

ОАО «Гипрогазцентр»

На правах рукописи

Крюков Олег Викторович

**ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ ГАЗОПРОВОДОВ
НА БАЗЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ И МОНИТОРИНГА**

Специальность 05.09.03. – Электротехнические комплексы и системы

Д и с с е р т а ц и я

на соискание ученой степени доктора технических наук

Научный консультант:
Доктор технических наук,
профессор **Онищенко Г.Б.**

Нижний Новгород – 2015 г.

Список принятых сокращений.....	5
Введение.....	6
Глава 1 Особенности компрессорных станций с электроприводными газоперекачивающими агрегатами.....	14
1.1. Перспективы развития газотранспортных систем России.....	14
1.2. Анализ структур современных компрессорных станций.....	17
1.3. Классификация и особенности работы ГПА на газопроводах.....	24
1.4 Состав парка ЭГПА, его ресурс и требования к электроприводу.....	30
1.4.1. Существующий парк ЭГПА в ОАО «Газпром»	31
1.4.2. Нарботка и ресурс существующего парка ЭГПА.....	33
1.4.3. Технические требования к ЧРП ЭГПА и САУ.....	35
1.5. Оценка эффективности модернизации ЭГПА.....	38
Выводы.....	43
Глава 2 Режимы работы и математическое моделирование ЭГПА.....	45
2.1. Анализ работы ЭГПА с мощными турбокомпрессорами.....	45
2.1.1. Причины высокой энергоемкости ЭГПА на газопроводах.....	45
2.1.2. Характеристики нагнетателей и их влияние на привод.....	47
2.1.3. Испытания нагнетателей со сменными проточными частями.....	51
2.2. Анализ преимуществ электрических машин при работе в ЭГПА.....	56
2.3. Параллельная работа нескольких ЭГПА на единый газопровод.....	59
2.4. Моделирование динамических режимов работы ЭГПА.....	66
2.5. Классификация и методологические основы формализации внешних возмущений, действующих на оборудование компрессорных станций.....	73
Выводы.....	79
Глава 3 Структурно-параметрический синтез инвариантных ЭГПА.....	81
3.1. Принципы построения замкнутых САУ ЭГПА со стабилизацией давления газа на выходе компрессорных станций при стохастических возмущениях...	81
3.2. Теоретическое обоснование получения регрессионных алгоритмов управления ЭГПА.....	86
3.3. Метод расчета регрессионных алгоритмов управления ЧРП ЭГПА.....	94

3.4. Анализ многофакторных регрессионных алгоритмов ЭГПА.....	101
3.5. Компьютерное моделирование САР давления ЭГПА.....	110
3.6. Аппаратные преимущества современной техники ЧРП ЭГПА.....	114
3.6.1. Высоковольтные ПЧ для регулирования ЭГПА.....	114
3.6.2. Оптимизация параметров в мультипроцессорных САР ЭГПА.....	119
Выводы.....	128
Глава 4 Встроенная система и лингвистические алгоритмы оперативно-	
го мониторинга и прогнозирования состояния ЭГПА.....	130
4.1. Анализ ЭГПА как объектов диагностики и требования нормативно-	
технической документации ОАО «Газпром»	130
4.2. Статистический анализ причин повреждаемости ЭГПА.....	134
4.2.1. Общий анализ эксплуатационной надежности ЭГПА.....	134
4.2.2. Влияние нагрева статорных обмоток на ресурс изоляции СД.....	141
4.2.3. Анализ влияния изменений питающего напряжения.....	146
4.2.4. Электродинамические нагрузки в стержнях статора СТД.....	150
4.2.5. Частичные разряды в высоковольтной обмотке СД.....	152
4.3. Математическое описание процедуры диагностирования ЭГПА.....	157
4.3.1. Методологический подход к диагностированию ЭГПА.....	157
4.3.2. Диагностические модели нерегулируемого СД ЭГПА.....	162
4.3.3. Диагностические модели частотно-регулируемого ЭГПА.....	165
4.4. Синтез алгоритмов диагностирования состояния ЭГПА.....	171
4.4.1. Методология систем прогнозирования состояния ЭГПА.....	171
4.4.2. Модели процессов функционирования ЭГПА.....	177
4.4.3. Методология нейронных сетей технического состояния ЭГПА.....	188
4.4.4. Сопоставление результатов с методом временных рядов.....	195
Выводы.....	197
Глава 5 Оптимизация энергопотребления электроприводными КС в	
рамках магистральных газопроводов.....	199
5.1. Пути повышения системной энергоэффективности ЭГПА МГ.....	199
5.2. Оптимизация параметров МГ средствами АВО газа.....	203

5.2.1. Методологический подход.....	203
5.2.2. Математические модели процессов в АВО газа.....	206
5.3. Оптимизация работы линейного участка газопровода.....	209
5.4. Исследование оптимизированных систем ЛПУ МГ.....	213
5.5. Практическая оценка эффекта оптимизации режимов МГ.....	217
Выводы.....	221
Глава 6 Вопросы практической реализации ЭГПА на КС МГ.....	223
6.1. Экспериментальные данные новых энергоэффективных ЭГПА.....	223
6.2. Реализация малолюдных технологий мониторинга “on-line” и Ethernet при модернизации ЭГПА.....	232
6.2.1. Примеры реализации технологий мониторинга “on-line” на КС.....	232
6.2.2. Примеры реализации Ethernet-технологий на КС.....	239
6.2.3. Примеры реализации технологий магнитного подвеса в ЭГПА.....	242
6.3. Новые технические решения по повышению надежности СЭС ЭГПА..	247
6.3.1. Анализ перспектив развития энергосистем РФ для возможного применения ЭГПА на КС.....	247
6.3.2. Применение новых технических средств повышения надежности центральных сетей, питающих электроприводные КС.....	251
6.4. Экологические и социальные аспекты внедрения АСУ ЭГПА.....	254
6.5. Техничко-экономические параметры внедрения ВВ ЧРП на ЭГПА.....	258
6.5.1. Оценка экономии электроэнергии при модернизации ЭГПА.....	258
6.5.2. Оценка экономической эффективности ЭГПА при реконструкции компрессорных станций.....	260
6.5.3. Оценка экономической эффективности ЭГПА при новом строительстве компрессорных станций.	266
Выводы.....	273
Заключение.....	275
Список литературы.....	278
Приложения.....	292

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АВО – аппарат воздушного охлаждения (газа, масла)
- АД – асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором
- АИН (АИТ) – автономный инвертор напряжения (тока)
- АСУ – автоматизированная система управления
- АРВ – автоматизированный регулятор возбуждения
- АЭП (ЧРП) – автоматизированный электропривод (частотно-регулируемый)
- БПФ (БПУ) – быстрое преобразование Фурье (Уолша)
- ВВ – высоковольтный (выключатель, ПЧ, ЧРП)
- ВИЭ – возобновляемый источник электроэнергии
- ВСМП – встроенная система мониторинга и прогнозирования
- ГПА (ЭГПА) – газоперекачивающий агрегат (электроприводной)
- ГТС – газотранспортная система
- ГТУ – газотурбинная установка
- ЕСГ – единая система газоснабжения
- ИНС – искусственные нейронные сети
- КС (КЦ) – компрессорная станция (компрессорный цех)
- ЛПУ – линейный производственный участок
- МГ – магистральный газопровод
- МПСУ – микропроцессорная система управления
- МТ – малолюдные технологии
- ПЧ (МПЧ) – преобразователь частоты (матричный преобразователь частоты)
- САР (САУ) – система автоматического регулирования (управления)
- СД – синхронный электродвигатель
- СЭС – система электроснабжения
- ЦБН – центробежный нагнетатель (газовый турбокомпрессор)

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Природный газ на сегодняшний день является главным топливным элементом энергетического комплекса России и большинства экономически развитых стран Европы и всего мира [101]. На его долю приходится более 22% объемов потребления всех видов источников с опережающей динамикой роста до 2050 года [42]. Это обусловлено тем, что из всех ископаемых источников природный газ является самым экономичным, экологически чистым и удобным потребителю видом топлива в длительной перспективе. В 2011 году, согласно статистике [26], достигнут рекордный прирост объемов запасов газа в ОАО «Газпром» за счет геологоразведочных работ – 719,8 млрд. м³, что больше уровня добычи на 40,3 %.

Общеизвестно, что сэкономить тонну условного топлива даже без учета экологической нагрузки в несколько раз дешевле, чем добыть [92]. В этой связи в отрасли принят ряд нормативных документов по обеспечению бережного и максимально эффективного использования природных ресурсов [43,86], а также Концепция по энергоэффективности транспорта газа [49].

В качестве приводов газоперекачивающих агрегатов (ГПА) на компрессорных станциях (КС) используются газотурбинные [40,118], поршневые установки [7,121] и электроприводные ГПА (ЭГПА) [1,21,68]. Именно ЭГПА являются наиболее перспективными на КС, что обусловлено их преимуществами: низкие капитальные и эксплуатационные затраты, высокие энергетические показатели в совокупности с высокой надёжностью и экологичностью.

Развитие теории и практики ЭГПА прошло большой путь совершенствования аппаратной базы и технологий электромашиностроения, силовой полупроводниковой и микропроцессорной техники, а также вкладом, который внесли ведущие российские ученые – Белоусенко И.В., Виноградов А.Б., Ершов М.С., Зюзев А.М., Козярук А.Е., Мещеряков В.Н., Онищенко Г.Б., Титов В.Г., Шакарян Ю.Г. и др. [14,17,24,34,39,48,87,91] из отраслевых НИИ, НПО и ВУЗов – ВНИИГАЗ, ВНИИЭ, НИПТИЭМ, НИПОМ, НИУ «МЭИ», НМСУ

«Горный» (СПб), ЛГТУ, МАМИ, РГУНГ им. И.М.Губкина, УрФУ и других. Однако, несмотря на это, инновационные исследования по энергоэффективности, экологичности и надёжности работы ЭГПА на КС магистральных газопроводов (МГ) продолжаются и сегодня [5,8,27,31,41,50,80,83,109].

Вместе с тем, вопросам системного анализа рациональных систем электрооборудования ЭГПА, САУ, мониторинга и автоматизации их в рамках линейных участков (ЛПУ) МГ уделяется недостаточное внимание. Для электропривода ГПА в настоящее время в основном еще используются неэкономичные нерегулируемые системы с асинхронными и синхронными машинами. При работе в режимах регулирования газоподдачи и обеспечения режима плавного запуска используются морально устаревшие и неэкономичные способы ступенчатого управления, перепускные клапаны и гидромуфты, а также реакторные устройства запуска агрегатов [35,126]. Данные устройства решают только локальные задачи, не обеспечивая комплекса проблем энергосбережения, мониторинга и автоматизации современных ЭГПА.

