобыленко, В.Ф. Параметры и схемы замещения асинхронных двигателей с вытеснением в ротор / В.Ф. Сивокобыленко, В.А. Павлюков // Электрические станции. – 1976. – № 2. – С.51–54.

210. Сивокобыленко, В.Ф. Расчет параметров схем замещения и пусковых характеристик глубокопазных асинхронных машин / В.Ф. Сивокобыленко, В.А. Павлюков // Электричество. – 1979. – № 10. – С.30–39.

211. Сидняев, Н.И. Введение в теорию планирования эксперимента: учеб. пособие / Н.И. Сидняев, Н.Т. Вилисова. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2011.

212. Система контроля качества прессовки обмоток и стали трансформаторов по замерам вибрации, контроль состояния маслонасосов «ВЕСТА». Руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://dimrus.ru/manuals/vesta_um.pdf, свободный (дата обращения: 14.04.2019).

213. Система мониторинга и оценки остаточного ресурса силового электрооборудования / Ю.Л. Жуковский, А.Е. Козярук, А.А. Коржев, А.В. Кривенко // Записки горного института. – 2008. – Т. 178. – С.17–21.

214. Сметные расценки на ремонт электродвигателей. Кн. 10. – Уфа, 1991.

215. СНиП 3.05.06-85 Электротехнические устройства / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 2001.

216. Совалов, С.А. Противоаварийное управление в энергосистемах / С.А. Совалов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1988.

217. Соскин, Э.А. Автоматизация управления промышленным энергоснабжением / Э.А. Соскин, Э.А. Киреева. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

218. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. – М.: Минрегион России, 2011.

219. Способ определения остаточного ресурса технических объектов: пат. № 2502974 Рос. Федерация, МПК G01M 15/00 / С.В. Бочкарев, А.И. Цаплин, М.В. Овсянников, С.А. Буханов, А.Б. Петроченков [и др.]. – № 2012129075/28 (045549); заявл. 10.07.2012; опубл. 27.12.2013, Бюл. № 36.

220. Стенд для измерения энергетических показателей энергоустановок: пат. № 2673869 Рос. Федерация, МПК G01L 3/04 (2006.01), G01L 5/26 (2006.01), G01L 3/44 (2006.01), G01L 15/14 (2006.01) / С.В. Бочкарев, В.Г. Тонконог, А.Л. Тукмаков, А.Б. Петроченков [и др.]. – № 2018100378; заявл. 09.01.2018; опубл. 30.11.2018, Бюл. № 34.

221. СТО 56947007-29.240.10.265-2019. Общие требования к метрологическому контролю измерительных каналов ЦПС. – М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2019.

222. СТО ТН 433-2019. Техническая политика повышения эффективности использования оборудования. – Альметьевск: ПАО «ТАТНЕФТЬ», 2019.

223. СТП-01-026-2003. Система технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта по техническому состоянию нефтепромыслового оборудования дочерних нефтегазодобывающих обществ ОАО «ЛУКОЙЛ». – М., 2003.

224. Структурный синтез сложного электротехнического оборудования на основе метода удовлетворения ограничений / С.В. Бочкарев, М.В. Овсянников, А.Б. Петроченков, С.А. Буханов // Электротехника. – 2015. – № 6. – С.63–68.

225. Суханов, О.А Иерархические модели в анализе и управлении режимами электроэнергетических систем / О.А. Суханов, Ю.В. Шаров. – М.: Изд. дом МЭИ, 2007.

226. Сэнди, К. Современные методы анализа электрических систем / К. Сэнди. – М.: Энергия, 1971.

227. Тарасов, В.А., Компьютерный комплекс для испытаний газотурбинных электростанций / В.А. Тарасов, А.Б. Петроченков, Б.В. Кавалеров // Электротехника. – 2017. – № 11. – С.55–60.

228. Тарасов, В.А. Моделирование электроэнергетических систем сложной структуры / В.А. Тарасов, А.Б. Петроченков, Б.В. Кавалеров // Электротехника. – 2018 – № 11. – С.47–53.

229. Тарасов, В.А. О расчете коэффициента трансформации при компьютерном моделировании электроэнергетических систем произвольной конфигурации / А.В. Тарасов, А.Г. Лейсле, А.Б. Петроченков // Электротехника. – 2017. – № 11. – С.37–42.

230. Тарасов, В.А. Паттерны объектно-ориентированного проектирования в системе расчета параметров электрических цепей матричным способом / В.А. Тарасов, В.П. Куприн, А.Б. Петроченков// Вестник Перм. гос. техн. ун-та.

Сер. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2010. – №4. – С.77–81.

231. Тарасов, В.А. Применение топологического списка для расчета параметров электроэнергетических систем на основе метода узловых напряжений / А.В. Тарасов, А.Г. Лейсле, А.Б. Петроченков // Электротехника. – 2016. – № 11. – С.40–44.

232. Тарасов, В.А. Проблема коммутационных элементов в компьютерном моделировании систем электроснабжения / А.В. Тарасов, А.Б. Петроченков, Б.В. Кавалеров // Электротехника. – 2014. – № 11. – С.8–10.

233. Таха Хемми, А. Введение в исследование операций: пер. с англ. – 6-е издание / А. Таха Хемми. – М.: Вильямс, 2001.

234. Тейлор, Дж. Введение в теорию ошибок / Дж. Тейлор. – М.: Мир, 1985.

235. Тенкеджиев, К. Теория и практика на рисковия анализ / К. Тенкеджиев, Н. Николова, Д. Димитракиев. – Варна: Изд-во Техн. ун-та, 2002.

236. Техническое перевооружение ЦРП-6 для повышения надежности электроснабжения. Рабочая документация. Электротехнический раздел. Основной комплект рабочих чертежей ЭП. Общие данные, расчеты, схемы электрических соединений. Шифр П18346-ЭП.1 / ВНИПКИ «Тяжпромэлектропроект им. Ф. Б. Якубовского», Пермский филиал. – Пермь, 1999.

237. Указ Президента РФ от 09.05.2017 № 203 «О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 годы» // Собрание законодательства РФ. – 2017. – № 20.

238. Управление жизненным циклом продукции / А.Ф. Колчин, М.В. Овсянников, А.Ф. Стрекалов, С.В. Сумароков. – М.: Анахарсис, 2002.

239. Управление качеством: учеб. пособие (с грифом УМО АМ) / С.В. Бочкарев, А.Б. Петроченков, А.Г. Схиртладзе, В.П. Борискин. – 2-е изд., перераб. – Старый Оскол: ТНТ, 2019.

240. Управление техническим состоянием электроэнергетических объектов с целью повышения параметров их энергоэффективности: грант Президента РФ для государственной поддержки молодых российских ученых: отчет о НИР

(заключ.) / науч. рук. А.Б. Петроченков; Минобрнауки РФ; ПНИПУ. – НИР: 7111. – № ГР 01201176268. – Инв. № 02201354079. – Пермь, 2012.

241. Установка для очистки вредных выбросов в атмосферу: пат. № 2505342 Рос. Федерация, МПК В01D 47/06 / А.И. Цаплин, С.В. Бочкарев, А.Б. Петроченков [и др.]. – № 2012103630/05; заявл. 02.02.2012; опубл. 27.01.2014, Бюл. № 3.

242. Федоров, А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменева. – М.: Энергоатомиздат, 1984.

243. Федоров, О.В. Диагностика механической вибрации электропривода / О.В. Федоров // Главный энергетик. – 2015. – № 9. – С.48–50.

244. Фокин, Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчётах систем электроснабжения / Ю.А. Фокин. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

245. Хорошев, Н.И. Система оптимизации ресурса оборудования на основе методов субъективной оценки факторов риска / Н.И. Хорошев, А.Б. Петроченков, В.П. Казанцев // Доклады Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники. – 2009. – № 2 (20). – С.143–147.

246. Хорошев, Н.И. Экспертный метод оценки надежности электротехнического оборудования при принятии управленческих решений / Н.И. Хорошев, А.Б. Петроченков, А.В. Ромодин // Вестник Ижевского государственного технического университета. – 2009. – № 4 (44). – С.161–164.

247. Цифровая сеть, как часть цифровой трансформации электроэнергетики: 8-ое всероссийское совещание главных инженеров-энергетиков 29.03.2018 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://digitenergy.ru/wp-content/themes/energy/img/materials-2018/1/1.pdf>, свободный (дата обращения: 15.09.2019).

248. Чернов, Г. Элементарная теория статистических решений / Г. Чернов, Л. Мозес. – М.: Советское радио, 1962.

249. Черноруцкий, И.Г. Методы принятия решений / И.Г. Черноруцкий. – СПб., 2005.

250. Шайдуров, А.С. Развитие теории системного анализа и построения оптимальных систем электроснабжения горных предприятий: автореф. дис. ...

докт. техн. наук: 05.09.03 / Шайдуров Александр Сергеевич; Моск. ордена Труд. Красн. Знамени горн. ин-т. – М., 1993.

251. Шелухина, Т.И. Расчеты нормальных и предельных по мощности установившихся режимов сложных энергосистем: учеб. пособие / Т.И. Шелухина. – М.: Изд-во МЭИ, 2005.

252. Шестопалов, М.Ю. Системы отказоустойчивого управления технологическими процессами / М.Ю. Шестопалов. – СПб.: Элмор, 2013.

253. Шигапов, А.А. Структурная схема математической модели системы электроснабжения для испытания алгоритмов управления / А.А. Шигапов, А.Б. Петроченков, Б.В. Кавалеров // Электротехника. – 2010. – № 6. – С.55–60.

254. Ширман, А. Практическая диагностика и мониторинг состояния механического оборудования / А. Ширман. – М., 1997.

255. Шлимович, В.Д. Надежность электроэнергетических систем / В.Д. Шлимович // Итоги науки и техники. Сер. Энергетические системы и их автоматизация. – М.: Изд-во ВИНТИ, 1984. – Т.2.

256. Шурыгин, Ю.А. Алгоритмы и комплекс программ автоматизированного моделирования электротехнических устройств и систем / Ю.А. Шурыгин, Т.Н. Зайченко // Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике: сб. материалов VI всерос. науч.-техн. конф. – Чебоксары: Изд-во Чувашского гос. ун-та им. И.Н. Ульянова, 2006. – С.373–378.

257. Шухгальтер, М.Л. Проблемы экономики ремонта оборудования на российских промышленных предприятиях [Электронный ресурс] // Экономика и жизнь. – 2009. – № 26. – Режим доступа: <http://www.eg-online.ru/article/72389>, свободный (дата обращения: 14.04.2019).

258. Эддоус, М. Методы принятия решений / М. Эддоус, Р. Стэнсфилд; пер. с англ. под ред. член-корр. РАН И.И. Елисейевой. – М.: Аудит: ЮНИТИ, 1997.

259. Экспертная система оперативной диагностики состояния и планирования ремонтов вращающегося оборудования по текущему техническому состоянию Augoga2000. Руководство по использованию программы [Электронный

ресурс]. – Режим доступа: <https://vibrocenter.ru/demo/aurora.pdf>, свободный (дата обращения: 15.09.2019).

260. Электропривод постоянного тока с упругими связями: пат. № 2513871 Рос. Федерация, МПК H02P 7/06, H02P 7/285, H02P 7/292, G05B 11/01. / В.П. Казанцев, Д.А. Даденков, А.Б. Петроченков [и др.]. – № 2012144926/07; заявл. 22.10.2012; опубл. 20.04.2014, Бюл. № 11.

261. Электротехнический справочник: в 4 т. Т.4: Использование электрической энергии / под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова [и др.] (гл. ред. А.И. Попов). – 9-е изд, стер. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.

262. Эндрени, Дж. Моделирование при расчётах надёжности в электроэнергетических системах / Дж. Эндрени; пер. с англ. под ред. Ю.Н. Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1983.

263. Эталонная архитектура интеллектуальных энергосетей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://d2_rus.cigre.ru/doc/SERA_v2_ru_v2.1.pdf, свободный (дата обращения: 14.04.2019).

264. Ярмонова, О.А. Моделирование газотурбинных установок в LABVIEW / О.А. Ярмонова, А.Б. Петроченков // Инженерные и научные приложения на базе технологий NI. NIDays–2014: сб. трудов XIII межд. науч.-практ. конф. – М.: ДМК Пресс, 2014.

265. Ящура, А.И. Система технического обслуживания и ремонта общепромышленного оборудования: справочник / А.И. Ящура. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.

266. A new approach to the online estimation of the loss of generation size in power systems / R. Azizipanah-Abarghooee [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. – 2019. – Vol.34. – №3. – P.2103–2113. DOI:10.1109/TPWRS.2018.2879542.

267. Analysis and forecasting of electricity price risks with quantile factor models / D. Bunn, A. Andresen, D. Chen, S. Westgaard // Energy Journal. – 2016. – Vol. 37. – № 1. – P.101–122. DOI:10.5547/01956574.37.1.dbun.

268. Abur, A. Power system state estimation. Theory and implementation / A. Abur, A.G. Exposito. – Marcel Dekker, 2004.

269. Ahmed, A. Computer simulation of electric power system / A. Ahmed, J.M. Bee // *Frontiers in Education Conference*. – 1995. – P.329–332.

270. Ahlburg, D.A. Forecast evaluation and improvement using Theil's decomposition / D.A. Ahlburg. – *Journal of Forecasting*. – 1984. – Vol.3. – P.345–351.

271. Anderson, G.O. Development of a mathematical model for reactive power transmission costs in electric power systems / G.O. Anderson // *SAIEEE Africa Research Journal*. – 2008. – Vol. 99 (3). – P.87–93.

272. Baboli, P.T. Flexible and overall reliability analysis of hybrid AC-DC microgrid among various distributed energy resource expansion scenarios / P.T. Baboli. – *IET Generation, Transmission and Distribution*. – 2016. – Vol.10. – №16. – P.3978–3984. DOI:10.1049/iet-gtd.2015.1532.

273. Bagajewicz, M. A review of techniques for instrumentation design and upgrade in process plants / M. Bagajewicz // *The Canadian Journal Of Chemical Engineering*. – February 2002. – Vol. 80. – P.3–16.

274. Brand, T.D. A new era in fault data acquisition and analysis / T.D. Brand // *Power Technology International*. – 1989. – P.97–100.

275. Christakou, K. Voltage control in active distribution networks under uncertainty in the system model: a robust optimization approach / K. Christakou, M. Paolone, A. Abur // *IEEE Transactions on Smart Grid*. – 2018. – Vol.9. – №6. – P.5631–5642. DOI:10.1109/TSG.2017.2693212.

276. Chunmin, J. Analysis on automation of electric power systems based on GIS / J. Chunmin, Y. Li // *Proceedings of the 2012 International Conference of MCSA. AISC 191*. – P.507–510.

277. Conceptual design and engineering strategies to increase energy efficiency at enterprises: Research, technologies and personnel / A. Lyakhomskii, E. Perfilieva, A. Petrochenkov, S. Bochkarev // *IEEE Conference Publications. Proceedings of 2015 IV Forum Strategic Partnership of Universities and Enterprises of Hi-Tech Branches (Science. Education. Innovations)*. – 2015. – P.44–47. DOI: 10.1109/IVForum.2015.7388249. WOS: 000380529800015.

278. Cota, E.V. Applying design for reliability to increase reliability confidence / E.V. Cota, L. Gullo, R. Mujal // Proc. of Annual Reliability and Maintainability Symposium. – 2014. – art. no. 6798454. DOI: 10.1109/RAMS.2014.6798454.

279. Cowell, R. G. Probabilistic networks and expert systems / R.G. Cowell, A.P. Dawid, S.L. Lauritzen, D.J. Spiegelhalter. – Springer, 1999.

280. Development of an algorithm for transition from an electric-power system visual representation to a parametric representation / A. Kusakin, A. Petrochenkov, D. Leizgold, I. Luzyanin // Proceedings Of International Conference on Applied Innovation in IT. – Vol.6. – Is.1. – Koethen: Hochschule Anhalt. – 2018. – P.77–83. DOI: 10.13142/kt10006.28.

281. El-Tamaly, H.H. Effects of protective equipments reliability on that of electrical distribution systems / H.H. El-Tamaly, A.E.M.I. Ahmed, A.-H.M. El-Sayed // Proceedings of the 11th International Middle East Power Systems Conference, MEPCON'2006.

282. El-Tamaly, H.H. Modeling and simulation of photovoltaic/wind hybrid electric power system interconnected with electrical utility / H.H. El-Tamaly, A.A.E. Mohammed // 12th International Middle East Power System Conference, MEPCON. – 2008.

283. Experience in developing a physical model of submersible electrical equipment for simulator systems: research and training tasks on the agenda of a key employer / A.B. Petrochenkov, A.V. Romodin, S.V. Mishurinskikh [et al.] // Proceedings of 2018 XVII Russian Scientific and Practical Conference on Planning and Teaching Engineering Staff for the Industrial and Economic Complex of the Region (PTES), Saint Petersburg, Russia. – 2018. – P.114–117. DOI: 10.1109/PTES.2018.8604169. WOS:000458979100033.

284. External subsystem equivalent model for steady-state and dynamic security assessment / J. Machowski, A. Cichy, F. Gubina, P. Omahen // IEEE Transactions on Power Systems. – November 1988. – Vol. 3. – № 4.

285. Girgis Adly, A. Hybrid expert systems for faulted section identification, fault type classification and selection of faulted section identification, fault type classification

and selection of fault location algorithms / A. Girgis Adly, B.A. Jons Melisa / IEEE Trans. on Power Delivery. – 1989. – Vol. 4. – № 2. – P.987–985.

286. Guenter, B. Managing cost, performance, and reliability tradeoffs for energy-aware server provisioning / B. Guenter, N. Jain, C. Williams // Microsoft Research, Redmond WA.

287. Gurov, S.V. A continuous extension of a load-share reliability model based on a condition of the residual lifetime conservation / S.V. Gurov, L.V. Utkin // European Journal of Industrial Engineering (EJIE). – 2014. – Vol. 8. – № 3.

288. Hardware-in-the-Loop test platform for the performance assessment of a PMU-based real-time state estimator for active distribution networks / S. Sarri, M. Pignati, P. Romano [et al.] //2015 IEEE PES Eindhoven PowerTech. – Eindhoven, The Netherlands, 2015.

289. Horigrae, K. Enhancement of external system modeling for state estimation / K. Horigrae, A. Abur // IEEE Transactions on Power Systems. – 1996. – Vol. 11. – № 3.

290. Huang, C. Inference in belief networks / C. Huang, A. Darwiche // A procedural guide. International Journal of Approximate Reasoning. – October 1996. – Vol. 15. – № 3. – P.225–263.

291. Iarmonova, O. Development of gas turbine fast mathematical model simulation module for software complex «Electrodin» based on LabVIEW / O. Iarmonova, A. Petrochenkov, B. Krause // European Researcher. – 2013. – Vol. (61). – № 10-2. – P.2488–2501. DOI: 10.13187/issn.2219-8229.

292. IEC 61850-8-1(2011) Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3.

293. IEC 61850-9-2 (2011) Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3.

294. IEC 61970-301. Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301: Common information model (CIM) base.

295. IEC/TR 61968-11. Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management – Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution.

296. IEC/TS 62351-2. Power systems management and associated information exchange - Data and communications security – Part 2: Glossary of terms.

297. IEEE C37.238 IEEE Standard profile for use of IEEE 1588 precision time protocol in power system applications.

298. IETF RFC 6272: Core protocols in the Internet protocol suite.

299. ISO 15926 Industrial automation systems and integration – Integration of life-cycle data for process plants including oil and gas production facilities.

300. ISO/IEC 15288 Systems and software engineering – System life cycle processes.

301. Iwamoto, S. Fast load flow method retaining nonlinearity / S. Iwamoto, Y.A. Tamura // IEEE Trans. Power App. and Syst. – 1978. – Vol. 97. – № 5.

302. Iwamoto, S. A Load flow calculation method for IEE-condition power system / S. Iwamoto, Y.A. Tamura // IEEE Trans. PAS-100. – 1981. – Vol. 100. – № 4. – P.1736–1739.

303. Jardine, A.K.S. A review on machinery diagnostics and prognostics implementing condition-based maintenance / A.K.S. Jardine, D. Lin, D. Banjevic // Mechanical Systems and Signal Processing. – 2006. – Vol. 20. – P.1483–1510.

304. Kiassat, C. Effects of operator learning on production output: a Markov chain approach / C. Kiassat, N. Safaei, D. Banjevic // Journal of the Operational Research Society. – 2014. – Vol. 65. – № 12. – P.1814–1823. DOI: 10.1057/jors.2013.98.

305. Krishnamurthy, V. Effects of power electronics, energy storage, power distribution architecture, and lifeline dependencies on microgrid resiliency during extreme events / V. Krishnamurthy, A. Kwasinski // IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics. – 2016. – Vol.4. – №4. – P.1310–1323. DOI:10.1109/JESTPE.2016.2598648.

306. Kusakin, A.V. Development of ESS virtual presentation in LabVIEW / A.V. Kusakin, A.B. Petrochenkov, I.S. Luzyanin // Proceedings of the 2018 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering, ElConRus 2018. – 2018. – P.701–704. DOI: 10.1109/EIConRus.2018.8317190. WOS:000450337100169.

307. Kwasinski, A. Generalized integrated framework for modelling communications and electric power infrastructure resilience / A. Kwasinski, V. Krishnamurthy // 39th IEEE International Telecommunications Energy Conference, INTELEC 2017. – P.99–106. DOI:10.1109/INTLEC.2017.8211686.

308. Kwasinski, A. Quantitative model and metrics of electrical grids' resilience evaluated at a power distribution level / A. Kwasinski // Energies. – 2016. – Vol.9, № 2. – P.1–27. DOI:10.3390/en9020093.

309. Larman, C. Applying UML and patterns: an introduction to object-oriented analysis and design and iterative development. Third edition / C. Larman. – NJ: Prentice Hall PTR, 2004. (Ларман К. Применение UML 2.0 и шаблонов проектирования. Введение в объектно-ориентированный анализ, проектирование и итеративную разработку / пер. А. Шелестов. – 3-е изд. – М.: Вильямс, 2013.)

310. Laverty, D. M. Loss-of-mains protection system by application of phasor measurement unit technology with experimentally assessed threshold settings / D.M. Laverty, R. J. Best, D.J. Morrow // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2015. – Vol.9. – Iss.2. – P.146–153.

311. Liu, C.C. An expert system operational aid for restoration and loss reduction of distribution systems / C.C. Liu, S.J. Lee, S.S. Venkata // Comput. Appl. Conf. PICA'87. – 1988. – P.79–85.

312. Luzyanin, I. Detection of changes in oil well power consumption profile on the basis of dynamic time warping algorithm / I. Luzyanin, A. Petrochenkov // Proceedings Of International Conference on Applied Innovation in IT. – Vol.6. – Is.1. – Koethen: Hochschule Anhalt. – 2018. – P.1–10. DOI: 10.13142/kt10006.11.

313. Luzyanin, I. Practical aspects of software developing for the system of structural and functional analysis of power supply systems in oil companies /

I. Luzyanin, A. Petrochenkov // Proceedings Of The 5th International Conference On Applied Innovations In IT (2017). – Vol. V. – Koethen: Hochschule Anhalt. – 2017. – P.65–69. DOI: 10.13142/KT10005.31. WOS: 000402660300009.

314. Luzyanin, I. Regarding modern methods of reliability analysys of information components in electrotechnical complexes / I. Luzyanin, A. Petrochenkov // IEEE Conference Publications. Proceedings of 2015 IV Forum Strategic Partnership of Universities and Enterprises of Hi-Tech Branches (Science. Education. Innovations). – 2015. – P.100–102. DOI: 10.1109/IVForum.2015.7388267. WOS:000380529800032.

315. Luzyanin, I. Regarding developing of program-technical system for analyzing operating modes of power-supply systems in oil producing companies / I. Luzyanin, A. Petrochenkov // Proceedings of the 2017 IEEE Russia Section Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering Conference. – 2017. – P.1553–1557. DOI: 10.1109/EIConRus.2017.7910868. WOS:000403395600382.

316. Luzyanin, I. Uncertainty analysis of oil well flow rate on the basis of differential entropy / I. Luzyanin, A. Petrochenkov, S. Bochkarev // Proceedings Of International Conference on Applied Innovation in IT, ICAIIT 2019. – Vol.7. – Is.1. – Koethen; Germany. – 2019. – P.65–71. DOI: 10.25673/13484.

317. NEMA SGAMI 1: Requirements for smart meter upgradeability.

318. NETASIM – A digital simulation system for power electronics system // Simulat. Syst. 70. –Amsterdam, 1980. – P.321–326.

319. NISTIR 7761: Guidelines for assessing wireless standards for smart grid.

320. Peterson, N.M. Iterative linear A.C. power flow solution for fast approximate outage studies / N.M. Peterson, W.F. Tinney, D.W. Bree // IEEE Trans. – 1972. – PAS-91. – Vol. 91. – № 5. – P.2048–2053.

321. Petrochenkov, A. An approach to assessment of the technical condition of overhead transmission lines / A. Petrochenkov // Proceedings of the 4th International Conference on Applied Innovations in IT (2016). Vol. IV. Koethen: Hochschule Anhalt, 2016, P.1–7. DOI:10.13142/KT10004.01. WOS:000411220800001.

322. Petrochenkov, A. Developing the decision support system on controlling operational modes of electric power supply systems in oil companies / A. Petrochenkov,

I. Luzyanin // Proceedings of 2017 20th IEEE International Conference on Soft Computing and Measurements, SCM 2017. – 2017. – P.469–471. DOI: 10.1109/SCM.2017.7970620. WOS:000425254800140.

323. Petrochenkov, A. Developing an HIL simulation of microgrids for research and education [Электронный ресурс] / A. Petrochenkov, I. Stepanenko. – Электрон.дан. (1 файл). – Остин, США: NI Week 2013, 2013. – Режим доступа: <https://decibel.ni.com/content/docs/DOC-30763>, свободный (дата обращения: 15.09.2019).

324. Petrochenkov, A. Developing a fast mathematical model simulation module for microgrids based on LabVIEW [Электронный ресурс] / A. Petrochenkov, I Kiselyov. – Электрон.дан. (1 файл). – Остин, США: NI Week 2016, 2016. – Режим доступа: <https://forums.ni.com/t5/Past-NIWeek-Sessions/TS9549-Developing-a-Fast-Mathematical-Model-Simulation-Module/ta-p/3317158?profile.language=en>, свободный (дата обращения: 15.09.2019).

325. Petrochenkov, A.B. Management of effective maintenance of the electrotechnical complexes of mineral resource industry's enterprises based on energy-information model / A.B. Petrochenkov // IEEE Conference Publications. Proceedings of XVIII International Conference on Soft Computing and Measurements SCM`2015. – 2015. – P.122–124. DOI: 10.1109/SCM.2015.7190430.

326. Petrochenkov, A. Methodical bases of the integrated electrotechnical complexes life cycle logistic support / A. Petrochenkov // Proceedings of 1st International Conference on Applied Innovations in IT / Eduard Siemens (editor in chief) [et al.]. – Dessau, Anhalt University of Applied Sciences, 2013. – P.7–11. DOI: 10.13142/kt10001.02.

327. Petrochenkov, A. Practical aspects of genetic algorithms' implementation in life cycle management of electrotechnical equipment / A. Petrochenkov // Proceedings of the 3rd International Conference on Applied Innovations in IT (2015). Jg. III. – Koethen: Hochschule Anhalt, 2015. – P.1–6. DOI: 10.13142/kt10003.01.

328. Rausand, M. System reliability theory: models, statistical methods and application / M. Rausand, A. Hoyland // Wiley Interscience. – 2004.