Цель диссертационной работы заключается в теоретическом обосновании, разработке и исследовании энергоэффективных систем частотно-регулируемого электропривода газоперекачивающих агрегатов, обеспечивающих реализацию интеллектуальных принципов управления, повышение экономической эффективности транспорта газа, оперативную диагностику и прогнозирование технического состояния оборудования на базе применения микропроцессорных средств и отличающихся комплексным подходом к решению задач энергосбережения и автоматизации компрессорных станций.

В связи с поставленной целью решаются следующие **задачи работы:**

1. Анализ технического состояния парка ЭГПА на компрессорных станциях магистральных газопроводов с выработкой основных требований к частотно-регулируемому электроприводу и системе автоматизации.

2. Исследование режимов работы и взаимодействия ЭГПА в рамках технологически связанных электроприводов компрессорных станций и математическое моделирование их динамических режимов.

3. Разработка алгоритмов управления ЭГПА, наиболее полно учитывающих характер стохастических процессов в магистральных газопроводах и структурно-параметрический синтез оптимизированной архитектуры системы управления электроприводных газоперекачивающих агрегатов.

4. Разработка методологии и аппаратно-программных средств оперативного мониторинга и прогнозирования технического состояния электроприводов газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций.

5. Системная оптимизация работы электроприводных компрессорных станций с целью минимизации энергопотребления в рамках линейных участков магистральных газопроводов.

6. Техничко-экономический анализ и обоснование проектов модернизации и нового строительства газопроводов с частотно-регулируемыми ЭГПА и формирование зон благоприятного внедрения энергоэффективных электроприводных компрессорных станций.

Методы исследования

Для теоретических исследований использовались: теория электрических машин переменного тока, теория вероятностей и математической статистики, теория планирования эксперимента, теория автоматического управления и регулирования, дискретно-операторный метод моделирования и синтеза регуляторов, теория технической диагностики, математический аппарат нечеткой логики. Экспериментальные исследования проводились в компрессорных цехах и опытных образцах на КС с помощью современной измерительной аппаратуры и средств автоматизации обработки результатов эксперимента. Исследования динамических режимов и анализ регрессионных уравнений проводились методами математического моделирования с привлечением современных компьютерных программных продуктов, в частности, пакетов ПО Mathcad и Matlab.

Достоверность и обоснованность полученных в работе результатов и выводов обеспечены строгими математическими доказательствами, выполненными в ходе исследований или экспериментальной проверкой, подтвер-

ждены сопоставлением результатов теоретических исследований с экспериментальными данными, полученными путем моделирования или натуральных испытаний с последующим внедрением разработанных методов и методик в практику проектирования систем электроприводов, а также при технической экспертизе по существу новизны патентов на изобретения.

Полученные результаты согласуются с современными научными представлениями и данными, полученными при обзоре отечественных и зарубежных информационных источников, и подтверждаются оригинальными исследованиями автора и их представительным обсуждением на научных конференциях международного и отраслевого уровней, при публикациях в научных изданиях. Основные технические решения внедрены на объектах.

Научная новизна

1. Теоретически обоснованы методы и целесообразность применения высоковольтных частотно-регулируемых электроприводов ЭГПА, обеспечивающих выполнение заданных показателей качества технологического процесса компримирования газа, надежную и энергоэффективную работу КС.

2. Предложен метод математического описания и имитационного моделирования стационарных и динамических процессов работы ЭГПА, как объекта технологически связанного частотно-регулируемого электропривода.

3. В рамках теории планирования эксперимента на основе теории вероятностей и методов математической статистики разработан метод получения совокупности регрессионных уравнений для адекватного задания скорости вращения ЭГПА, позволяющий автоматически контролировать влияние основных стохастических возмущений на работу агрегатов КС.

4. Научно обоснован метод структурно-параметрического синтеза замкнутых комбинированных САР стабилизации давления газа ЭГПА, компенсирующий воздействия основных метеорологических и технологических стохастических возмущений на работу КС.

5. Предложен метод, имитационные модели и алгоритмы описания ЭГПА как объекта диагностирования, основанные на нейро-нечеткой иден-

тификации и позволяющие с единых методологических позиций адекватно и оперативно прогнозировать техническое состояние элементов ЧРП ЭГПА.

6. Теоретически обоснован новый способ оптимизации магистрального транспорта газа, позволяющий минимизировать энергопотребление на его перекачку электроприводными КС в соответствии с факторами режима, энергии и цели.

Авторские права на новизну положений защищены 10 патентами РФ.

Научные положения, выносимые на защиту

1. Классификация ГПА и систематизация параметров технического состояния парка ЭГПА, работающих на компрессорных станциях магистральных газопроводов, а также совокупность требований и факторов энергоэффективности технических решений при модернизации ЭГПА.

2. Концепция, оптимальный состав оборудования и рациональные структуры энергосберегающих систем частотно-регулируемого электропривода ЭГПА, обеспечивающих совместимость с характеристиками нагнетателей, согласованную технологически связанную работу в рамках компрессорных станций в стационарных и динамических режимах.

3. Методы расчета и исследования регрессионных алгоритмов мультипроцессорного управления ЧРП ЭГПА в условиях действия стохастических возмущений, а также принципы построения структур комбинированных (инвариантных) САР давления газа, обеспечивающих компенсацию этих возмущений и стабилизацию выходных параметров газа.

4. Методы анализа эксплуатационных факторов повреждаемости ЭГПА и синтеза алгоритмов оперативного мониторинга и прогнозирования его технического состояния на основе нейро-нечеткой идентификации элементов частотно-регулируемого электропривода и интеллектуальных датчиков.

5. Принципы и способы системной оптимизации работы электроприводных КС с целью минимизации энергопотребления линейных участков магистральных газопроводов в рамках синтезированной модели теплоэнергетической системы, включающей ЭГПА, АВО газа и ЛПУ газопровода.

6. Результаты технико-экономического анализа и обоснования модернизации и нового строительства газопроводов с частотно-регулируемыми ЭГПА и рекомендации по зонам благоприятного внедрения энергоэффективных электроприводных компрессорных станций.

Практическая ценность

1. Сформулированные и теоретически обоснованные в работе факторы энергоэффективности инновационных решений при модернизации ЭГПА в качестве Программы перспективного развития ЭГПА переданы в рамках НИР для использования в новых проектах ЧРП ЗАО «РЭПХ» в 2012 году.

2. Синтезированная модульная архитектура инвариантной системы ЧРП ЭГПА и отдельные схемные решения обладают высокой степенью универсальности, что позволяет использовать их для различных объектов и агрегатов с решением большого круга задач управления и регулирования.

3. Разработанный комплекс алгоритмов и программ регулирования, управления и мониторинга ЧРП ЭГПА представляет собой законченный продукт и может быть тиражирован и интегрирован в ПО АСУ ТП с мощными компрессорными агрегатами.

4. Разработанные структурные схемы и нейро-нечеткие алгоритмы интеллектуальных датчиков для задач оперативного мониторинга и прогнозирования состояния позволяют расширить функциональные возможности мониторинга и снизить затраты на эксплуатации ЭГПА.

5. Проведенные в работе технико-экономические исследования благоприятных зон территории РФ для внедрения ЧРП ЭГПА при реконструкции, модернизации и новом строительстве компрессорных станций магистральных газопроводов позволяют определить газотранспортным предприятиям приоритеты по инвестиционному планированию работ.

6. Опытно-промышленные образцы систем ЭГПА, спроектированные с учетом выводов и результатов работы, могут быть тиражированы на различных дочерних предприятиях ОАО «Газпром» и в профильных учебных лабораториях ВУЗов.

Реализация результатов работы

Результаты работы использованы при проектировании и внедрении ЭГПА на КС «Карталинская» (ЛПУМГ «Бухара-Урал» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»), КС «Починковская» и КС «Сеченовская» (ЛПУМГ «Уренгой-Ужгород» и «Ямбург-Елец» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»). Кроме того, отдельные положения и результаты диссертации использованы при создании новых частотно-регулируемых ЭГПА ЗАО «РЭП Холдинг» (СПб) и ООО "Электротяжмаш-Привод" (г.Лысьва), реализованы в щитовом электрооборудовании ООО «ПРОТОН ЭЛЕКТРО СЕРВИС», а также в учебном процессе НГТУ им. Р.Е. Алексеева и других ВУЗов России.

Апробация работы

Основные положения, результаты, выводы и рекомендации диссертационной работы доложены, обсуждены и получили положительные отзывы на следующих Международных научно-технических конференциях (МНТК): I-VI Международных (XII-XVIII Всероссийских) конференциях по автоматизированному электроприводу (СПб-1995, Ульяновск-1998, Н.Новгород-2001, Магнитогорск-2004, СПб-2007, Тула-2010, Иваново-2012); VII-XV МНТК «Электроприводы переменного тока» (Екатеринбург, УПИ- УрФУ, 1986-2012гг.); V-XVI МНТК «Состояние и перспективы развития электротехнологии» (Бернадосовские чтения), Иваново, ИГЭУ, 1991-2013гг.; VIII-XI Международных симпозиумах «Интеллектуальные системы (INTELS)», МГТУ им. Н.Э. Баумана (2008-2014); IV-V МНТК «Газотранспортные системы: настоящее и будущее (GTS)», ВНИИГАЗ, Москва, 2011-2013гг.; XIII-XX МНТК «Информационные системы и технологии», ИРИТ НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Н.Новгород, 2007-2014гг.; XVIII Всероссийской НТК «Неразрушающий контроль и техническая диагностика», РОНКТД, Н.Новгород, НГТУ, 2008г.; XV, XIX-XX МНТК «Проблемы автоматизированного электропривода. Теория и практика», Украина (2008-2013); XII-XIV МНТК «Электромеханика, электротехнологии, электротехнические материалы и компоненты», МЭИ, Алушта, 2008-2012гг.; XI-XII «Всемирных электротехнических конгрессах», ВЭИ,

Москва, 2005, 2011гг.; МНТК ИПУ РАН им. В.А. Трапезникова (“АІТА-2011”, “SICPRO-2012”, “УКИ-2012”, “МКПУ-2013”, XII “ВСПУ-2014”), Москва, 2011-2014 гг.; Секциях НТС «Энергетика», «Транспортировка и ПХГ» и «Охрана окружающей среды. Энергосбережение» ОАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, 2011-2014гг.; Региональных научно-технических конференциях “Актуальные проблемы электроэнергетики”, НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Нижний Новгород, декабрь 1984-2013 гг.

Публикации. По теме и материалам диссертации опубликовано более 200 работ, включая 34 статьи в периодических журналах, рекомендованных ВАК, 11 статей в иностранных реферируемых журналах (в системе цитирования Scopus), 10 патентов и 8 монографий.

Личное участие автора выражается в разработке принципов построения и применения высоковольтных многоуровневых преобразователей частоты для регулирования скорости электроприводных газоперекачивающих агрегатов магистрального транспорта газа с использованием интеллектуальных систем управления и мониторинга: определение факторов энергоэффективности технических решений, обеспечение совместимости характеристик приводов и нагнетателей, оптимизация по энергетическим показателям в рамках инвариантных САУ, применение методов нейро-нечеткой идентификации для прогнозирования состояния оборудования, синтеза модели линейного участка газопровода и технико-экономический анализ целесообразности внедрения.

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, шести глав, заключения, списка литературы и приложений. Объем диссертации составляет 312 страниц, 123 рисунка, 36 таблиц, 162 формулы, а список литературы включает 139 наименований.

Глава 1. ОСОБЕННОСТИ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ С ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ

1.1. Перспективы развития газотранспортной системы России

В настоящее время газовая промышленность России является крупнейшим базисом экономики страны и евразийской системы энергообеспечения. РФ занимает первое место в мире по запасам и добыче газа, обеспечивая более 21 % его мирового производства и 25 % всех международных поставок. Важность природного газа в мире как сырья ТЭК и многих отраслей промышленности доказывает сегодня грандиозный рост потребности рынка и объемов поставок основных газодобывающих стран мира – Норвегии, Ирана, Катара, Алжира, Нигерии и даже США (по сланцевому газу). Политический штамп “нефтегазовой иглы” к этим странам, как и к РФ, не адекватен, поскольку в результате экспортных поставок в них растет производство, появляются инвестиции, и повышается уровень жизни населения. Вместе с тем, несмотря на непрерывный рост добычи и поставок газа на внутренний и внешний рынок России, ее доля объемов продаж газа потребителям в мире неуклонно снижается (рис. 1.1).

Поскольку природный газ относится к невозобновляемым ресурсам, а основные месторождения России (с освоением в 50-80-е годы) сегодня эксплуатируются в режиме падающей добычи, проблема надежности, энергоэффективности и экологичности в отрасли приобретает особое значение.

Перспектива развития газотранспортных систем (ГТС) обусловлена:

- отказом от использования АЭС многими развитыми странами мира;
- сокращением использования угля как наименее экологичного топлива;
- общим ростом народонаселения, особенно в странах АТР;
- поступательным развитием промышленности, в т.ч. в странах АТР;
- сокращением мировых ресурсов нефти;
- тенденциями глобального похолодания в мире к 2030-50гг.

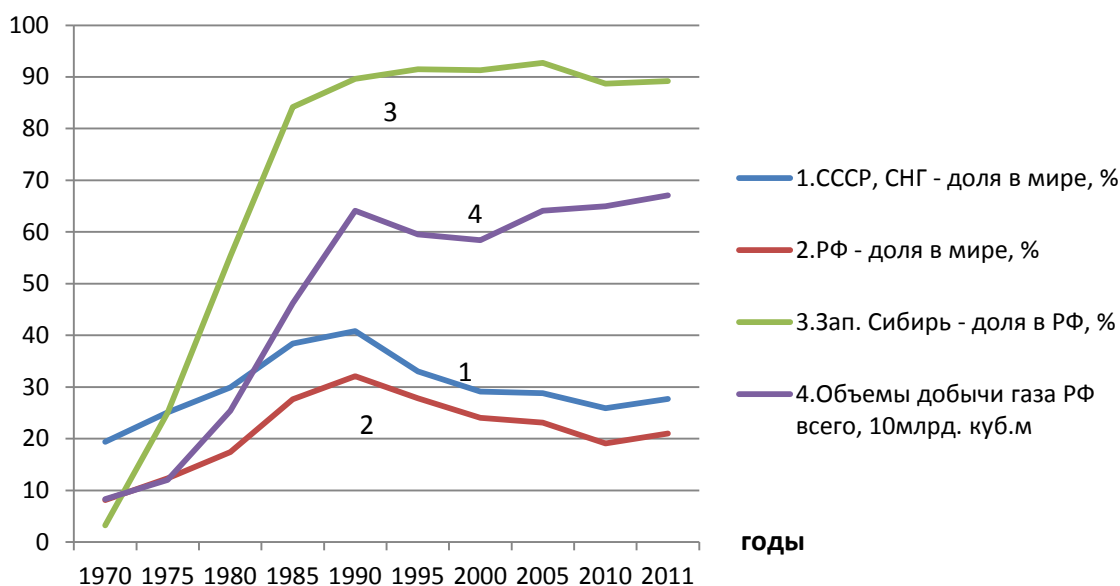


Рис. 1.1. Динамика добычи природного газа в России и мире.

Необходимость магистрального транспорта природного газа в России обусловлена значительными расстояниями от месторождений (узлов газонакопления) до основных потребителей (рис. 1.2). Причем, если до 1970-х гг. основные разведанные полюсы газонакопления находились в Европейской части РФ (Волго-Уральская, Прикаспийская и Тимано-Печорская нефтегазодобывающие провинции), а доля Сибири составляла менее 3 %, то в настоящее время – картина обратная (рис. 1.1). И если сейчас средняя протяженность МГ составляет около 3000 км, то в ближайшей перспективе она увеличится до 5000 км и более. При этом вырастут и затраты на транспорт газа у потребителя, которые уже сегодня составляют в среднем около 52 %.

Эти проблемы развития новых ГТС необходимо увязывать с ситуацией существующего состояния систем магистрального транспорта газа РФ:

- За 60 лет в ОАО «Газпром» построено свыше 168,3 тыс. км трубопроводов и 222 линейных КС. В них из 3738 ГПА мощностью 43,8 ГВт, доля ЭГПА составляет менее 14% (около 700 СД мегаваттного класса $P_{\Sigma} = 6$ ГВт).
- Более 70% парка ЭГПА имеет срок службы более 20 лет, а отдельные – 30-40 лет. Практически они выработали ресурс и устарели морально.

- Некоторые МГ работают в режимах пониженной газоподачи, что приводит к изменению режимов и энергетических характеристик ЭГПА, и даже выводу отдельных агрегатов из эксплуатации на консервацию.
- Отсутствие отечественного рынка конкурентоспособной продукции для модернизации ЭГПА, а использование иностранных предложений в основном не рентабельно.
- Тарифные перекосы цен на газ и электроэнергию. Использование электроприводов вместо ГТУ на новых КС было бы допустимым при соотношении стоимости 1 м^3 газа к $1\text{ кВт}\cdot\text{ч}$ электроэнергии более 3,7–4,5. Текущие же тарифы дают потери газотранспортным предприятиям.

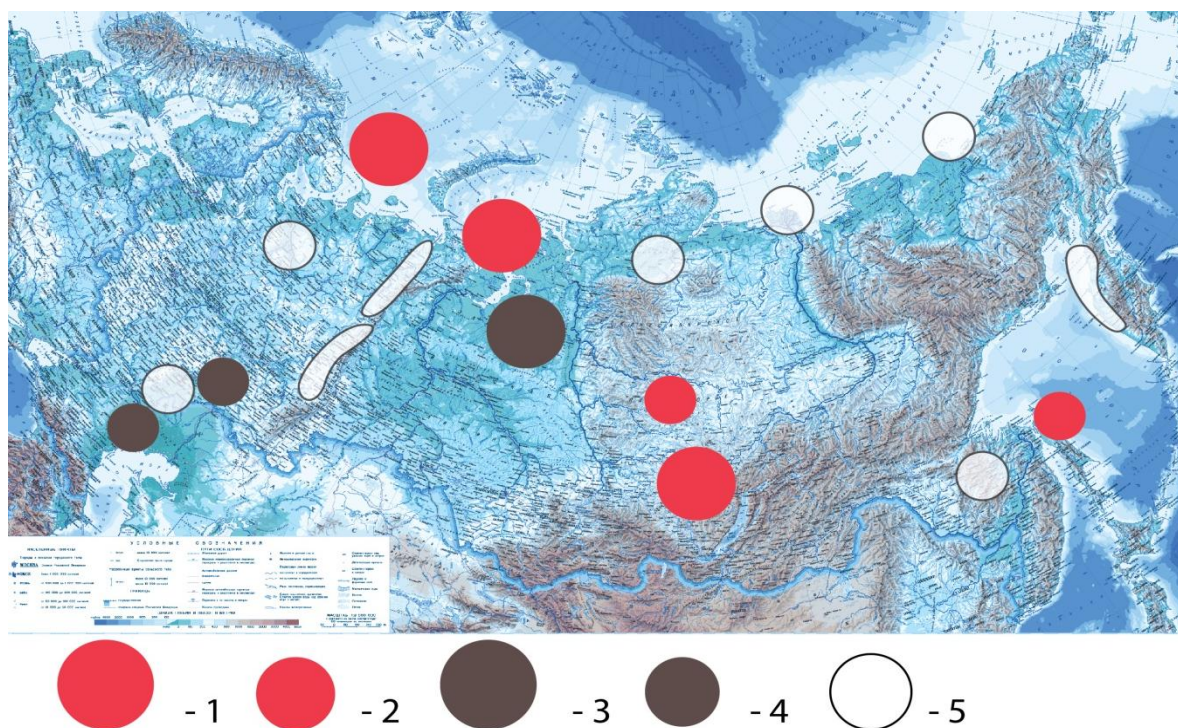


Рис. 1.2. Узлы (полюсы) газонакопления на территории России:

- 1 и 2 – гигантские и большие узлы газонакопления, где ведется активная газодобыча;
 3 и 4 – гигантские и большие узлы газонакопления, не вовлеченные в активную добычу;
 5 – прогнозируемые гигантские узлы газонакопления.