329. Reinertsen, R. Residual life of technical systems; diagnosis, prediction and life extension / R. Reinertsen // Reliability engineering and system safety. – 1996. – Vol. 54. – P.23–34.
330. REQ 18/WEQ19: NAESB PAP10 Energy usage information.
331. SAE 2847-1 Communication between plug-in vehicles and the utility grid.
332. SAE J1772TM: Electric vehicle and plug in hybrid electric vehicle conductive charge coupler .
333. SAE J28361: Use cases for communication between plug-in vehicles and the utility grid.
334. SAE JA 1011:2009 «Evaluation criteria for reliability-centered maintenance (RCM) Processes». Surface vehicle / Aerospace standard: Society of automotive engineers.
335. Shah Kanu, R. Feasibility of adaptive distribution protection system using computer overcurrent relaying concept / R. Shah Kanu, D. Detjen Edson, G. Hadke Arun // IEEE Trans. Ind. Appl. – 1988. – № 5. – P.792–797.
336. Smith, A. M. Reliability-centered maintenance /A.M. Smith. – NY, 1993.
337. Srinivasan, N. Simulation of line and transformer outages in power system using constant sensitivity matrix / N. Srinivasan, K.S. Prarasa Rao, C.S. Indylkar // Electrical power and energy systems. – 1987. – Vol. 9. – P.56–62.
338. Tah, A. Novel analytical method for the placement and sizing of distributed generation unit on distribution networks with and without considering P and PQV buses / A. Tah, D. Das // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. – 2016. – Vol.78. – P.401–413.
339. Utkin, L.V. Combining of judgments in imprecise voting multi-criteria decision problems / L.V. Utkin, Yu.A. Zhuk // International Journal of Applied Decision Sciences. – 2012. – Vol. 5. – № 3. – P.199–214.
340. Vijay Venu, V. Reliability of electric power systems: challenges in the deregulated environment – a research perspective / V. Vijay Venu, A.K. Verma // Int. J. Syst. Assur. Eng. Manag. – 2010. – Vol.1. – P.24–31.

Приложение А.

Аспекты алгоритмизации взаимодействия структурных элементов при моделировании электроэнергетических систем

Моделирование коммутационных элементов

Ветвь считается отключенной в следующих случаях:

1. Если на ней расположены ключи, и хотя бы один из них разомкнут.
2. Если на ней нет ключей, или они все замкнуты, но к одному из ее узлов примыкает несколько ветвей, каждая из которых отключена.

Отсюда можно выделить два правила:

1. Если ключи расположены последовательно на ветви, то при размыкании любого из них, ветвь будет отключенной.
2. Если ключи расположены на параллельных ветвях, то ветвь, к одному из узлов которой присоединены эти параллельные ветви, будет отключенной при одновременной разомкнутости этих ключей.

Данные правила сопоставляются с логическими операциями И (&) и ИЛИ (/), где И соответствует параллельному соединению ключей, а ИЛИ – последовательному. Программная реализация представляется в виде дерева ключей на языке *Unified Modeling Language (UML)* и представлена на рисунке А.1 (*Branch* – это ветвь схемы, *SequentialKeySet* – элемент дерева ключей).

Любая операция ИЛИ представлена в виде набора ключей *_keys*, а любая операция И представляется как набор дочерних элементов *SequentialKeySet* – *_childKeySets*. Атрибут *_parentKeySet* – это ссылка на родительский элемент, т. е. на ветвь, к одному из узлов которого подключены параллельные ветви, каждая из которых содержит набор ключей *SequentialKeySet*.

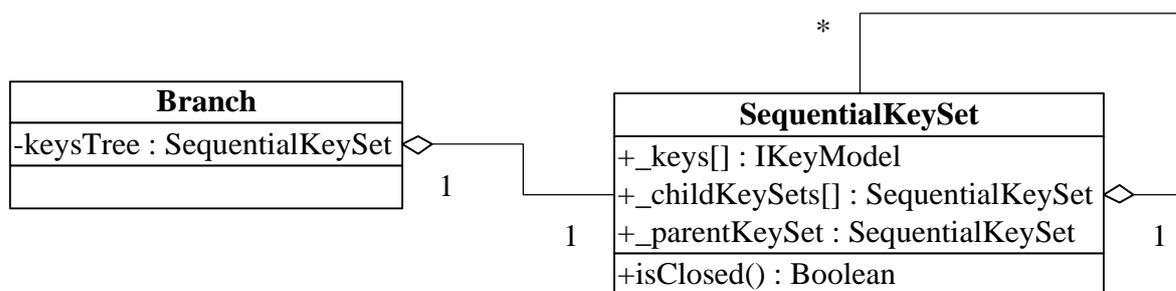


Рисунок А.1 – Дерево ключей

Каждая ветвь *Branch* содержит ссылку на корневой элемент *SequentialKeySet*, т. е. на дерево ключей способных отключать/включать ее.

Метод *isClosed* – это метод, который возвращает булево значение *true* – если ветвь замкнута и должна использоваться в расчетах уравнений узловых напряжений (УУН) и *false* – в противоположном случае. Блок-схема проверки на замкнутость ветви приведена на рисунке А.2.

Сопоставления ветви и дерева ключей производятся на этапе обхода схемы перед началом расчета УУН на основе следующих вычислительных процедур:

1. Создать корневой *SequentialKeySet* для той ветви, которой необходимо сопоставить дерево ключей.

2. Если на данной ветви есть хотя бы один ключ, то добавить его в *_keys* созданного *SequentialKeySet*.

3. Выбрать любой из узлов данной ветви.

4. Для данного узла для каждой примыкающей ветви создать *SequentialKeySet* и добавить их в *_childKeySets* корневого *SequentialKeySet*.

5. Для каждого созданного *SequentialKeySet* выполнить п. 2.

6. Для каждой ветви выбрать противоположный узел выбранному в п. 3.

7. Повторить п.п. 4, 5, 6 до тех пор, пока не встретится узел, противоположный выбранному в п. 3 для первой ветви.

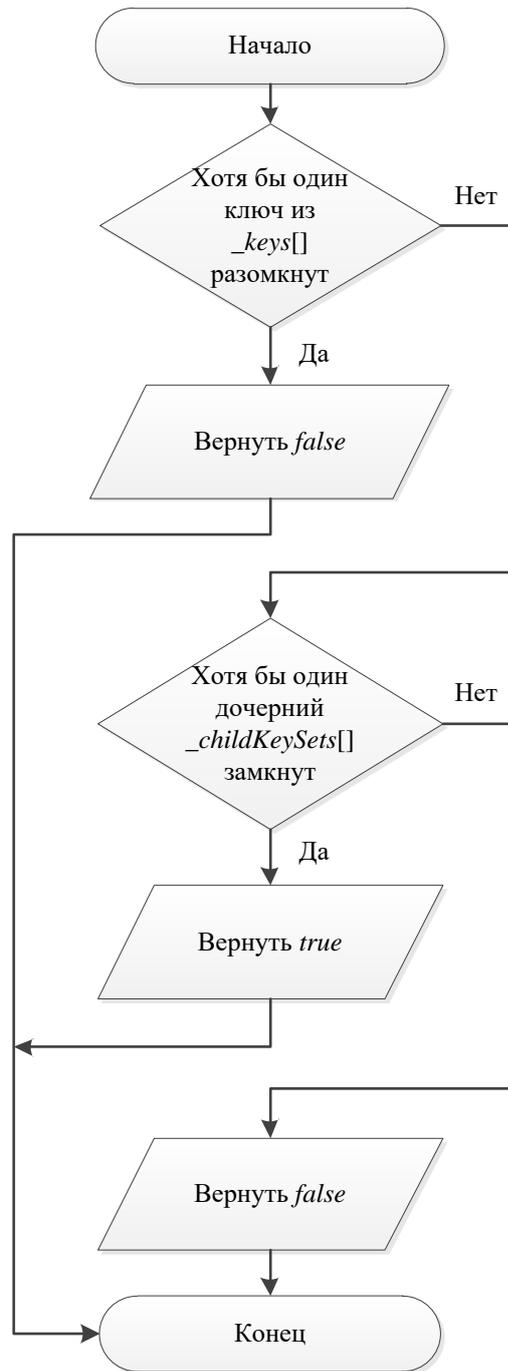


Рисунок А.2 – Блок-схема проверки на замкнутость ветви

Данный алгоритм применяется для каждой ветви схемы. Также необходимо в процессе обхода схемы учитывать возможность встречи узла, который уже был учтен при разборе. Такие узлы нужно обрабатывать, как тупиковые, и не создавать для них ветви дерева ключей.

Расчет коэффициента трансформации участка схемы электроснабжения

При расчете коэффициента трансформации участка схемы электроснабжения используются следующие правила:

1. Коэффициенты трансформации последовательно соединенных трансформаторов умножаются.
2. Суммарные коэффициенты трансформации трансформаторов, подключенных параллельно, должны быть равны.

Чтобы определить коэффициент трансформации для ветви, необходимо осуществить проход в глубину по любому из плеч дерева трансформаторов до последнего листового элемента, последовательно умножая коэффициенты трансформации встретившихся трансформаторов.

Алгоритм создания дерева трансформации представлен на рисунке А.3.

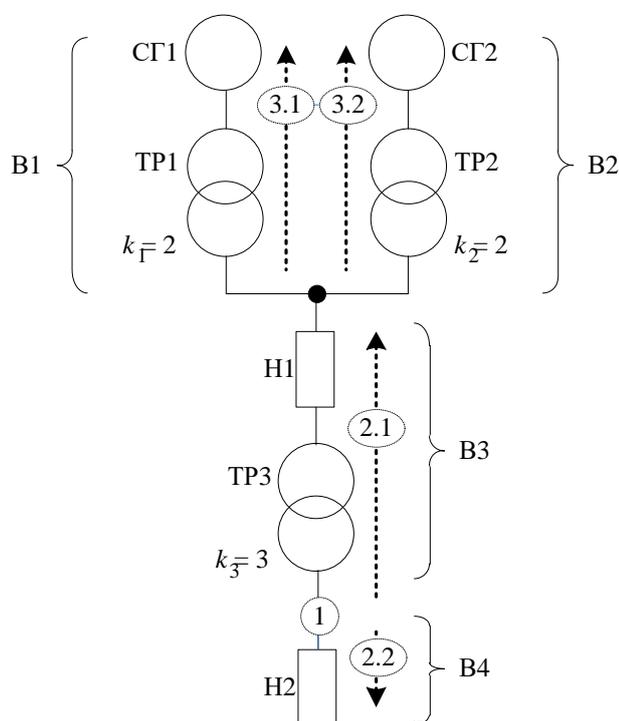


Рисунок А.3 – Алгоритм создания дерева трансформации для ветви

Этапы реализации алгоритма показаны пунктирными стрелками.

Этап 1. Задание стартовым узлов ветви B3 и создание корневого узла дерева (N1).

Этап 2.1. Создание дочернего узла $N2.1$ к узлу $N1$ и сбор трансформаторов для него на ветви $B1$ (в данном случае трансформатор $TP3$ в узел включен не будет, так как он находится на рассматриваемой ветви, то есть на той, относительно которой строится дерево).

Этап 2.1. Создание дочернего узла $N2.2$ к узлу $N1$ и сбор трансформаторов для него на ветви $B4$. Так как достигнут элемент схемы «земля», то необходимо рекурсивно удалить весь узел $N2.2$ и все родительские узлы для него, если они не имеют ни одного дочернего элемента (в данном случае узел $N1$ удален не будет, так как после удаления узла $N2.2$, у него останется дочерний элемент $N2.1$), после чего текущая ветвь алгоритма останавливается (это значит, что направление сбора деревьев должно идти в противоположную сторону, то есть по направлению к источникам электрической энергии).

Этап 3.1. Создание дочернего узла $N3.1$ для узла $N2.1$ и сбор трансформаторов для него на ветви $B1$ ($TP1$). Так как достигнут СГ, то текущая ветвь алгоритма останавливается.

Этап 3.2. Создание дочернего узла $N3.2$ для узла $N2.1$ и сбор трансформаторов для него на ветви $B2$ ($TP2$). Так как достигнут СГ, то текущая ветвь алгоритма останавливается.

Этап 4 (на рисунке не показан). Выбирается любое поддереву, корневым элементом которого является дочерний узел для $N1$, а сам $N1$ удаляется вместе с поддеревьями, которые не были выбраны (этих поддеревьев может быть 0 или 1).