Все это предопределяет необходимость перехода газовой отрасли от экстенсивного к интенсивному пути дальнейшего развития [49,89,116] с приоритетами по повышению энергоэффективности, надежности и экологичности режимов газотранспортных систем. Достижение по этим характери-

кам показателей ГТС ведущих мировых промышленно развитых стран возможно путем расширения функциональных возможностей применения новой техники и IT-технологий агрегатов магистрального транспорта газа на основе системного анализа работы КС МГ. Для этого необходима единая идеология проектирования и теоретически обоснованные методы формализации, синтеза и анализа ЭГПА как на локальном, так и на уровне АСУ ТП.

1.2. Анализ структур современных компрессорных станций

К настоящему времени в России создан научно-производственный потенциал газовой отрасли с решением стратегических задач [26,42,117]:

- разведаны и освоены крупнейшие месторождения природного газа;
- производится технологическое оборудование добычи и транспорта газа;
- сформирована Единая система газоснабжения (ЕСГ) страны, состоящая из промыслов, МГ, ПХГ, ГРС и газоперерабатывающих станций.

Именно ЕСГ РФ является в ОАО «Газпром» центральной и наиболее значимой из них (рис. 1.3), поскольку обладает: значительной протяженностью, большими расстояниями на одну нитку (3430 км) и высокой энергоемкостью при потенциале энергосбережения до 70 %.

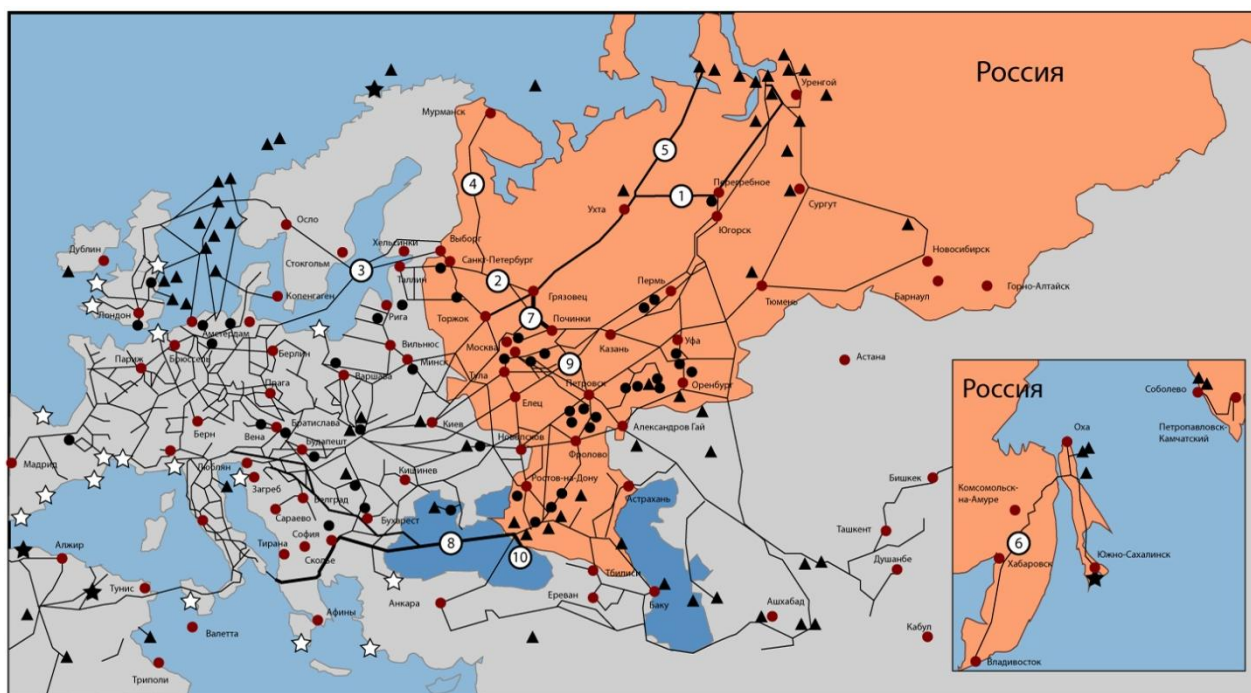


Рис. 1.3. Современная Евроазиатская газотранспортная система ОАО «Газпром».

Наша ЕСГ является крупнейшей в мире, уступая лишь газотранспортной сети США (412 тыс. км), а по мощности газопотоков и энерговооруженности значительно превосходит газопроводы промышленно развитых стран. На рис. 1.4 приведена структура дальнего транспорта газа, включающая промышленную ГКС, и собственно магистральный газопровод с необходимым числом L КС, который заканчивается у крупных потребителей газорегулирующими пунктами и ПХГ с дожимной КС. Основные параметры газопроводов (диаметр и толщина стенок труб, пропускная способность, протяжённость, расстояние между КС, потери давления на линейных участках, давление на входе/выходе КС, тип ГПА) выбираются при проектировании в соответствии с нормативной документацией (национальной и отраслевой) [89-91,95-97].

Однако, как известно, при прохождении газа по МГ возникают потери давления из-за трения потока о стенку трубы. Например, при перекачке газа объемом 90 млн. м³/сут на участке длиной 110 км по трубе диаметром 1400 мм давление падает с 7,6 до 5,3 МПа. Поэтому транспортировать газ на большие расстояния только за счет естественного пластового давления невозможно.

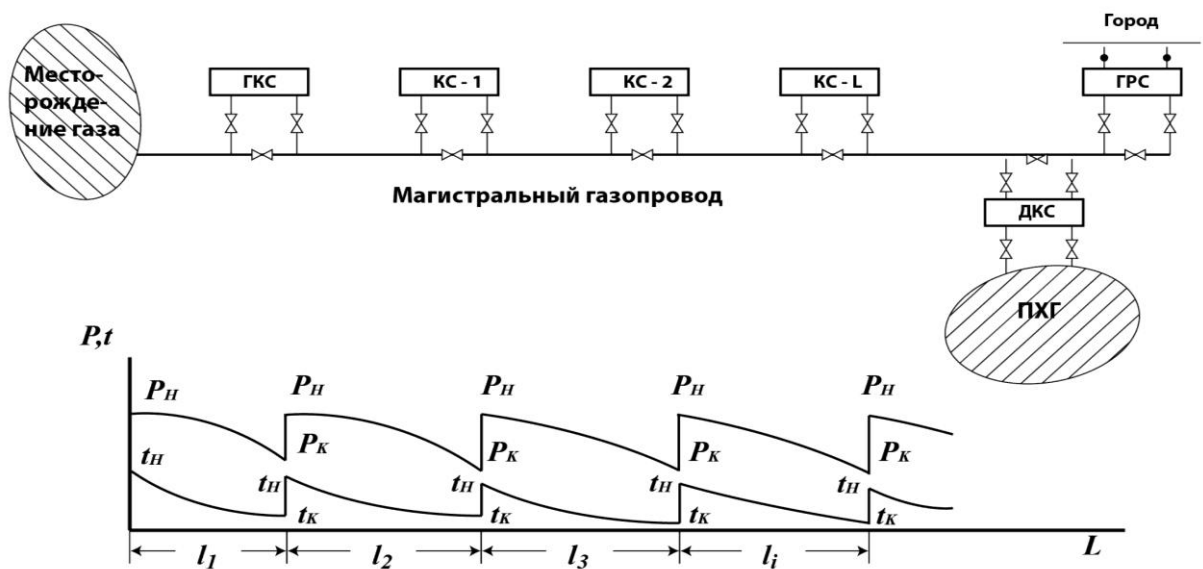


Рис. 1.4. Структура МГ и изменения давления и температуры газа вдоль трассы.

Повышение давления газа на КС осуществляется в одну, две или три ступени с помощью поршневых или центробежных нагнетателей. Оптимальный режим работы МГ заключается в максимальном использовании их пропу-

ской способности при минимальных энергозатратах на компримирование и транспортировку. В значительной степени этот режим определяется работой КС, устанавливаемых по трассе газопровода через каждые 100-150 км. Длина участков газопровода между КС рассчитывается, с одной стороны, исходя из величины падения давления газа на одном участке не более чем на 1,6-2,5 МПа, а с другой – исходя из привязки станции к населенным пунктам, источникам водоснабжения, электроэнергии и т.п. Оптимальная работа КС зависит от типа и числа ГПА, установленных на станции, их энергетических показателей и технологических возможностей, включая регулирование.

Таким образом, современная КС, показанная на рис. 1.5, – это сложное инженерное сооружение, обеспечивающее основные технологические процессы по транспорту природного газа. На МГ различают три основных типа КС: головные (или промысловые), линейные и дожимные. Линейные КС устанавливаются на МГ для компримирования поступающего на станцию природного газа, с давления входа до давления выхода, обусловленных проектными данными, обеспечивая постоянный заданный расход газа по газопроводам.



Рис. 1.5. Общий вид компрессорной станции с приводными двигателями СТД-12500.

Для компенсации неравномерности сезонного газопотребления, график которого показан на рис. 1.6, вблизи крупных городов сооружаются подземные хранилища газа (ПХГ), в которые производится закачка избыточного газа летом, а зимой из них отбирается газ. Как видно из рисунка, наибольшее влияние на режим работы КС и отдельных ГПА оказывают сезонные изменения производительности МГ с максимумом подачи газа в декабре-январе и минимумом – летом из-за большего потребления энергоресурсов в отопительный период.

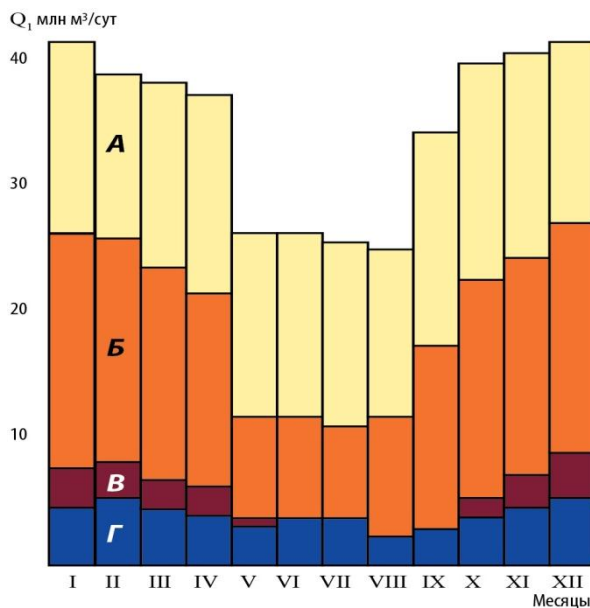


Рис. 1.6. Схема сезонного колебания расхода газа крупного промышленного центра: А - ТЭЦ; Б - промышленность; В - отопление; Г – ЖКХ

Режим работы современного газопровода, несмотря на наличие станций ПХГ характеризуется неравномерностью подачи газа в течение года, месяца и даже суток (рис. 1.7). Оборудование и обвязка КС приспособлены к переменному режиму работы МГ, однако он приводит к снижению загрузки ГПА и, как следствие, к перерасходу топливного газа или электроэнергии из-за отклонения от оптимального режима и смещения рабочей точки от максимума КПД.

Исходя из гидравлических расчетов в трубопроводах, расход газа определяется следующей формулой (при давлении 0,1013 МПа и 20°С):

$$Q = 105,1 \cdot 10,2 \cdot 10^{-6} \cdot D^{2,5} \sqrt{\frac{P_H^2 - P_K^2}{\lambda \cdot \Delta_B \cdot T_{cp} \cdot Z_{cp} \cdot L}}, \quad (1.1)$$

где D - внутренний диаметр газопровода, мм; P_H и P_K - давление газа соответственно в начале и конце участка МГ, МПа; $\lambda \approx 0,009$ - коэффициент гидрав-

лического сопротивления; Δ_B - относительная плотность газа по воздуху; $T_{\text{ср}}$ - средняя температура по длине газопровода, К; $z_{\text{ср}}$ - средний по длине газопровода коэффициент сжимаемости газа; L - длина участка газопровода, км.

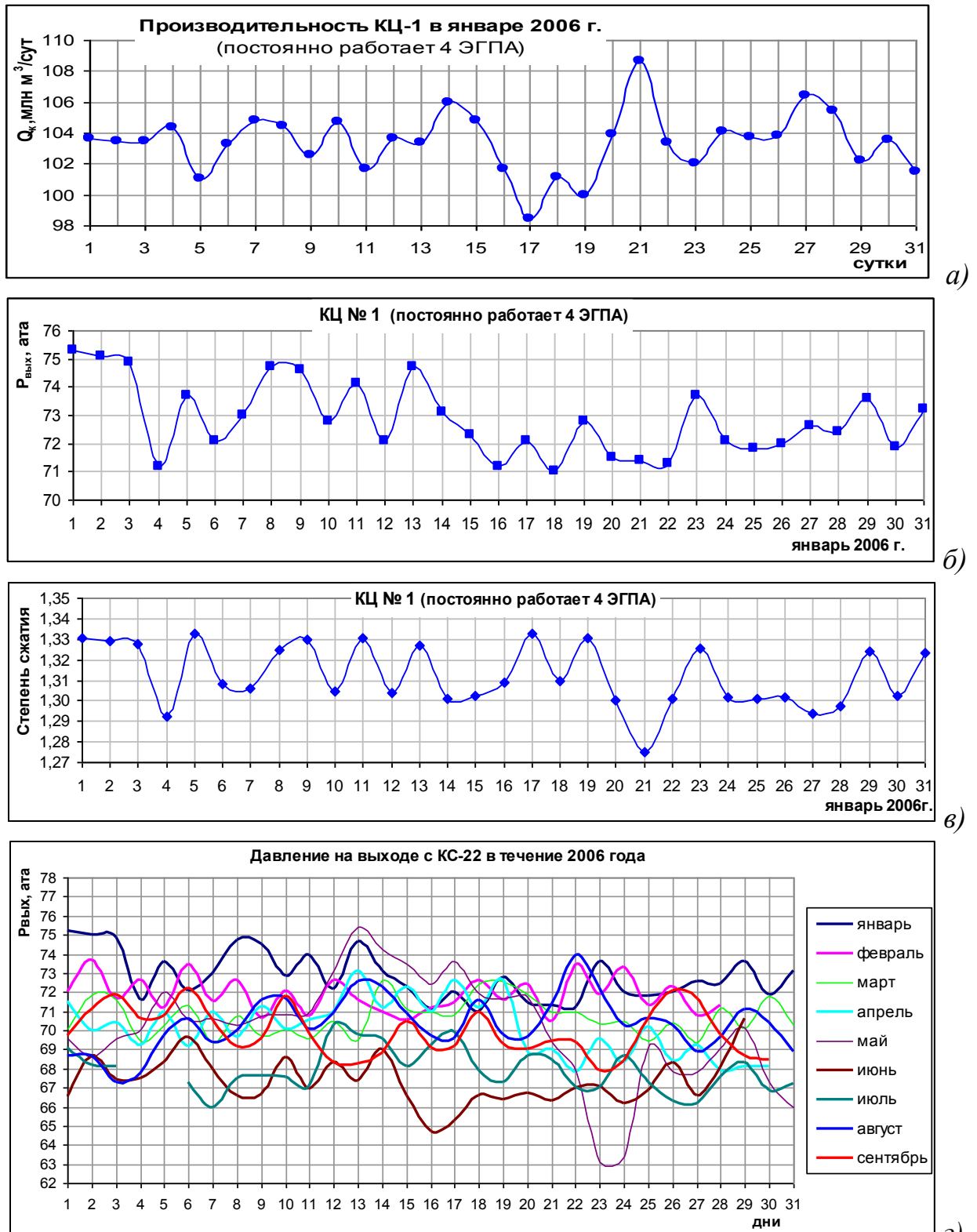


Рис. 1.7. Графики неравномерности технологических параметров МГ:
а) суточной газоподачи (производительности), б) выходного давления,
в) степени сжатия, г) помесячного давления в течение 2006 г.

На основании формулы (1.1) вычисляется пропускная способность магистрального газопровода на участке между двумя КС. Затраты мощности КС можно определить по формуле:

$$N_{\text{КС}} = 1,36 \cdot 10^{-4} \cdot \frac{kz_{\text{ВХ}} RT_{\text{ВХ}} \Delta Q}{(k-1) \cdot \eta_{\text{Н}}} \cdot \left[(P_{\text{Н}} / P_{\text{К}})^{k-1/k} - 1 \right], \quad (1.2)$$

где k - показатель адиабаты; $\eta_{\text{Н}}$ - адиабатический КПД ЦБН; $T_{\text{ВХ}}$ - температура газа на входе в ЦБН, К.

Например, при $zR = 46$ кг·м/кг·К, $k = 1,31$, $T_{\text{ВХ}} = 293$ К, $L = 100$ км, $\eta_{\text{Н}} = 0,82$, $\Delta = 0,6$; $1,36 \cdot 10^{-4}$ (Δ - переводной коэффициент), с использованием соотношений (1.1) и (1.2) можно получить зависимость изменения мощности от газоподачи. Расчеты показывают, что для прокачки $Q = 90$ млн. м³/сутки, на участке трубопровода $\varnothing 1400$ мм, $L = 100$ км необходимо затратить мощность порядка 50 МВт. При увеличении Q на 30 %, мощность необходимо увеличивать в два с лишним раза при сохранении конечного давления.

С ростом пропускной способности газопроводов за счет увеличения диаметра трубы и рабочего давления растет температура газа, протекающего по трубопроводу. Для повышения эффективности работы МГ и, прежде всего, для снижения мощности на транспортировку газа необходимо на выходе каждой КС устанавливать аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа. Снижение температуры необходимо еще и для сохранения изоляции трубы.

Для уменьшения затрат мощности КС на перекачку газа, увеличения пропускной способности МГ и экономии энергоресурсов выгодно поддерживать максимальное давление газа в трубопроводе, снижать температуру перекачиваемого газа при охлаждении и использовать МГ большего диаметра с гладкостным покрытием и периодической очисткой внутренних полостей.

В настоящее время в состав ЕСГ ОАО «Газпром» входит 17 газотранспортных предприятий (обществ). Анализ показателей, представленных в табл. 1.1 и характеризующих работу ЕСГ сегодня, говорит о значительном износе, снижении технического состояния и производительности основных

агрегатов КС. Средний возраст газопроводов ЕСГ России составляет 22 года, большая часть которых (около 80 %) имеет возраст от 15 до 40 лет.

Таблица 1.1.

Состояния Единой системы газоснабжения

Показатели	Значения показателей
1. Износ основных фондов	56 %
2. Доля МГ, выработавших срок амортизации	14 %
3. Доля ГПА, выработавших технический ресурс	23 %
4. Доля ГПА, требующих замены	15 %
5. Доля МГ с пониженным разрешенным давлением	16,2 %
6. Снижение производительности ЕСГ (к проекту)	10,3 %

Приведенные данные свидетельствуют о необходимости предотвращения дальнейшего снижения технического состояния и производительности оборудования основного оборудования объектов ЕСГ, повышения основных эксплуатационных показателей и снижения энергозатрат при транспорте газа. Эти результаты могут быть достигнуты только за счет модернизации и оптимизации режимов эксплуатации основного оборудования с непрерывным мониторингом его технического состояния. Основными потребителями энергоресурсов на КС МГ в системах компримирования являются ГПА, потенциал повышения энергоэффективности которых далеко не исчерпан и имеет большие резервы (табл. 1.2).

Таблица 1.2.

Основные показатели потенциала снижения энергозатрат МГ

Подотрасли	Потенциал снижения энергозатрат	
	Тыс. т.у.т./год	%
1. Транспорт газа	6000	69,7
2. Распределение газа	650	7,5
3. Электротеплоснабжение	645	7,5
4. Добыча газа, конденсата, нефти	600	7,0
5. Переработка газа	400	4,6
6. Подземное хранение газа	300	3,5
7. Бурение и капремонт скважин	15	0,2

1.3. Классификация и особенности работы ГПА на газопроводах.

Общая структура типового параметрического ряда ГПА (параметрическая матрица) привязана к технологии компримирования газа на линейных КС, дожимных КС, КС подземных хранилищ газа и нагнетательных КС. Диапазон повышения давления газа – от 0,3 до 38 МПа разбивается на ряд выходных давлений по ступеням сжатия в соответствии с принятым рядом степени сжатия. При этом фиксируются базовые значения давлений:

- по линейным КС МГ: для существующих газопроводов – 5,5 и 7,45 МПа; для строящихся – 7,45 и 8,3 МПа; для перспективных – 12,3 МПа.
- по дожимным КС: для существующих ДКС – 5,5 и 7,45 МПа; для строящихся – 9,8 МПа; для перспективных – 9,8 и 12,3 МПа.
- для КС подземных хранилищ газа – 12,3, 16 и 21 МПа;
- для нагнетательных КС обратной закачки газа - 25 и 38 МПа.