Алгоритм проверки проверки правильности включения элемента «трансформатор» в схему моделирования

Алгоритм проверки проверки правильности включения элемента «трансформатор» в схему моделирования представлен на рисунке А.4 и состоит из следующих блоков:

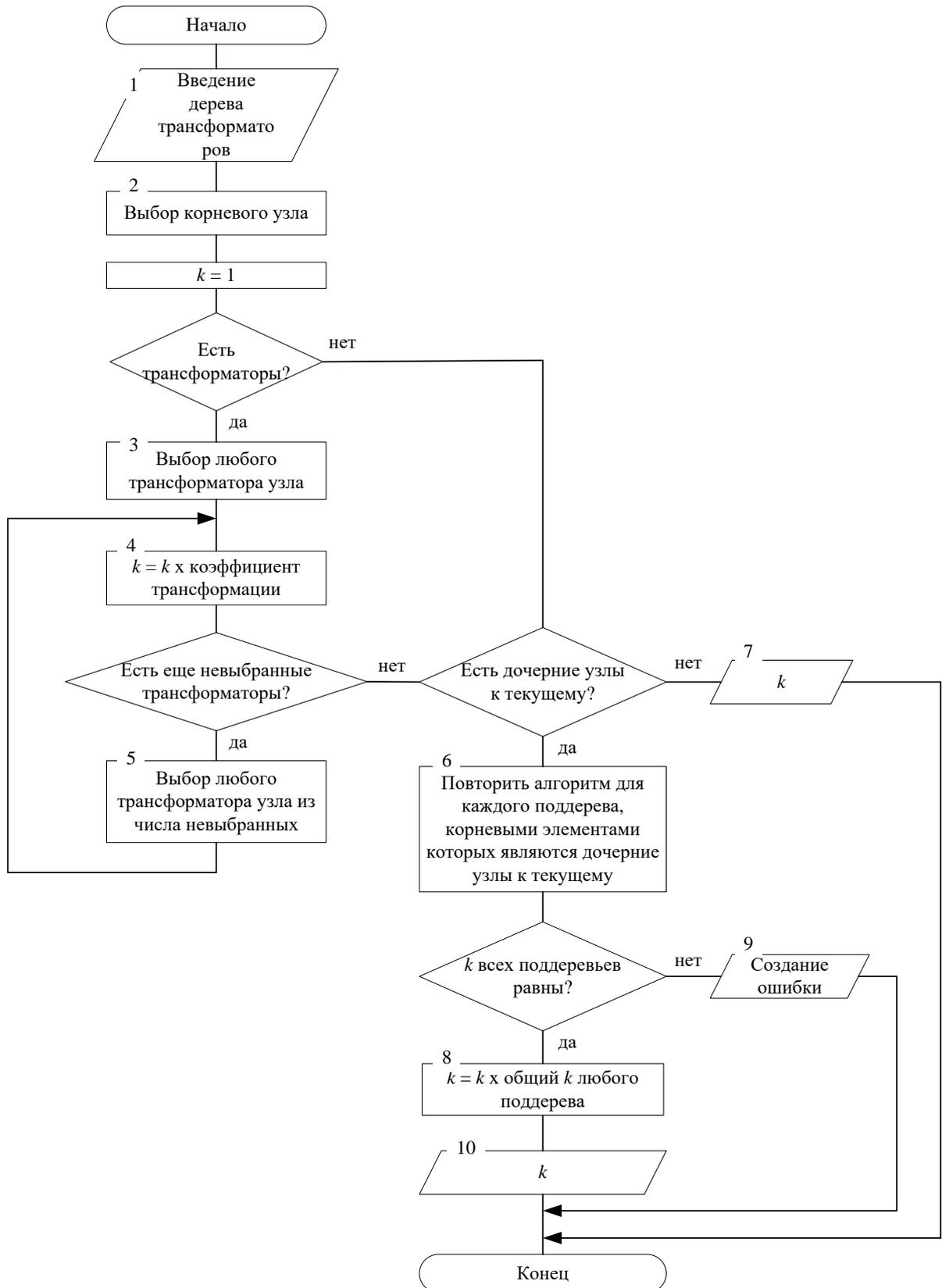


Рисунок А.4 – Алгоритм проверки правильности включения элемента «трансформатор» в схему моделирования

Блок 1. В алгоритм вводится дерево трансформаторов.

Если алгоритм запускается из ветви, то входное дерево – дерево, сопоставленное с данной ветвью.

Если алгоритм запускается из узла дерева трансформаторов, то это будет поддереву, корневым элементов которого является этот узел.

Блок 2. Выбирается корневой узел.

Блок 3. Выбирается любой трансформатор узла.

Блоки 4, 8. Вычисление переменной k , необходимой для расчета суммарного коэффициента трансформации плеча.

Блок 5. Выбирается любой трансформатор узла из тех, что еще не участвовали в выборке.

Блок 6. Алгоритм рекурсивно повторяется для каждого поддереву, корневыми элементами которых являются узлы дочерние для текущего.

Блоки 7, 10. Вывод суммарного коэффициента трансформации плеча.

Если вывод коэффициента k производится для ветви, значит, ошибок в подключении не обнаружено, и схема собрана правильно.

Если вывод в алгоритм коэффициента k производится для узла дерева трансформации, то он может участвовать для расчета k плеча.

Блок 9. Если все суммарные коэффициенты трансформации каждого из плеч данного узла не равны, то это значит, что присутствуют ошибки в подключении трансформаторов в схему. Алгоритм останавливается.

Приложение Б.

**Технологическая карта по ремонту и техническому обслуживанию
электротехнического оборудования**

Приложение В.

Экспертная оценка технического состояния комплектной трансформаторной подстанции КТП-1801 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Установлены следующие цели проведения оценки технического состояния комплектных трансформаторных подстанций:

$$O_T = \{O_1, O_2, O_3\}, \quad (B.1)$$

где O_1 – обеспечение максимума надёжности, O_2 – обеспечение эффективности реализуемых мероприятий и связанных с ними затрат на поддержание технического состояния, O_3 – обеспечение максимума надёжности с учетом ограничений из-за сезонной зависимости.

Экспертная расстановка рангов целей при оценке технического состояния комплектных трансформаторных подстанций представлена в таблице В.1 (число экспертов $N = 5$).

Таблица В.1 – Экспертная расстановка рангов целей при оценке ТС КТП

№ эксперта	Ранги целей		
	r_{O_1}	r_{O_2}	r_{O_3}
1	1	2	3
2	1	2,5	2,5
3	1,5	2	1,5
4	1,5	1,5	2
5	1	2	3
$\sum_{d=1}^5 r_{Ojd}$	6	10	12

Значения весов каждой цели при оценке ТС КТП, вычисленные по выражению (4.2), сведены в таблицу В.2.

Таблица В.2– Экспертная оценка весов для целей при оценке ТС КТП

№	Обозначение цели	Обозначение веса	Значение веса
1	O_1	v_{O_1}	0,4375
2	O_2	v_{O_2}	0,3125
3	O_3	v_{O_3}	0,2500

Нормированные допустимые значения для факторов (параметров),

определяющих ТС КТП, представлены в таблице В.3. Качественному фактору x_3 (состояние индикаторного силикагеля) присвоены следующие значения: 1 – жёлтый цвет, 2 – синий, 3 – красный.

Таблица В.3 – Допустимые значения для факторов, определяющих ТС КТП

Обозначение	Фактор	Допустимые значения	Оптимальное значение
x_1	Уровень масла в баке, м	0,98–1	0,99
x_2	Температура верхних слоёв масла, °С	max. = 90	45
x_3	Состояние индикаторного силикагеля	1–3	2
x_4	Нагрев контактов, °С	max. = 90	45
x_5	Вибрация	0,5–0,7	0,6
x_6	Уровень напряжения, кВ	$U_{\text{лин}} = 0,342–0,418$	0,38

Оптимальные значения факторов находятся в соответствии с выражением (4.8).

Величины отклонения от оптимального значения и границы уровней факторов определяются в соответствии с выражениями (4.9)–(4.12) (при допустимом проценте отклонения $N_{\text{доп}} = 10\%$). Результаты сведены в таблицу В.4.

Таблица В.4 – Определение диапазонов для уровней факторов, определяющих ТС КТП

Нижний уровень (-1)	Средний уровень (0)	Диапазон для верхнего уровня (+1)		Средний уровень (0)	Нижний уровень (-1)
<0,98	0,98–0,989	0,989	0,991	0,991–1	>1
<0	0–40,5	40,5	49,5	49,5–90	>90
<1	1–1,9	1,9	2,1	2,1–3	>1
<0	0–40,5	40,5	49,5	49,5–90	>90
<0,5	0,5–0,59	0,59	0,61	0,61–0,7	>0,7
<0,342	0,342–0,3762	0,3762	0,3838	0,3838–0,418	>0,418

Общая оценка эффективности функционирования КТП, рассчитанная по формуле (4.3), приведена в таблице В.5.

Таблица В.5 – Оценка эффективности функционирования КТП

№ варианта	v_{O_1}	v_{O_2}	v_{O_3}	$E_{k(a)}$
1	0,33	0,2	0	0,23
2	0,33	0	0	0,16
3	0,33	0,5	0	0,33
4	0,33	0	0	0,16
5	1,00	0	0	0,51
6	0,66	0,5	1	0,67
7	0,33	0	0	0,16
8	1,00	1	1	1,00

Коэффициенты функции отклика $\{\beta_i\}$ находятся по формулам (4.13)–(4.14):

$$\mathbf{B}_T = \begin{pmatrix} 0,407469 \\ 0,094768 \\ 0,010612 \\ 0,180612 \\ 0,071713 \\ 0,152501 \\ -0,01413 \end{pmatrix}.$$

Полагая, что ошибка в определении \mathbf{B}_T не должна превышать 5 %, при проверке коэффициентов на значимость по критерию Стьюдента (4.15), все коэффициенты являются значимыми.

Таким образом, функция отклика для КТП имеет следующий вид:

$$P_T(x) = 0,40746 + 0,09476x_1 + 0,01061x_2 + 0,18061x_3 + 0,07171x_4 + 0,15250x_5 - 0,0141x_6 \quad (\text{B.2})$$

Для КТП-1801 значения параметров, характеризующих ТС при различном времени наработки (2004–2005 гг.) представлены в таблице В.6. Для данного типа КТП максимальный нагрев контактов не должен превышать 75°C.

Таблица В.6 – Значения параметров, характеризующих ТС КТП-1801 при различном времени наработки

Параметр	Значения параметра при различном времени наработки						
	{Дата установки}	{Дата1}	{Дата2}	{Дата3}	{Дата4}	{Дата5}	{Дата6}
x_1	0,99	0,9902	0,9904	0,9906	0,9908	0,992	0,9912
x_2	45	47	49	49	53	55	57
x_3	2	2,05	2,1	2,2	2,4	2,6	3,1
x_4	45	46	50	54	58	62	92
x_5	0,6	0,605	0,607	0,609	0,611	0,613	0,72
x_6	0,38	0,381	0,382	0,382	0,382	0,383	0,418

Указанным значениям соответствуют следующие уровни (таблица В.7).

Таблица В.7 – Присвоение уровней значениям параметров, характеризующих ТС КТП-1801

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	{Дата установки}	{Дата1}	{Дата2}	{Дата3}	{Дата4}	{Дата5}	{Дата6}
x_1	1	1	1	1	1	0	0
x_2	1	1	1	1	0	0	0
x_3	1	1	0	0	0	0	-1
x_4	1	1	1	0	0	0	-1
x_5	1	1	1	1	0	0	-1
x_6	1	1	1	1	1	1	0

При подстановке данных из таблицы В.7 в выражение (В.2) имеем следующие значения функции отклика (таблица В.8).

Таблица В.8 – Значения функции отклика для КТП-1801 при различном времени наработки

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	{Дата установки}	{Дата1}	{Дата2}	{Дата3}	{Дата4}	{Дата5}	{Дата6}
P_T	1	0,903545	0,722933	0,65122	0,488107	0,393339	0,002643

В соответствии с формулами (4.16)–(4.19), находятся необходимые параметры для расчёта риска отказов работы КТП (таблица В.9).

Таблица В.9 – Параметры для расчета риска отказов работы КТП-1801 при различном времени наработки

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	{Дата установки}	{Дата1}	{Дата2}	{Дата3}	{Дата4}	{Дата5}	{Дата6}
α	0,04761905	0,05435625	0,06924796	0,07606847	0,09371205	0,10542082	0,16618413
a_1	0,04761905	0,05435625	0,06924796	0,07606847	0,09371205	0,10542082	0,16618413
a_2	0,0952381	0,1016819	0,11429612	0,11946521	0,13144083	0,13846284	0,16648885
a_3	0,14285714	0,14667296	0,15322643	0,15556633	0,16020707	0,16240403	0,16666737
a_4	0,19047619	0,19021196	0,18864966	0,1876196	0,18435935	0,18186121	0,16679414
a_5	0,23809524	0,23270214	0,22167436	0,21696413	0,20557373	0,19854482	0,16689254
a_6	0,28571429	0,27437478	0,25290546	0,24431625	0,22470696	0,21330628	0,16697298
k_1	0,28571429	0,27437478	0,25290546	0,24431625	0,22470696	0,21330628	0,16697298
k_2	0,23809524	0,23270214	0,22167436	0,21696413	0,20557373	0,19854482	0,16689254
k_3	0,19047619	0,19021196	0,18864966	0,1876196	0,18435935	0,18186121	0,16679414
k_4	0,14285714	0,14667296	0,15322643	0,15556633	0,16020707	0,16240403	0,16666737
k_5	0,0952381	0,1016819	0,11429612	0,11946521	0,13144083	0,13846284	0,16648885
k_6	0,04761905	0,05435625	0,06924796	0,07606847	0,09371205	0,10542082	0,16618413

Подставляя необходимые данные из таблиц 4.6, 4.18 и 4.22 в формулу (4.16), находятся с значения риска отказов работы КТП-1801 (таблица В.10).

Таблица В.10 – Значение риска отказов работы КТП-1801 при различном времени наработки

Параметр	Значения параметра в моменты времени						
	{Дата установки}	{Дата1}	{Дата2}	{Дата3}	{Дата4}	{Дата5}	{Дата6}
Риск R_a	0	0,02554819	0,06694096	0,10394137	0,1683401	0,22460632	0,50254969

Приложение Г.

Карта контроля параметров технического состояния воздушных линий электропередачи

Категории контроля:

П – при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии;

К – при капитальном ремонте на энергопредприятии;

С – при среднем ремонте;

Т – при текущем ремонте электрооборудования;

М – между ремонтами.