Технологические объекты применения ГПА сегодня распределены следующим образом: линейные КС - 39,4 млн. кВт, ДКС на промыслах – 3,7 млн. кВт, КС ПХГ – 1,0 млн. кВт. Мощностной ряд применяемых ГПА: 2,5 – 4 – 6,3 (8,2) – 10 (12,5) – 16 – 25 МВт.

Исторически формирование столь мощного компрессорного парка происходило в течение более 60 лет. Поэтому имеется очень большое разнообразие типоразмеров приводов (57 видов), технологических модификаций (102 типа), комбинаций привод-компрессор (153 вида), компоновочных решений (в общем или индивидуальных зданиях, в блочно-контейнерном исполнении). Сложившийся на сегодня уровень эффективности работы ГТС в части затрат топливно-энергетических ресурсов определяется целым рядом факторов исторического, климатического и технологического (режимного) характера, что характеризуется следующими особенностями.

1) Беспрецедентными темпами роста мощностей ГПА в период к 1986г. К примеру, за 1976-1985 гг. в каждой пятилетке происходило удвоение мощностей парка ГПА с вводом по 3,5 млн. кВт или более 350 ГПА в год. Но экономичности и экологичности оборудования уделялось мало внимания.

2) Наличие большого парка устаревших ГПА, введенных в эксплуатацию 50 лет назад, из них более четверти КС введено до 1981 г., а 15 до 1971г.

3) Климатические факторы, особенно температура воздуха на входе в ГПА, значительно влияют на энергопотребление. Для ГПА мощностью 6-10 МВт при росте температуры воздуха на 1 °С – КПД снижается ~ на 0,5%.

4) Технологические факторы требуют поддержания проектного давления газа в МГ. По расчетам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» рост давления на 0,1 МПа (1 кгс/см^2) снижает удельное потребление энергии ЭГПА на 3,5%.

5) Поддержание минимально-допустимой температуры газа на выходе КС. Так, например, снижение температуры газа на выходе на 1 °С дает снижение расхода электроэнергии на следующей по ходу КС на 0,5–0,6%.

6) Требования оптимизации работы КЦ путем замены сменных проточных частей (СПЧ) ЦБН с целью перевода их работы на оптимальную часть характеристики с политропным КПД не менее 0,8. Рост КПД на режиме, например, с 0,70 до 0,80 дает снижение расхода электроэнергии до 10%.

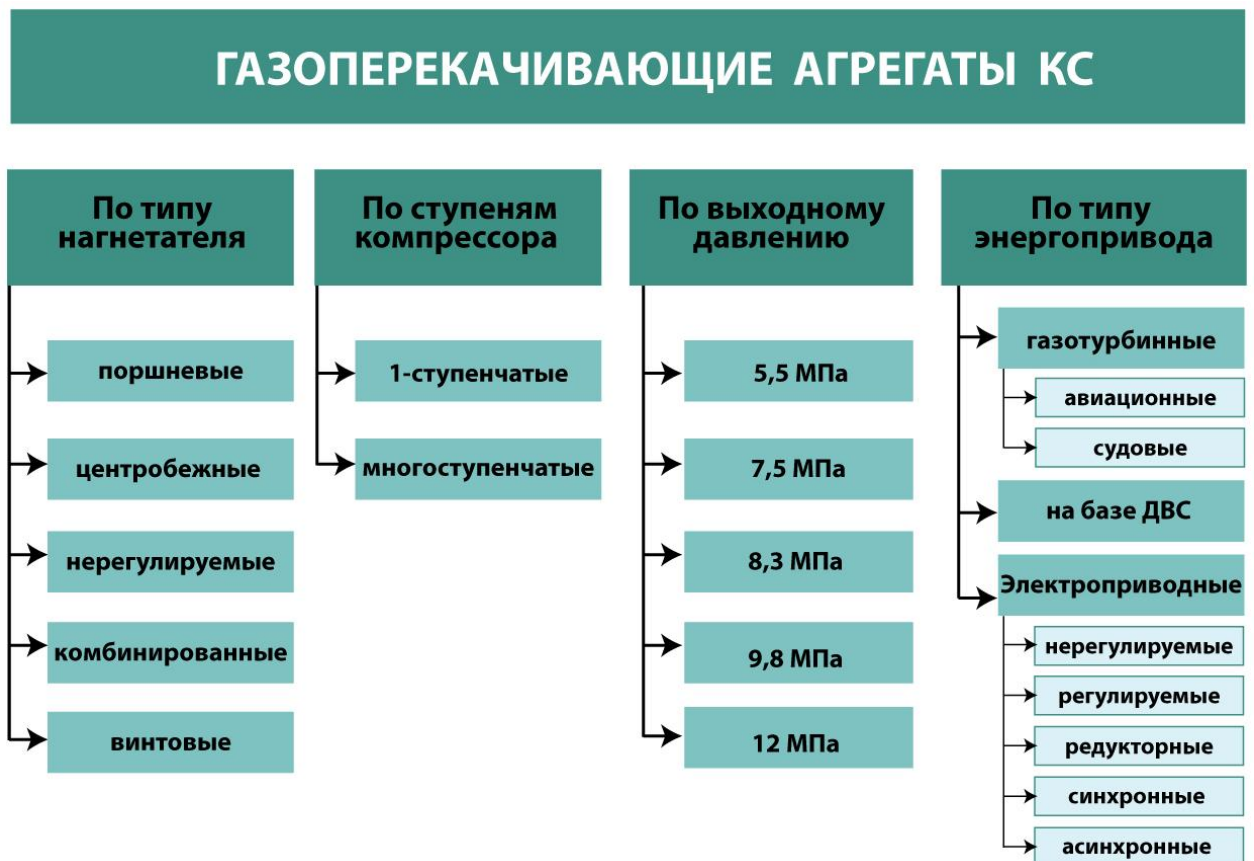


Рис. 1.8. Классификация современных ГПА компрессорных станций.

Развитие современного парка ГПА связано системно с совершенствованием трубопроводного оборудования, технологий компримирования, применения новых агрегатов и принципов управления. В настоящее время на предприятиях ОАО «Газпром» и зарубежных ТЭК эксплуатируются все типы ГПА, разработанные по стандартным проектам (рис. 1.8).

Рассмотренные выше особенности и резервы роста энергоэффективности ГПА обуславливают актуальность для ОАО «Газпром» задачи снижения затрат на транспорт газа. Так, например, построенный в 1983–85 гг. МГ «Уренгой-Ужгород» имеет протяженность 4 тыс. км с 40 КС общей мощностью 3 млн. кВт. Причем, фактор удаленности сырьевой базы от потребителей газа усиливается. Для заметного снижения затрат на единицу товаро-транспортной работы сегодня необходимо внедрение на вновь строящихся и реконструируемых КС высокоэффективных технологий, агрегатов (ГПА, приводов и другого технологического оборудования) и алгоритмов работы.

Зарубежные промышленно развитые страны уделяют большое внимание вопросам создания высокоэффективной техники для ГПА. Так, например, в США еще с 1992 года реализуется программа «ATS» (передовые турбинные системы), целью которой является создание ГТУ нового поколения в классах больших энергетических машин (до 500 МВт) для выработки электроэнергии и малых машин для компримирования газа (около 20 МВт) с параметрами: КПД более 40% для машин простого цикла и 60% для машин комбинированного цикла. Программа финансируется совместно Правительством США и ведущими фирмами-производителями. В отличие от США в РФ до сих пор нет государственных программ создания высокоэффективной газотурбинной техники и электроприводов для магистральных газопроводов.

Разработка нового оборудования и технологий ведется в настоящее время в основном, по инициативе машиностроителей и, как правило, без должного финансового обеспечения. Это затягивает сроки создания и соответственно внедрения высокоэффективной техники на объектах транспортировки газа. В результате вышеперечисленных факторов удельный (на еди-

ницу ТТР) расход газа на собственные технологически нужды МГ (включая потери) за 1999–2010 гг. составил в среднем $31,8 \text{ м}^3/\text{млн.м}^3 \cdot \text{км}$. Эти затраты ТЭР на единицу ТТР приводятся без затрат электроэнергии на эксплуатацию ЭГПА, загрузка которых снизилась за последние годы почти в 1,8 раза.

Динамика изменения некоторых интегральных характеристик парка ЭГПА показывает, что наиболее интенсивно (2,5 млн. кВт/год) мощности вводились в 1979-88 гг., а широкое применение ЭГПА (см. табл. 1.3) объяснялось дефицитом и трудностями производства ГТУ и наличием свободных электрических мощностей в зонах прохождения трасс газопроводов.

Таблица 1.3.

Показатели компрессорного парка газовой промышленности

Наименование показателя	Годы							
	1960	1970	1980	1991	1995	2000	2005	2010
Суммарная мощность ГПА, млн. кВт	0,3	3,4	17,6	36,5	40,3	42,6	44,0	41,8
Число ГПА, шт.	170	1157	3322	3918	4027	4000	4099	3659
Доля привода, %:								
- Газотурбинный	33	57	77,3	84,5	83,7	85,2	85,7	87,2
- Электрический	37	30	17,0	14,3	15,3	14,2	13,7	12,3
- Поршневой	30	13	5,7	1,2	1,0	0,6	0,6	0,5
Единичная мощность ГПА средняя/максимальная, МВт	4,0/4,0	5,0/10,0	7,8/25,0	10,9/25,0	11,5/25,0	11,8/25,0	11,9/25,0	12,1/25,0
Средневзвешенный (по мощности) КПД ГТУ	-	0,248	0,265	0,271	0,275	0,284	0,288	0,291
Потребление топливного газа, млрд. $\text{м}^3/\text{год}$	-	-	24,9	45,6	42,2	36,7	40,1	40,4
Валовые выбросы оксидов азота, тыс.т/год	-	-	-	355	285	150	140	135
Потребление электроэнергии в транспорте газа млрд. кВт·ч	-	-	-	21,2	11,1	10,1	13,3	12,1
Потребление тепловой энергии, млн. Гкал	-	-	-	-	-	1,6	3,8	4,5

Электропривод изначально превосходил ГТУ по основным параметрам:

- высокий срок службы (25 лет по техническим условиям завода, однако многие двигатели работают до сих пор с начала 60-х годов);
- более высокий уровень надежности (коэффициент готовности на много выше, чем у ГТУ, за счет меньшего времени пребывания в ремонтах);
- простота ТОиР, ремонтные затраты почти в 3 раза меньше, чем у ГТУ;
- экологически чистая технология транспорта природного газа.

Впервые в газовой промышленности ЭГПА типа 10 ГК были установлены на КС-9 «Щекинская» газопровода «Ставрополь – Москва» еще в 1957 году [96]. Успешный опыт их эксплуатации привел к выходу в 1960 г. Постановления Правительства СССР о целесообразности широкого внедрения ЭГПА на строящихся КС МГ. В результате к концу 70-х годов парк ЭГПА насчитывал уже 200 единиц (в основном СТД-4000-2) мощностью 870 МВт.

Новый этап во внедрении ЭГПА связан с введением в эксплуатацию более мощных двигателей СТД-12500 на КС «Каракумская» в 1976 году. В результате вначале 80-х гг. в отрасли решена задача увеличения доли электропривода до 22-24% от общего объема мощностей ГПА. В этот период установлено свыше 450 ЭГПА суммарной мощностью более 4500 МВт.

Дальнейшая тенденция увеличения единичной мощности ЭГПА связана с вводом в эксплуатацию в 1992 году новых электродвигателей мощностью 25 МВт производства фирмы «Тесла» (Чехия). Однако с началом перестройки в условиях опережающего роста цен на электроэнергию развитие этих тенденций стало нецелесообразным при снижении надежности энергосистем в целом. В результате в 1990-2009 гг. ЭГПА на МГ РФ не вводились.

Вместе с тем, в последнее время совершенствование компрессорного парка для ГТС продолжается. Особое значение приобретает поставка и применение компрессоров в «сухом» исполнении с газодинамическими уплотнениями (ГДУ) и активным электромагнитным подвесом вала (ЭМП). В отрасли уже внедрено более 70 ЦБН природного газа с ГДУ и 8 ЦБН на ЭМП. Разработчиками СУ ЭМП ведутся работы по снижению их себестоимости.

Несмотря на все многообразие типоразмеров ГПА различных фирм-изготовителей, вид привода нагнетателей КС и их мощность в основном определяются пропускной способностью газопровода. Для МГ с большой пропускной способностью наиболее эффективное применение находят ЦБН с приводом от ГТУ или электродвигателей (ЭГПА).

Таблица 1.4.

Технические характеристики сопоставления ЭГПА и газотурбинных ГПА

Показатели эффективности	Тип электропривода		Газотурбинный привод
	высокоскоростной двигатель	двигатель с редуктором	
1. Условия электроснабжения	Имеет большое преимущество в регионах с дешёвой электроэнергией от АЭС, ГЭС, ТЭЦ до 100км		Имеет преимущество в отдаленных регионах добычи и переработки
2. Категория электроприемника	Обеспечение электроснабжения от 2 независимых взаиморезервируемых источников питания		Электроэнергия используется только для АВО газа, масла и периферии
3. КПД затрат на энергоресурсы	Общий КПД от ТЭЦ с преобразованием 36-37%	Доп. потери КПД снижаются на 1,5%	КПД равен 26-28%, т.е. на 26-30% ниже ЭГПА (авиационные до 32%)
4. Расход транспортируемого газа	Отсутствует, позволяя сберечь полезный и ценный продукт для нужд промышленности		Сжигается до 7,5 % от транспортируемого газа с агрегатами подготовки
5. Первоначальная стоимость в о.е.	2,5	1,0	6,0 – 9,0
6. Надежность: - средняя наработка на отказ - отказы привода к общему числу	25-27 тыс. час 8-10 %	27 тыс. час 35-48 %	40 тыс. час в 2,2-2,5 раз выше ЭГПА
7. Срок службы	15-20 лет		15-20 лет (авиационные двигатели 40-50 тыс. час)
8. Затраты на тех. обслуживание и ремонт	4% эксплуатационных расходов		ТО до 12-15% стоимости нового привода (ремонт до 30% цены двигателя)
9. Трудоемкость ремонта, чел.-час	ТР -440 (по РД-39-095-91) СР -1800 КР -2750		ТР -960 СР -2560 КР -3200
10. Экология	Вредные выбросы отсутствуют		Выбросы NO _x , УНС, СО _x Шумо-вибрационные воздействия на природу

Если в ОАО «Газпром» соотношение газотурбинных приводов электроприводным составляет 6 : 1, в развитых странах запада, согласно [26], соотношение равное. Сравнительные показатели ГПА основных типов по данным [68,116] приведены в табл. 1.4. Как правило, каждый из современных ЭГПА – уникальная система по мощности (до 64 МВт), функциональным возможностям, набору вспомогательных устройств и себестоимости. Примерами успешного использования ЭГПА являются: агрегаты на 23 МВт в голландском Гронингене, ЭГПА мощностью 50 МВт на норвежском морском месторождении Ормен Ланге, электроприводную КС МГ «Северный поток» в г. Берген (Норвегия), а также множество КС и ПХГ в Германии. Надежная и энергоэффективная работа этих агрегатов определяет экономичность и экологичность зарубежных газопроводов.

Количество газа, перекачиваемого через КС, можно регулировать включением и отключением числа работающих ГПА, изменением частоты вращения силовой турбины ГПА с газотурбинным приводом и т.п. Однако во всех случаях стремятся к тому, чтобы необходимое количество газа перекачать меньшим числом агрегатов, что приводит естественно к меньшему расходу топливного газа, электроэнергии и, как следствие, к увеличению подачи товарного газа по газопроводу и снижению себестоимости.

1.4. Состав парка ЭГПА, его ресурс и требования к электроприводу.

Как было показано выше, технические характеристики современных электроприводов не имеют недостатков по сравнению с альтернативными вариантами энергопривода ГПА, особенно в энергопрофицитных регионах страны (см. табл. 1.4). Все доводы в пользу ГТУ или иных видов привода относятся к внешним конъюнктурным и субъективным факторам, включая главным образом перекосы тарифной политики ТЭК.

Центральным электроэнергетическим агрегатом ЭГПА является приводная электрическая машина (чаще всего синхронная явнополюсная) с синхронной скоростью вращения $\omega_0 = 3000$ об/мин, предназначенная для работы

в продолжительном режиме *SI* на нагрузку вентиляторного типа. От её характеристик и функциональных возможностей во многом зависят все эксплуатационные показатели турбокомпрессоров и КС в целом.

1.4.1. Существующий парк ЭГПА в ОАО «Газпром»

Согласно данным статистики [96] по состоянию на 2012 год на КС ОАО «Газпром» эксплуатируется 695 ЭГПА общей мощностью 5746,3 МВт. Проанализируем статистические данные распределение парка ЭГПА по типам машин, газотранспортным предприятиям и диапазонам наработки.

За последние 5-7 лет структура парка ЭГПА практически не изменилась – выведены из эксплуатации 5 агрегатов (3- СТД-12500 и 2- СТД-4000-2) и сдан в опытно-промышленную эксплуатацию новый ЭГПА-6,3/8200-56/1,44Р. Распределение ЭГПА по моделям представлено на рис. 1.9.

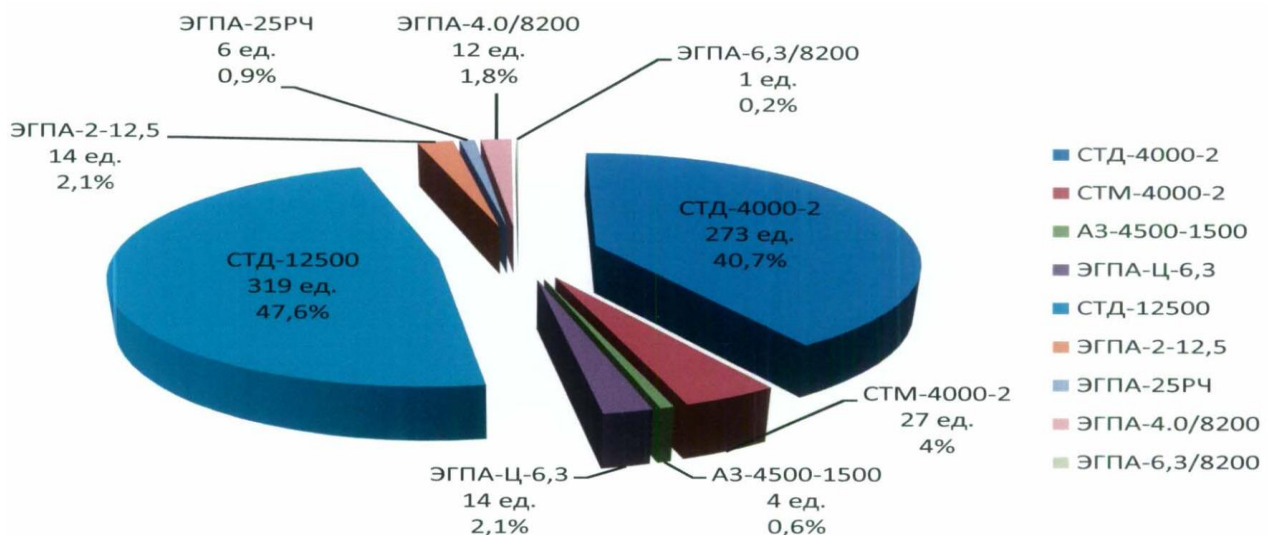


Рис. 1.9. Относительное распределение ЭГПА по моделям.

Основу парка составляют машины мощностью 4 и 12,5 МВт, общее количество которых составляет около 94 % всех ЭГПА. Установки типа ЭГПА-4,0/8200 и ЭГПА-6,3/8200 представляют новое поколение частотно-регулируемой электроприводной газоперекачивающей техники. Электроприводы ГПА эксплуатируется на 91 КС в 14 обществах ОАО «Газпром». Распределение ЭГПА по газодобывающим и газотранспортным обществам и компрессорным станциям на июль 2012 года в ОАО Газпром приведено на рис. 1.10.