Таблица Г.1 Контролируемые параметры воздушных линий электропередачи

№ п/п	Тип ЭО	Категории контроля	Параметр	Нормативное значение	Условия съема параметров	Метод	Регламентированная периодичность измерений	Нормативно-техническая документация
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ВЛ	М	Натяжение провода в пролёте	Норма (Н), Провис (ПР), Сильный натяг (Н)		Визуально	Не реже 1 раза в год	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
2	ВЛ	М	Габарит провода над дорогами	Норма – 7 м и более (Н), Ниже нормы – менее 7м (НН)		Визуально	Не реже 1 раза в год	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
3	ВЛ	М	Нагрев элементов ВЛ	Нормальный (Н), Повышенный (П), Аварийный (А)		Тепловизор	По графику, утвержденному гл. инженером	Методика тепловизионного контроля ВЛ
4	ВЛ	М	Вид траверсы	Обычная (ОБ), Повышенная (П)		Визуально		
5	ВЛ	М	Состояние подкосов, оттяжек	Трещины (ТР), Оголенная арматура (ОА), Обрыв проволок (ОП)		Визуально	Не реже 1 раза в год	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
6	ВЛ	М	Состояние траверсы	Ржавая (Р), Отклонение от оси более 100 мм (ОТ)		Визуально	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.20.504-94
7	ВЛ	М	Состояние провода	Ожоги (О), Обрыв проволок (ОП), Сростка в пролёте (СР)		Визуально	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
8	ВЛ	М	Состояние разрядников или ОПН	Норма (Н), Повреждён (П), Отсутствует (ОТ)		Визуально	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
9	ВЛ	М	Состояние кабельной муфты	Норма (Н), Повреждена (П), Отсутствует (ОТ)		Визуально	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
10	ВЛ	М	Вид изоляторов	Подвесные (П), Штыревые (Ш)		Визуально		
11	ВЛ	М	Вид арматуры	Плашка (ПЛ), Натяжная (Н)		Визуально		
12	ВЛ	М	Тип разрядников или ОПН	РВО, ОПН, Импортные (ПИ)		Визуально		
13	ВЛ	М	Маркировка на опорах	Имеется (И), Обновить (О), Отсутствует (ОТ)		Визуально		
14	ВЛ	М	Подкосы, оттяжки	Подкос (П), Оттяжка (О), указать количество		Визуально		
15	ВЛ	М	Состояние изоляторов	Грязь (Г), Сколы (СК)		Визуально	По графику, утвержден- ному гл. инженером	
16	ВЛ	М	Состояние трассы (загущенность)	Слабая – кустарник (СЛ), Средняя – кустарник и деревья до 4 шт. в пролёте (СР), Сильная – более 4 деревьев в пролёте (СН)		Визуально	Не реже 1 раза в 3 года	
17	ВЛ	П, М	Ширина просеки, высота деревьев и кустарников под проводами, расстояние от элементов ВЛ до стволов деревьев и их кроны	Расстояния и ширина просек должны соответствовать ПУЭ и Правилам установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон		Визуально	На ВЛ с неизолированными проводами измерение ширины просеки производится не реже 1 раза в 3 года; высота деревьев и кустарников под проводами – по мере необходимости	ПУЭ, Правила установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
18	ВЛ	П	Заглубление железобетонных опор в грунте, расположение фундаментов металлических опор и железобетонных опор на оттяжках, а также заложение ригелей и расположение анкеров оттяжек	1. Значения на ВЛ 35-750 кВ не должны превышать допусков, приведенных в РД 34.45-51.300-97 [табл.30.1] и в проектах конкретных ВЛ 2. Заглубление в грунт железобетонных опор ВЛ 0,38-20 кВ должно быть не менее 1,5 м для ВЛ 0,38 кВ и 1,7 м для ВЛ 6-20 кВ	Измерения выполняются на 2-3% общего количества установленных опор, на всех сложных опорах и на 20% промежуточных опор	В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Выборочные измерения, по графику, утвержденному гл. инженером	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.2.1, табл. 30.1], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94, проекты конкретных ВЛ

Продолжение таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
19	ВЛ	П, М	Размеры сколов и трещин фундаментов и отклонения размещения анкерных болтов, а также их размеров	Значения не должны превышать приведенные в РД 34.20.504-94		В соответствии с РД 34.20.504-94	Не реже 1 раз в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.2.2], РД 34.20.504-94
20	ВЛ	П, М	Отклонение конца траверсы от горизонтальной оси (длина траверсы <i>L</i>)	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл.30.2] и СНиП 3.05.06-85		В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.3, табл. 30.2], РД 34.20.504-94, СНиП 3.05.06-85
21	ВЛ	П, М	Смещение опоры вдоль оси ВЛ	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл.30.2] и СНиП 3.05.06-85		В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.3, табл. 30.2], РД 34.20.504-94, СНиП 3.05.06-85
22	ВЛ	П, М	Смещение опоры поперек оси ВЛ	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл.30.2] и СНиП 3.05.06-85		В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.3, табл. 30.2], РД 34.20.504-94, СНиП 3.05.06-85
23	ВЛ	П, М	Смещение опоры перпендикулярно оси ВЛ (выход из створа)	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл.30.2] и СНиП 3.05.06-85		В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.3, табл. 30.2], РД 34.20.504-94, СНиП 3.05.06-85
24	ВЛ	П, М	Прогибы металлоконструкций опор	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.1]	Производится при обнаружении во время осмотров деформации элементов металлоконструкций	Визуально	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.1]
25	ВЛ	П, М	Тяжение в тросовых оттяжках опор	Не должно отличаться от предусмотренного проектом более чем на 20%	Скорость ветра не более 8 м/с и отклонение положения опор в пределах, приведенных в РД 34.45-51.300-97 [табл. 30.2]	В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости (по результатам осмотра опор)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.2], РД 34.20.504-94
26	ВЛ	М	Коррозионный износ металлических элементов опор	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.3]	В зонах V-VII-й степеней загрязненности атмосферы	В соответствии с РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.3], РД 34.20.504-94
27	ВЛ	П, М	Коэффициенты дефектности железобетонных опор и приставок	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл. 30.3]		В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.4], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
28	ВЛ	П, М	Геометрические размеры деревянных деталей опор (степень внешнего и внутреннего загнивания деталей опор)	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.5]	В соответствии с РД 34.20.504-94	В соответствии с РД 34.20.504-94	В соответствии с РД 34.20.504-94	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.4.5], РД 34.20.504-94
29	ВЛ	П, К, М	Расстояние от проводов и тросов до поверхности земли и др. объектов	Измеренные расстояния должны удовлетворять требованиям ПУЭ	Измерения производятся после воздействия на ВЛ предельных токовых нагрузок, механических нагрузок и температуре окружающего воздуха выше расчетных значений	В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет на пересечениях и сближениях. При категории контроля «К» измерения производятся после замены, перемонтажа или перетяжки проводов (их участков)	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.1], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94, ПУЭ

Окончание таблицы Г.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
30	ВЛ	П, М	Расстояние от стрел провеса проводов и грозозащитных тросов до элементов опор и между проводами	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.2]	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.2]	В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет: на ВЛ 6-20 кВ в 1-2% пролетов, на ВЛ 35-220 кВ в 3-5%, на ВЛ 330-750 кВ в 1% пролетов	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.2], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94
31	ВЛ	М	Площадь сечения проводов и грозозащитных тросов	В соответствии с РД 34.20.504-94		В соответствии с РД 34.20.504-94		РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.3], РД 34.20.504-94
32	ВЛ	П, К, М	Переходное сопротивление проводов и грозозащитных тросов	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 31.4.2]		В соответствии с РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.5.4, п. 31.4.2], РД 34.20.504-94
33	ВЛ	П, К	Сопротивление подвешенного изолятора	Не менее 300 МОм	Только при положительной температуре окружающего воздуха. При монтаже изоляторов – непосредственно перед установкой изоляторов	В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.6.1], РД 34.20.504-94
34	ВЛ	П, К	Сопротивление штыревого изолятора	В соответствии с РД 34.20.504-94, техническим паспортом на изолятор	Только при положительной температуре окружающего воздуха. При монтаже изоляторов – непосредственно перед установкой изоляторов	В соответствии с РД 34.20.504-94	По мере необходимости	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.6.1], РД 34.20.504-94
35	ВЛ	М	Распределение напряжения по изоляторам	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [табл. 30.4]	На ВЛ, находящейся под напряжением, при положительной температуре окружающего воздуха	Измерительная штанга или штанга с постоянным искровым промежутком	В соответствии с РД 34.20.504-94	РД 34.45-51.300-97 [п. 30.6.2], РД 34.20.504-94
36	ВЛ	П, М	Состояние линейной арматуры	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.7]		Визуально		РД 34.45-51.300-97 [п. 30.7]
37	ВЛ	П, К, М	Переходное сопротивление заземляющего устройства	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 30.8, табл. 28.1]	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 28.4]	В соответствии с РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94	Не реже 1 раза в 6 лет	РД 34.45-51.300-97 [пп. 28.1-28.4, 30.8], РД 153-34.3-20.662-98, РД 34.20.504-94, ПУЭ
38	ВЛ	П, К, М	Внутренний искровой промежуток трубчатого разрядника	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 22.4]		В соответствии со Сборником методических пособий по контролю состояния электрооборудования.	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 34.45-51.300-97 [пп. 22.4, 30.9], Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования, ПУЭ
39	ВЛ	П, К, М	Внешний искровой промежуток трубчатого разрядника	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [п. 22.5, табл. 22.1]		В соответствии со Сборником методических пособий по контролю состояния электрооборудования.	По графику, утвержденному гл. инженером	РД 34.45-51.300-97 [пп. 22.5, 30.9, табл. 22.1], Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования, ПУЭ

Приложение Д.

Сравнение экспериментальных и модельных данных для разработанных имитационных моделей энергетических установок

Сравнение экспериментальных и модельных данных для нелинейной модели газоперекачивающего агрегата

Наброс нагрузки.

Исследование проводилось путем подачи на вход модели ГПА экспериментальных значений угла дозатора топлива и мощности нагрузки. Время моделирования составило 79,9 секунд, шаг сохранения данных эксперимента – 0,1 секунда.

На рисунках Д.1, Д.2 и Д.3 приведены зависимости частоты вращения ротора турбокомпрессора, частоты вращения ротора свободной турбины и расхода топлива ГПА от времени переходного процесса, полученные экспериментально и при моделировании.

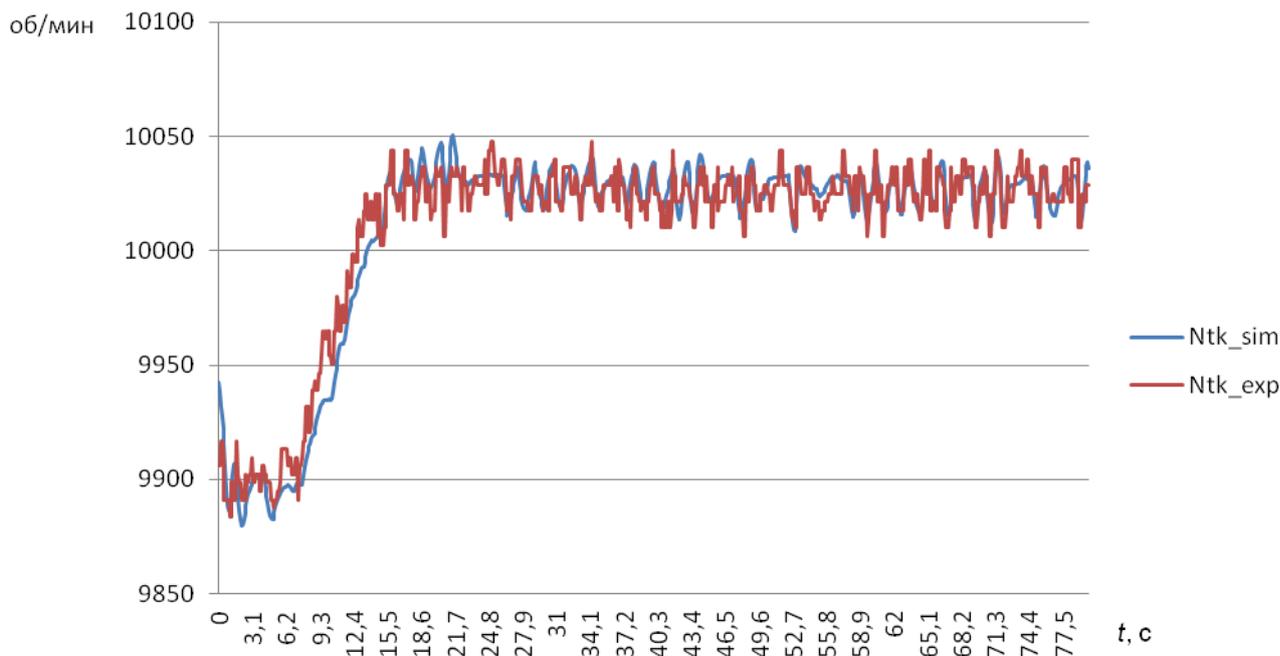


Рисунок Д.1 – Зависимость частоты вращения ротора турбокомпрессора ГПА от времени переходного процесса при набросе нагрузки (красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

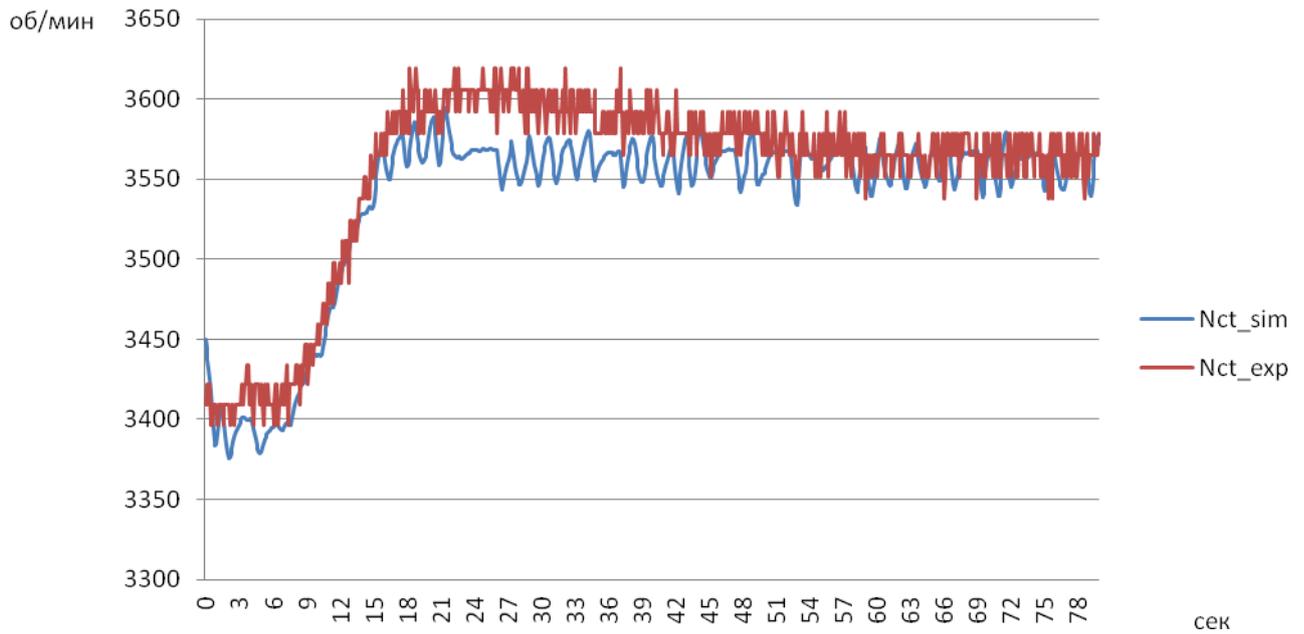


Рисунок Д.2 – Зависимость частоты вращения ротора свободной турбины ГПА от времени переходного процесса при набросе нагрузки (красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

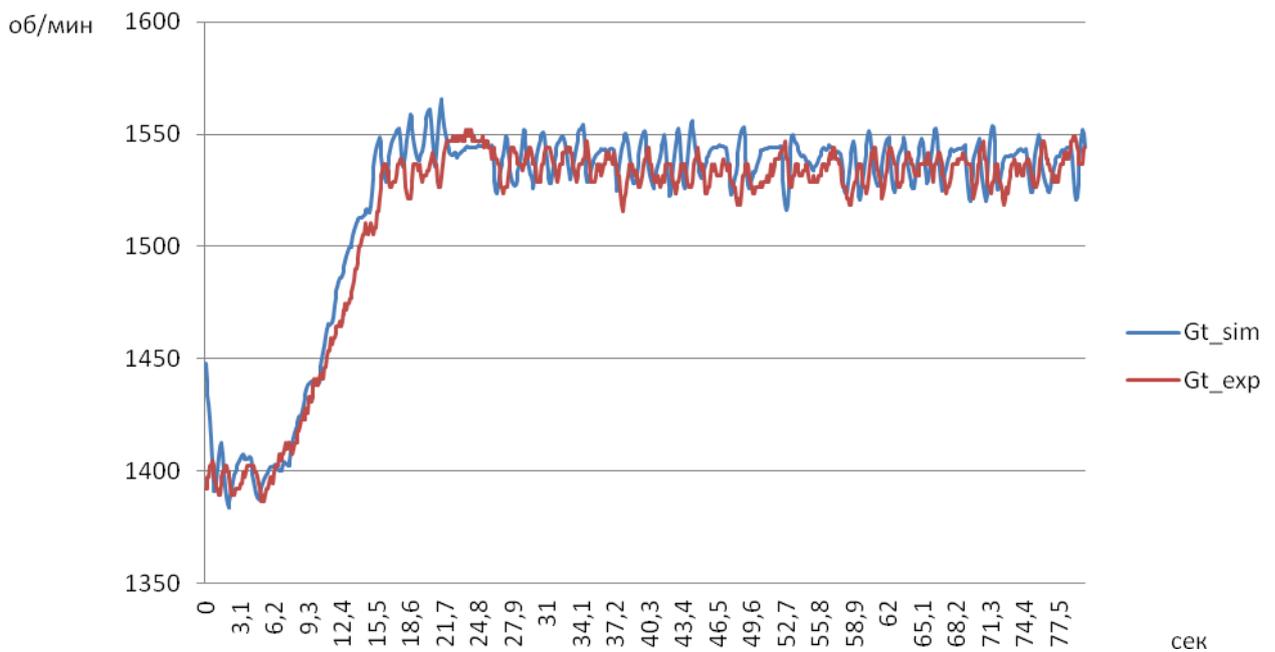


Рисунок Д.3 – Зависимость расхода топлива ГПА от времени переходного процесса при набросе нагрузки (красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

Коэффициент несовпадения Тейла для частот вращения роторов турбокомпрессора и свободной турбины составляет соответственно 0,046 % и 0,333 %.

Коэффициент несовпадения Тейла для расхода топлива составляет 0,417 %.

Сброс нагрузки.

Исследование проводилось путем подачи на вход модели ГПА экспериментальных значений угла дозатора топлива и мощности нагрузки. Время моделирования составило 299,9 секунд, шаг сохранения данных эксперимента – 0,1 секунда.

На рисунках Д.4, Д.5 и Д.6 приведены зависимости частоты вращения ротора турбокомпрессора, частоты вращения ротора свободной турбины и расхода топлива ГПА от времени переходного процесса, полученные экспериментально и при моделировании.

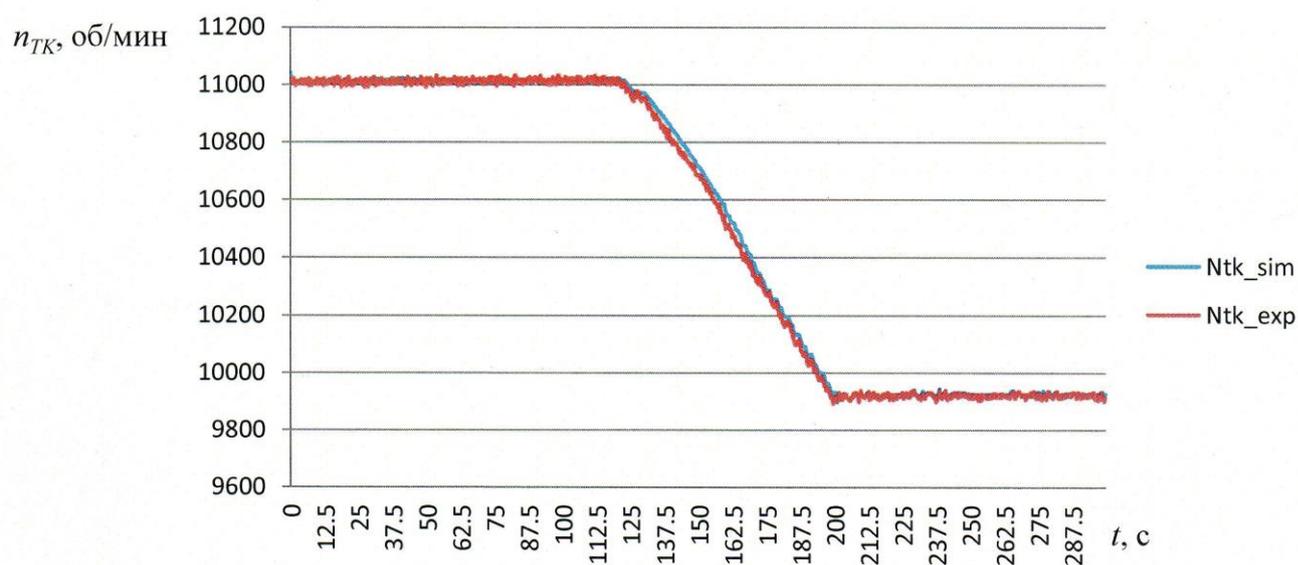


Рисунок Д.4 – Переходный процесс частоты вращения ротора турбокомпрессора

ГПА при сбросе нагрузки

(красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

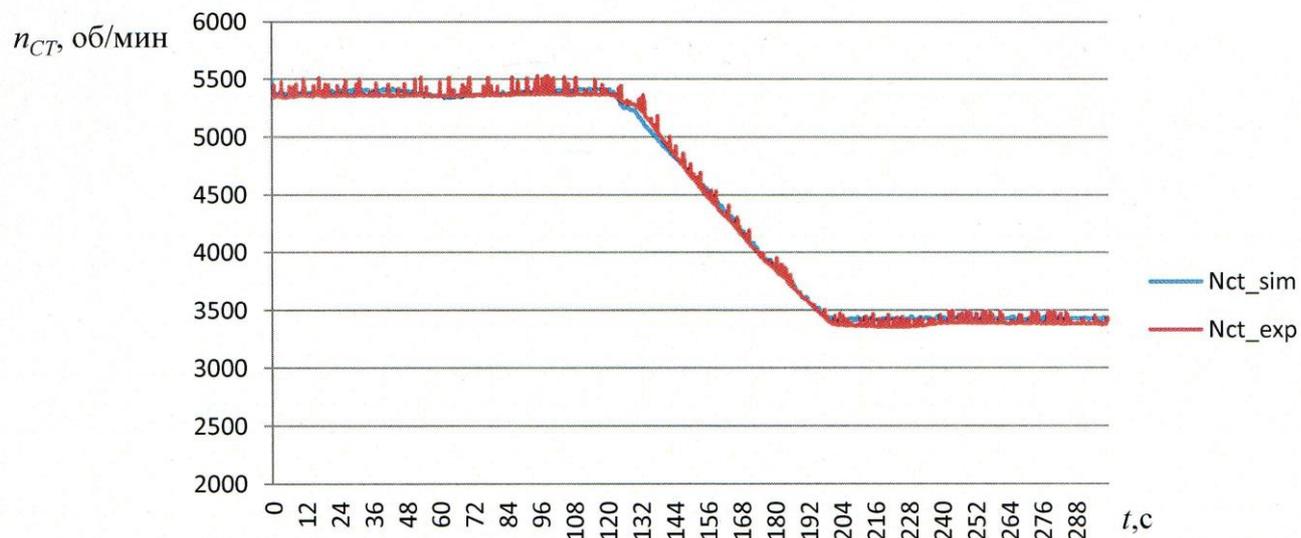


Рисунок Д.5 – Переходный процесс частоты вращения ротора свободной турбины ГПА при сбросе нагрузки (красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

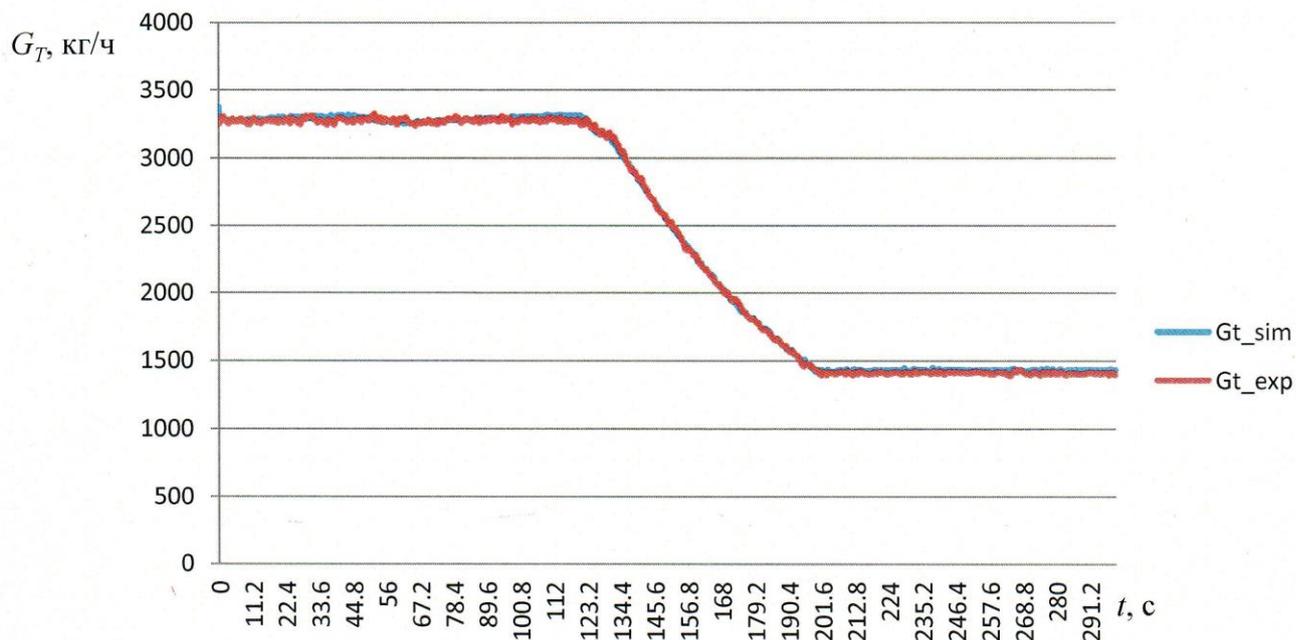


Рисунок Д.6 – Переходный процесс расхода топлива ГПА при сбросе нагрузки (красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

Коэффициент несовпадения Тейла для частот вращения роторов турбокомпрессора и свободной турбины составляет соответственно 0,044 % и 0,500 %.

Коэффициент несовпадения Тейла для расхода топлива составляет 0,365 %.

По результатам расчета значений коэффициента несовпадения Тейла для основных сравниваемых параметров можно сделать вывод об адекватности построенной нелинейной модели ГПА. Все значения коэффициента несовпадения Тейла не превышают единицы, значит, параметры определенные экспериментально и рассчитанные по модели имеют приемлемую сходимость.

Сравнение экспериментальных и модельных данных для нелинейной модели микротурбины *Capstone C-30*

Наброс нагрузки.

Исследование проводилось путем подачи на вход модели микротурбины *Capstone C-30* экспериментальных значений угла дозатора топлива и мощности нагрузки. Время моделирования составило 300 секунд, шаг сохранения данных эксперимента – каждые 2 секунды.

На рисунках Д.7 и Д.8 приведены зависимости частоты вращения свободной турбины и расхода топлива от времени переходного процесса, полученные экспериментально и при моделировании.

Коэффициент несовпадения Тейла для частоты вращения свободной турбины составляет 0,355 %.

Коэффициент несовпадения Тейла для расхода топлива составляет 2,29 %.

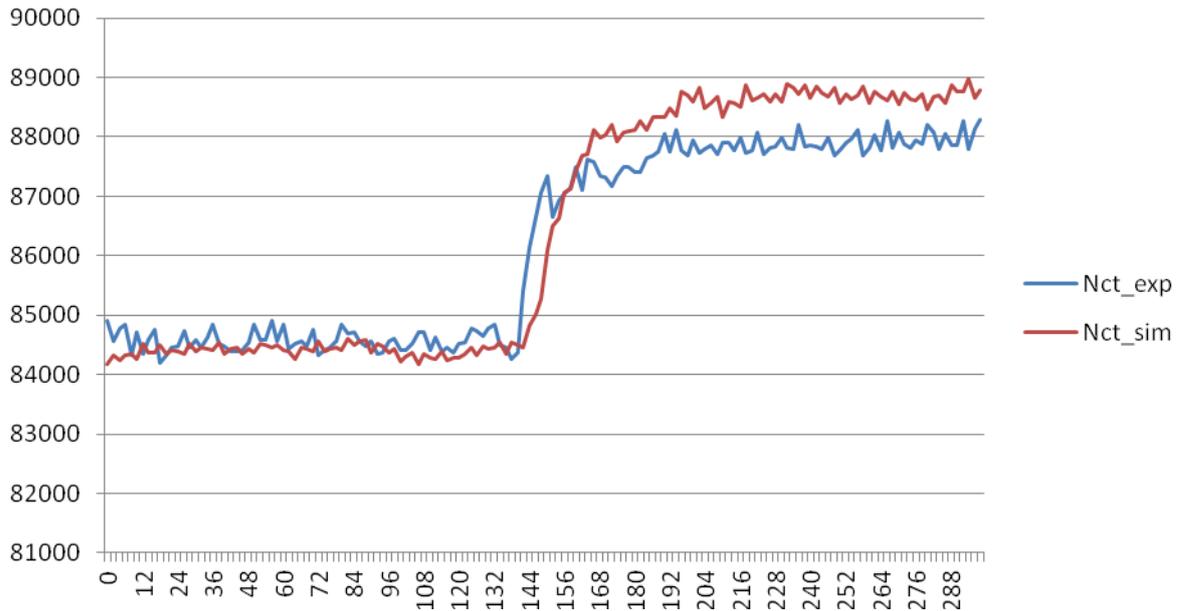


Рисунок Д.7 – Переходный процесс частоты вращения свободной турбины *Capstone C-30* при набросе нагрузки
(красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

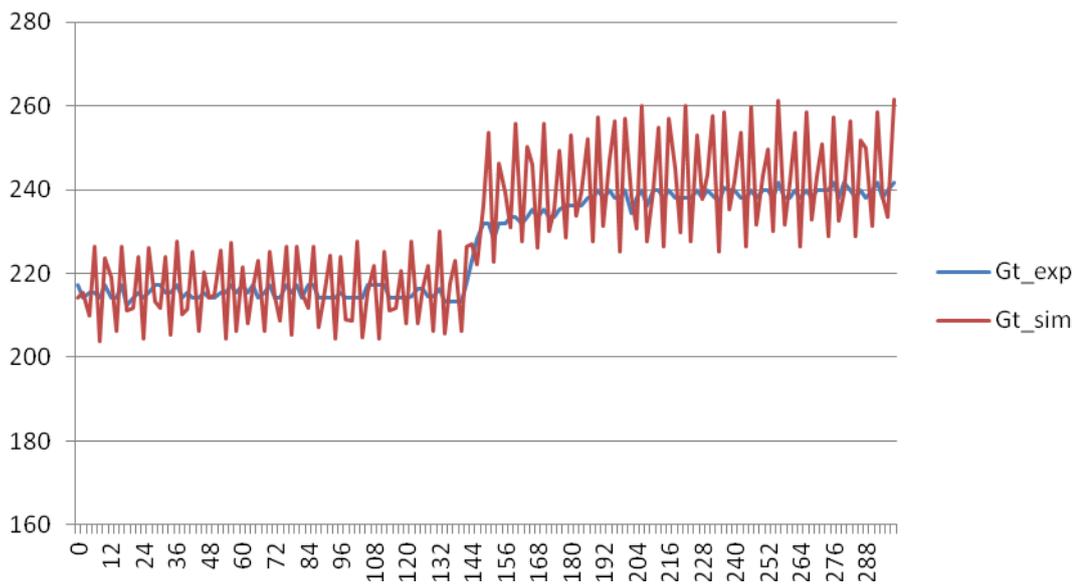


Рисунок Д.8 – Переходный процесс расхода топлива *Capstone C-30* при набросе нагрузки (красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

Сброс нагрузки

Исследование проводилось путем подачи на вход модели микротурбины экспериментальных значений угла дозатора топлива и мощности нагрузки. Время моделирования составило 398 секунд, шаг сохранения данных эксперимента – каждые 2 секунды.

На рисунках Д.9 и Д.10 приведены зависимости частоты вращения свободной турбины и расхода топлива от времени переходного процесса, полученные экспериментально и при моделировании.



Рисунок Д.9 – Переходный процесс частоты вращения свободной турбины

Capstone C-30 при сбросе нагрузки

(красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

Коэффициент несовпадения Тейла для частоты вращения свободной турбины составляет 0,444 %.

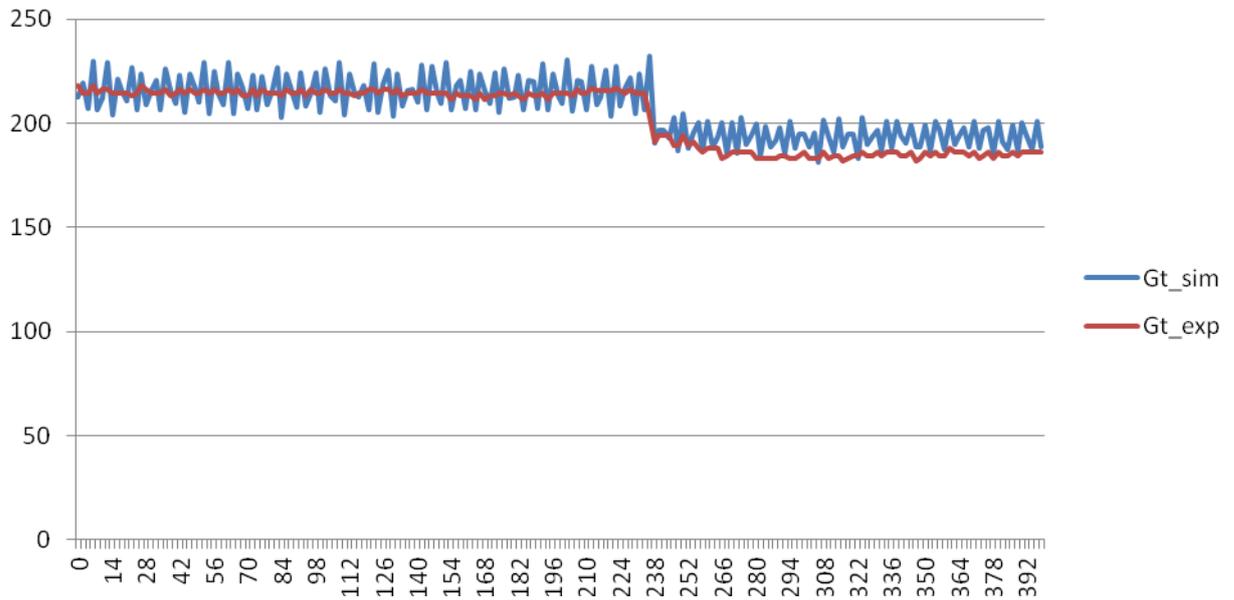


Рисунок Д.10 – Переходный процесс расхода топлива *Capstone C-30* при сбросе нагрузки (красная линия – экспериментальная, синяя – модельная)

Коэффициент несовпадения Тейла для расхода топлива составляет 2,02.

По результатам расчета значений коэффициента несовпадения Тейла для основных сравниваемых параметров можно сделать вывод об адекватности построенной нелинейной модели микротурбины *Capstone*.

Приложение Е. Пример оценки качества разработанных программно-технических средств, обеспечивающих повышение эффективности функционирования электротехнических комплексов

Карта качества № _____ (1) ПС _____ (2)											
Дата: _____ (3)			Разработчик _____ (6)								
			Вид испытаний (ненужное зачеркнуть)			Автономн.(4) Комплексн.(5)					
Краткое наименование темы: (7)				Обозначение ПС или его составляющих (8)				Наименование объектов оценки (9)			
								Действует совместно с картами качества (10)			
Таблица 1 – Оценка качества ПС											
Факторы качества			Критерии качества			Метрики			Оценочные элементы		
Обозначение (11)	Весовой коэффициент (12)	Вычисленное значение (13)	Обозначение (14)	Весовой коэффициент (15)	Вычисленное значение (16)	Обозначение (17)	Весовой коэффициент (18)	Вычисленное значение (19)	Обозначение (20)	Лингвистическое значение (21)	Числовое значение (22)
1. Надежность	7	0,76	1.1	7	0,76	1.1.1	7	0,76	1.1.1.1	Хорошо	0,76
				7			1.1.1.4		То же	0,76	
				7			1.1.1.5		“	0,76	
				7			1.1.1.6		“	0,76	
				7			1.1.1.7		“	0,76	
				6		1.1.3	7	0,76	1.1.3.4	“	0,76
2. Сопровождаемость	7	0,78	2.2	6	0,78	2.2.2	7	0,78	2.2.2.1	Большой	0,78
				7			2.2.2.3		То же	0,78	
				7			2.2.3	6	0,78	2.2.3.1	Хорошо

Окончание таблицы 1

Факторы качества			Критерии качества			Метрики			Оценочные элементы							
Обозначение (11)	Весовой коэффициент (12)	Вычисленное значение (13)	Обозначение (14)	Весовой коэффициент (15)	Вычисленное значение (16)	Обозначение (17)	Весовой коэффициент (18)	Вычисленное значение (19)	Обозначение (20)	Лингвистическое значение (21)	Числовое значение (22)					
3. Удобство применения	6	0,77	3.2	6	0,77	3.2.2	7	0,76	3.2.2.3	Хорошо	0,76					
							6		3.2.2.4	То же	0,76					
							7		3.2.2.5	“	0,76					
							7		3.2.2.6	“	0,76					
				7		3.2.4	6	0,78	3.2.4.1	Большой	0,78					
	6		0,77	3.3	7	0,77	3.2.5	7	0,76	3.2.5.1	Хорошо	0,76				
								7		3.2.5.2	То же	0,76				
					6		0,77	3.3	7	0,77	3.3.1	7	0,76	3.3.1.1	Хорошо	0,76
									6			7		3.3.1.2	То же	0,76
									7			6		0,78	3.3.2.1	Большой
4.Эффективность	7	0,69	4.3	7	0,69	4.3.1	7	0,52	4.3.1	Средний	0,52					
				7		4.3.2	7	0,77	4.3.2	Малый	0,77					
				7		4.3.4	7	0,77	4.3.4	То же	0,77					
				7		5.1	7	0,78	5.1.5	6	0,78	5.1.5.1	Большой	0,78		
5. Универсальность	7	0,73	5.3	6	0,68	5.3.1	7	0,78	5.3.1.3	То же	0,78					
				6		5.3.2	8	0,52	5.3.2.1	Средний	0,52					
				6		5.3.3	7	0,64	5.3.3.1	Хорошо	0,76					
							7		5.3.3.6	Средний	0,52					
				7		0,76	5.3.4	7	0,76	5.3.4.1	Хорошо	0,74				
								6		5.3.4.3	Большой	0,78				
				6. Корректность		6	0,76	6.2	7	0,77	6.2.4	7	0,77	6.2.4.1	Малый	0,77
7	6.2.4.4	Хорошо	0,76													
7	6.4	7	0,76		6.4.2	6		0,76	6.4.2.1	То же	0,76					

Таблица 2 – Оценка качества эксплуатационной документации

Факторы качества			Критерии качества			Метрики			Оценочные элементы			
Обозначение (11)	Весовой коэффициент (12)	Вычисленное значение (13)	Обозначение (14)	Весовой коэффициент (15)	Вычисленное значение (16)	Обозначение (17)	Весовой коэффициент (18)	Вычисленное значение (19)	Обозначение (20)	Лингвистическое значение (21)	Числовое значение (22)	
1.Корректность	6	0,78	1.2	6	0,78	1.2.3	6	0,78	1.2.3.1	Большой	0,78	
2. Удобство применения	7	0,77	2.1	6	0,77	2.1.1	6	0,78	2.1.1.1	Большой	0,78	
							6		2.1.1.3	То же	0,78	
							7		2.1.1.8	“	0,78	
							7		2.1.1.9	“	0,78	
							6		2.1.1.10	“	0,78	
							6		2.1.1.11	“	0,78	
							5		2.1.1.12	“	0,78	
							7		2.1.1.13	“	0,78	
							2.1.2		6	2.1.2.1	Большой	0,78
									6	2.1.2.2	Хорошо	0,76
			7	2.1.2.3		“		0,78				
			7	2.1.2.4		Малый		0,77				
			7	2.1.2.6		То же		0,77				
			8	2.1.2.7		Хорошо		0,76				
			6	2.1.2.9		То же		0,76				
			6	2.1.2.10		“		0,76				
			7	2.1.2.11		“		0,78				
			2.1.4	6		2.1.4.1		Хорошо	0,76			
				7		2.1.4.4	Большой	0,78				
				7		2.1.4.5	Хорошо	0,76				

Таблица 3 – Показатели качества			Испытатели:		Разработчики	
			(подпись)	(фамилия)	(подпись)	(фамилия)
1. Комплексный показатель качества ПС	$K_{\text{ПС}}$	0,75	_____	_____	_____	_____
2. Комплексный показатель качества документации	$K_{\text{ДОК}}$	0,77	_____	_____	_____	_____
			_____	_____	_____	_____

Приложение Ж.
Материалы, подтверждающие внедрение результатов
диссертационной работы



УТВЕРЖДАЮ
Первый Заместитель Генерального
директора – Главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
О.В. Третьяков
2014 г.

А К Т

внедрения результатов диссертационной работы
канд. техн. наук, доцента Петроченкова А. Б.,
представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, начальник Отдела Главного энергетика -
Главный энергетик ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» Шамаев В.А., ведущий
инженер Отдела Главного энергетика ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
Гладков В.К., составили настоящий акт о том, что в цехах добычи нефти и
газа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» внедрены результаты диссертационной
работы кандидата технических наук доцента Петроченкова А.Б. в части
реализации методологии оценки состояний и моделирования режимов
функционирования электротехнических комплексов цехов добычи нефти и
газа и внедрения системы информационной поддержки управления
жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-
ПЕРМЬ» (Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ
№ 2007611452 от 06.04.2007 г. РОСПАТЕНТ, договор № 2004/187 на
выполнение НИР между ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и Пермским
государственным техническим университетом).

Указанная система информационной поддержки управления
жизненным циклом электротехнического оборудования ООО «ЛУКОЙЛ-
ПЕРМЬ» используется с 2005 года.

Для ЦДНГ-10 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» экономический эффект от
перехода на систему обеспечения по техническому состоянию
электротехнического оборудования в рамках предложенного подхода составил
в 2005 году 16 % (в абсолютном выражении – 3,050 млн.руб.) (на основании
«Технико-экономического обоснования перехода от системы планово-
предупредительного ремонта к системе обслуживания по техническому
состоянию в электроустановках ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» от 26.02.2005).

Начальник Отдела Главного энергетика –
Главный энергетик ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В.А. Шамаев

Ведущий инженер Отдела Главного энергетика
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В.К. Гладков



УТВЕРЖДАЮ:

Начальник испытательного полигона

ПАО «Протон-ПМ»

М.С. Окулов

«21» 2019 г.

А К Т

ВНЕДРЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ КАНДИДАТА ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК, ДОЦЕНТА ПЕТРОЧЕНКОВА А. Б. «ТЕОРИЯ, МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПРЕДПРИЯТИЙ МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ ОТРАСЛИ», ПРЕДСТАВЛЕННОЙ НА СОИСКАНИЕ УЧЕНОЙ СТЕПЕНИ ДОКТОРА ТЕХНИЧЕСКИХ НАУК

Мы, нижеподписавшиеся, исполняющий обязанности заместителя главного инженера по испытаниям Теплоухов А.М., заместитель главного энергетика Мальцев П.Л., начальник отдела АСУТП Зырянов А.Б. составили настоящий акт о том, что на испытательном полигоне ПАО «Протон-ПМ» внедрены результаты диссертационной работы кандидата технических наук, доцента Петроченкова А.Б., а именно: в части подсистемы испытаний энергетических установок, испытания и настройки систем автоматического управления (САУ) энергетических установок на имитационной динамической многорежимной модели электроэнергетической системы (в составе программного комплекса «ЭлектроДин»), а также в части алгоритмического, программного и технического обеспечения жизненного цикла испытаний наукоемких изделий на основе единого центра управления.

Разработанная имитационная динамическая многорежимная модель электроэнергетической системы используется с 2010 года на испытательном полигоне ПАО «Протон-ПМ» для испытания газотурбинных электростанций, испытания и настройки систем автоматического управления газотурбинных установок во всех режимах работы электростанций (автономно, параллельно, на мощную сеть). Использование предложенных Петроченковым А.Б. моделей взаимодействия энергетических установок и структурных элементов электроэнергетических систем произвольной конфигурации позволило усовершенствовать алгоритмы полунатурных и модельных испытаний

газотурбинных установок и САУ энергетических установок, сделать их более адаптивными к требованиям, связанных со спецификой эксплуатации газотурбинных установок в конкретных электроэнергетических системах.

Исполняющий обязанности
заместителя главного инженера
по испытаниям

А.М. Теплоухов

Заместитель главного энергетика

П.Л. Мальцев

Начальник отдела АСУТП



А.Б. Зырянов

Министерство науки и высшего образования
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
ПЕРМСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ
(ПНИПУ)



УТВЕРЖДАЮ:
Первый проректор,
д. т.н., профессор
Н.А. Шевелев
« 11 » сентября 2019 г.

А К Т

о внедрении в учебный процесс Пермского национального исследовательского политехнического университета результатов диссертационной работы кандидата технических наук, доцента Петроченкова А. Б. «Теория, методы и средства повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Мы, нижеподписавшиеся, декан электротехнического факультета, к.т.н., доцент Костыгов А.М., декан факультета химических технологий, промышленной экологии и биотехнологий, д.т.н., профессор Рябов В.Г. составили настоящий акт о том, что в учебный процесс электротехнического факультета (каф. «Микропроцессорные средства автоматизации», каф. «Конструирование и технологии в электротехнике», каф. «Электротехника и электромеханика»), горно-нефтяного факультета (каф. «Горная электромеханика»), факультета химических технологий, промышленной экологии и биотехнологий (каф. «Оборудование и автоматизация химических производств»), аэрокосмического факультета (каф. «Ракетно-космическая техника и энергетические системы»), а также филиала ПНИПУ в г. Березники (каф. «Автоматизация технологических процессов»), филиала ПНИПУ в г. Лысьва (кафедра естественнонаучных дисциплин), филиала ПНИПУ в г. Чайковский (каф. «Автоматизация, информационные и инженерные технологии») внедрены результаты диссертационной работы к.т.н., доцента Петроченкова А.Б. в части:

- модификации метода и алгоритмов оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли,

- разработки технологических карт по техническому обслуживанию и ремонту электротехнического оборудования;

- разработки и программной реализации алгоритмов информационной поддержки эффективного функционирования электротехнических комплексов,
- разработки учебных пособий (в том числе с грифом УМО) и электронных образовательных ресурсов.

В лекционных курсах дисциплин «Основы электроснабжения», «Производственное оборудование и его эксплуатация», «Системы управления электроприводами», «Интегрированные системы проектирования и управления», «Электрические машины» используются разработанные Петроченковым А.Б. метод моделирования режимов электроэнергетических систем, база моделей элементов электротехнических комплексов, методики расчета параметров схем замещения синхронных и асинхронных двигателей, методика формирования функций эффективности электротехнического и технологического оборудования предприятий, методика оценки этапов жизненного цикла элементов электротехнических комплексов.

При проведении лабораторных, практических занятий и курсового проектирования при подготовке студентов по образовательным программам бакалавриата и магистратуры по направлениям «Электроэнергетика и электротехника» и «Автоматизация технологических процессов и производств» используются разработанные программные комплексы «Энергетика», «ЭнергоСовет», «Расчет устойчивости систем электроснабжения», «Комплекс математических моделей электрогенератора и электросети», «Система управления базой данных технического обслуживания и ремонта электродвигателей», «Forecast Models Analysis», «ЭлектроДин», электронный образовательный ресурс «База данных и система управления базой данных «Energy Data Ware».

Декан
электротехнического факультета,
к.т.н., профессор



А.М. Костыгов

Декан факультета химических технологий,
промышленной экологии и биотехнологий
д.т.н., профессор



В.Г. Рябов



СПРАВКА

об использовании результатов диссертационной работы доцента, кандидата технических наук Петроченкова Антона Борисовича «Теория, методы и средства повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

В диссертационной работе Петроченкова А.Б. приведены метод и алгоритмы оперативного расчета стационарных и квазистационарных режимов систем электроснабжения и иерархическая структура и база моделей элементов электротехнических комплексов, используемые при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры. Разработаны принципы и способы повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов с отражением временного и факторного аспектов для эффективных оценок и прогноза состояния электрооборудования.

Полученные результаты использованы при разработке «Программы и схемы развития электроэнергетики Пермского края на 2020-2024 годы» в следующих разделах:

- 4.6. Выполнение расчетов электроэнергетических режимов для формирования предложений по развитию электрической сети Пермского края.
- 4.7. Предложения по развитию электрических сетей напряжением 110 кВ и выше на территории Пермского края.
- 4.8. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше.
- 4.9. Формирование перечня электросетевых объектов напряжением 110 кВ и выше, рекомендуемых к вводу, в том числе для устранения "узких мест" в электрической сети напряжением 110 кВ и выше.
- 4.11. Разработка карт-схем вариантов развития электрических сетей Пермского края.
- 4.13. Мероприятия по развитию электросетевого комплекса 6-35 кВ.
- 5. Программа перспективного развития электроэнергетики Пермского края на 2020-2024 годы.

Начальник отдела регулирования
электроэнергетики и газоснабжения
управления топливно-энергетического комплекса

А.С. Бабиян

Ведущий консультант отдела регулирования
электроэнергетики и газоснабжения
управления топливно-энергетического комплекса

А.С. Никитин



УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ООО «Спутник-Комплектация»
А.В. Чекменёв
«23» августа 2019 г.

Справка

об использовании результатов диссертационной работы доцента, кандидата технических наук Петроченкова А. Б. «Теория, методы и средства повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли»

Результаты диссертационной работы доцента Петроченкова А.Б. «Теория, методы и средства повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли» в части базы моделей элементов электротехнических комплексов, используемых при автоматизированном формировании математического описания электротехнических систем сложной структуры, и метода и алгоритмов оперативного анализа режимов функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли приняты к использованию при исследовании режимов электропотребления и оптимизации потребления реактивной мощности предприятий ОАО "Уралоргсинтез", ОАО "Омский нефтеперерабатывающий завод", ООО "Пермнефтегазпереработка", ОАО "Красноярский завод синтетического каучука", ОАО "Уральский научно-исследовательский институт композиционных материалов", ООО "Тобольск-Нефтехим", ПАО «Уралкалий».

Использование результатов диссертационной работы Петроченкова А.Б. позволило автоматизировать и визуализировать процессы расчетов, сократить затраты времени на проведение расчетов, построить программные комплексы для проведения расчетов систем электроснабжения произвольной конфигурации и состава структурных элементов.

Технический директор

Ю.А. Гагарин

Зам. технического директора

Р.Ю. Шапранов



Solution Partner
Automation

SIEMENS



Система менеджмента
качества соответствует
СТО Газпром 9001



ул. Мусы Джалиля, 32, г. Бугульма,
Республика Татарстан, 423236

Муса Жәлил ур., 32, Бөгелмә шәһәре,
Татарстан Республикасы, 423236

Телефон: 8(85594) 7-86-27, факс: 8(85594) 7-85-02, e-mail: info@tatnipi.ru, http://www.tatnipi.ru
ИНН 1644003838, КПП 164502001, р/с 40702810400090001890 в филиале Банковский центр ТАТАРСТАН
ПАО Банк «Зенит» г. Казань, к/с 30101810200000000702, БИК 049205702

*Документ создан и подписан в электронной форме
Реквизиты документа и листа согласования указаны в
нижнем колонтитуле*

**Заведующему кафедрой МСА ПНИПУ
Петроченкову А.Б.**

Справка о внедрении результатов диссертационной работы
доцента Петроченкова А. Б. для предоставления в
диссертационный совет по защите докторских диссертаций
по месту предьявления

614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29
E-mail: pab@msa.pstu.ru

СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационной работы канд. техн. наук, доцента Петроченкова А. Б. «Теория, методы и средства повышения эффективности функционирования электротехнических комплексов предприятий минерально-сырьевой отрасли», представленной на соискание ученой степени доктора технических наук

Настоящая справка подтверждает, что результаты диссертационной работы канд. техн. наук, доцента Петроченкова А.Б., а именно, методы, принципы и способы обеспечения эффективности функционирования электротехнических комплексов, позволяющие с применением энергоинформационного моделирования учитывать временной и факторный аспекты условий производственно-технологической и организационно-управленческой деятельности предприятий минерально-сырьевой отрасли; принципы и методы организации программно-технического обеспечения, позволяющие синтезировать активно-адаптивные модели электроэнергетических систем с целью их интеллектуализации, использованы при разработке стандарта предприятия СТО ТН 433-2019 [1] по договору (№ 2018/030/0750/14/100 от 09 февраля 2018 г) с ПНИПУ по теме: «Разработка принципов и положений технической политики (стандарта) ПАО «Татнефть» в области повышения эффективности использования оборудования по направлениям механики, энергетики и автоматизации».

Стандарт описывает направления технического и организационного совершенствования производственной системы путем применения эффективных подходов и решений.

Применение стандарта ориентировано, в том числе, на оптимизацию стоимости жизненного цикла оборудования, эффективное планирование и оптимизацию информационной системы взаимодействия подразделений технического персонала, повышение эффективности производственной системы за счет мониторинга характеристик и ремонта оборудования по техническому состоянию, улучшение условий охраны труда.

Библиографическая ссылка:

1. СТО ТН 433-2019 Техническая политика повышения эффективности использования оборудования: стандарт организации – утв. 18.02.2019 г. / [Исп.: Климов В.А., Валовский К.В. (институт «ТатНИПИнефть»), Петроченков А.Б. Бочкарев С.В., Ромодин А.В. (Пермский национальный исследовательский политехнический университет)] (сведения размещены в предисловии к стандарту) // Институт «ТатНИПИнефть. ПАО «Татнефть. – Альметьевск, 2019. – 102 с.

Первый заместитель директора, д-р техн. наук

А.Т. Зарипов

Лист согласования к документу № 263593/ВнСл(750) от 19.11.2019
 Инициатор согласования: Климов В.А. Ведущий научный сотрудник отдела
 эксплуатации и ремонта скважин
 Согласование инициировано: 19.11.2019 14:13

Лист согласования		Тип согласования: последовательное		
№	ФИО, должность	Передано на визу	Срок согласования	Результат согласования
1	Климов В.А., Ведущий научный сотрудник отдела эксплуатации и ремонта скважин	19.11.2019 - 14:13		Согласовано 19.11.2019 14:13:55
2	Валовский К.В., Заведующий лабораторией отдела эксплуатации и ремонта скважин	19.11.2019 - 14:13		Согласовано 19.11.2019 14:38:30
3	Гарифов К.М., Начальник отдела эксплуатации и ремонта скважин	19.11.2019 - 14:38		Согласовано 19.11.2019 14:48:46
4	Зарипов А.Т., Первый заместитель директора	19.11.2019 - 14:48		Перенаправлено 19.11.2019 14:51:34
Перенаправление(последовательное) Есть риски запроса к ТН вознаграждения от эффекта?				
	Валовский К.В., Заведующий лабораторией отдела эксплуатации и ремонта скважин	19.11.2019 - 14:51		Перенаправлено 19.11.2019 15:16:19
Перенаправление(последовательное) Приложить договор с ПНИПУ. Прямым текстом процитировать соответствующий пункт договора, указав его номер				
	Климов В.А., Ведущий научный сотрудник отдела	19.11.2019 - 15:16		Согласовано 19.11.2019 16:16:51

	эксплуатации и ремонта скважин			
Пояснения на резолюцию Зарипова А.Т. в прикрепленном файле				
	Валовский К.В., Заведующий лабораторией отдела эксплуатации и ремонта скважин	19.11.2019 - 16:16		Согласовано 19.11.2019 16:24:11
4.1	Зарипов А.Т., Первый заместитель директора	19.11.2019 - 16:24		Подписано 19.11.2019 16:43:37