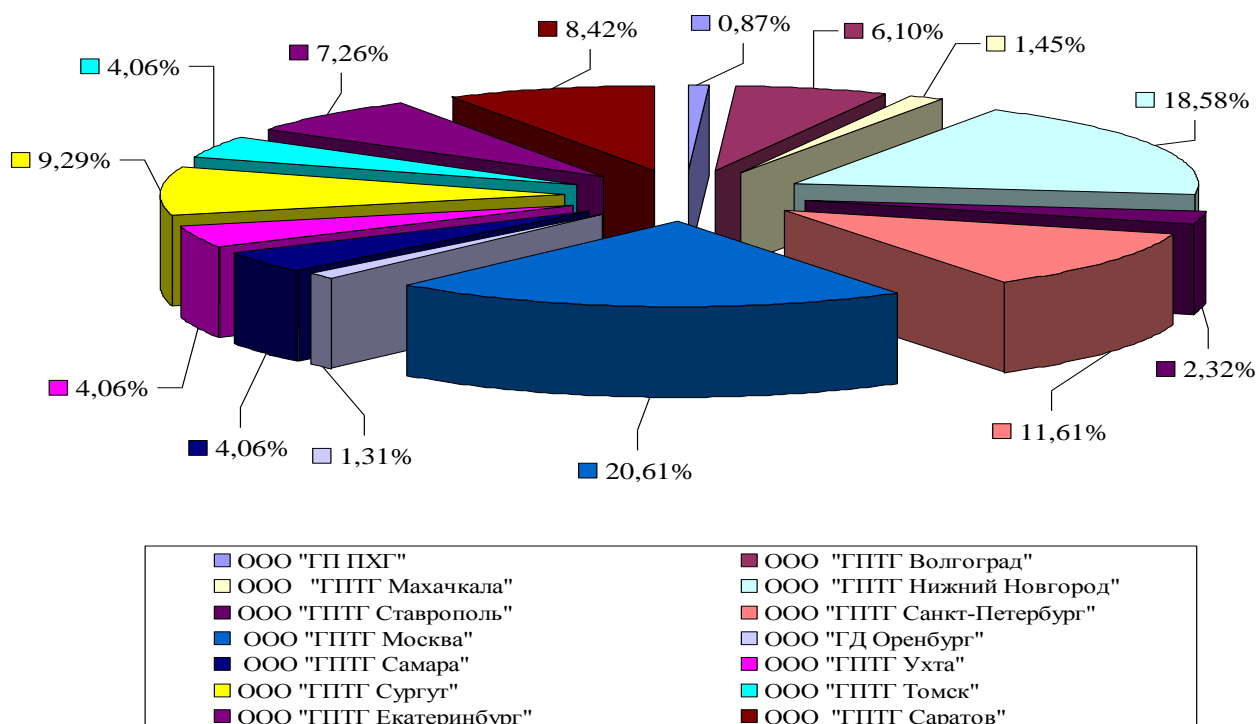


Рис. 1.10. Относительное распределение ЭГПА по обществам.

Безусловными лидерами в этом отношении являются ООО «ГП ТГ Москва» (144 ЭГПА, $P_{уст} = 1365,5$ МВт или 24 % общей $P_{уст}$) и ООО «ГП ТГ Нижний Новгород» (128 ЭГПА, $P_{уст} = 1537,5$ МВт или 27 % общей $P_{уст}$). Причем, в ООО «ГП ТГ Нижний Новгород» доля ЭГПА составляет ~ 50 % всех ГПА КС или 17,6 % всех ЭГПА ОАО «Газпром».

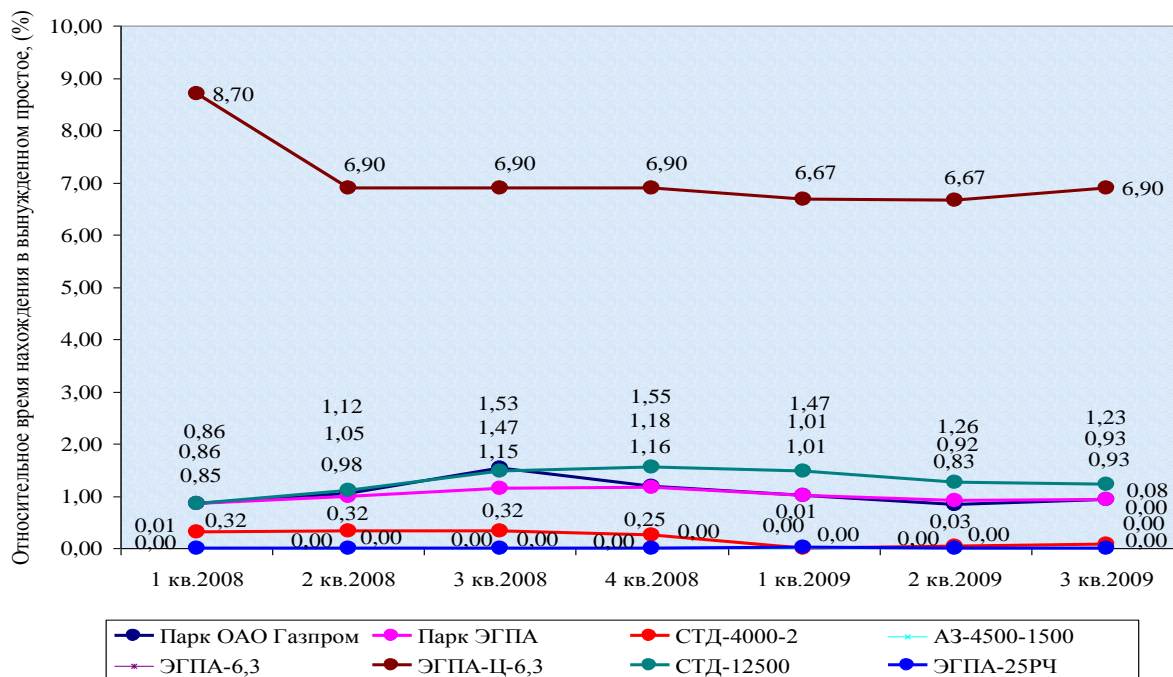


Рис. 1.11. Распределение относительного времени нахождения ЭГПА в простое.

При этом следует учесть, что часть работоспособных электроприводных ГПА иногда выводится из эксплуатации (рис. 1.11) из-за желания снизить затраты на покупную электроэнергию МРСК и повысить рентабельность транспорта газа за счет газотурбинных установок.

1.4.2. Нарботка и ресурс существующего парка ЭГПА

Все газоперекачивающие агрегаты с электроприводом были в основном введены в эксплуатацию в 1962-2002 гг., поскольку особенностью развития ГТС ОАО «Газпром» был значительный рост мощностей ЭГПА в период 1980-1987гг. с вводом в эксплуатацию более половины (66 % или 389 единиц) агрегатов.

Срок службы основных машин по ТУ составляет 15 лет (СТД-4000-2, СТД- 12500) или 20 лет (ЭГПА-Ц-6,3; ЭГПА-25-РЧ-П; АЗ-4500-1500 (1962 г.в.) с нагнетателем 280-11-1 НЗЛ). И только новый ЭГПА-6,3 (2008 г.) имеет срок службы – 25 лет. Анализ статистических данных [26,96] показывает, что срок службы не истёк у 52 агрегатов (СТД-12500 – 16 ед.; ЭГПА-Ц- 6,3 – 14 ед.; ЭГПА-25РЧ – 6 ед.; ЭГПА-6,3 – 1 ед.), что составляет 7,4% ЭГПА.

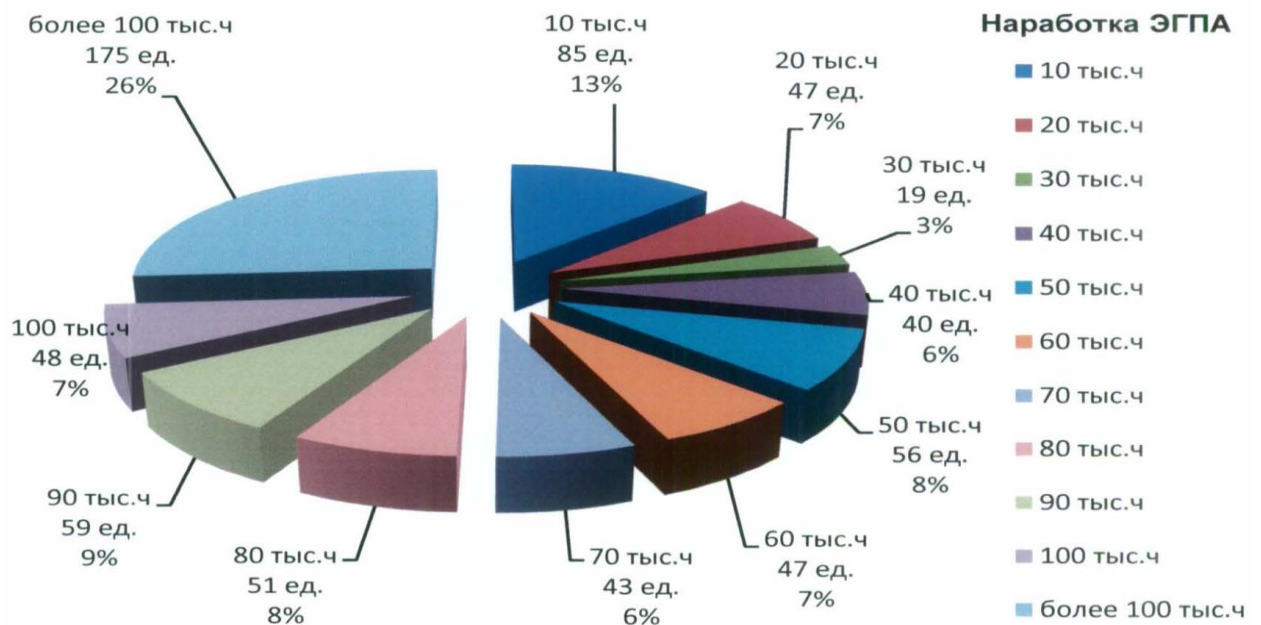


Рис. 1.12. Относительная наработка ЭГПА с начала эксплуатации.

Данные о диапазонах наработки агрегатов относительно парка ЭГПА позволяют определить степень старения типоразмера в модельном ряду и

степень старения отдельно взятой модели относительно парка ЭГПА в абсолютном и относительном выражениях. В результате из всего парка ЭГПА наибольшая наработка с начала эксплуатации (150–180 тыс. час.) имеет место у 4 агрегатов АЗ-4500-1500 (100 % модельного ряда ЭГПА), и (100–180 тыс. час.) у 94 агрегатов СТД-4000-2 (29,56 % модельного ряда ЭГПА). Модели СТД-12500 (82,18 % модельного ряда с наработкой до 100 тыс. час.), СТД-4000-2 (70,44 %), ЭГПА-Ц-6,3, ЭГПА-6,3, ЭГПА-25РЧ (100 % модельного ряда с наработкой до 100 тыс. час.) не достигли физического износа в процессе эксплуатации.

Сравнительный анализ данных показывает, что назначенный ресурс 100 тыс. час. достигли 22,79 % агрегатов парка ЭГПА (рис.1.12) и говорить о его физическом износе преждевременно. Однако 92,6 % этого же парка превысили срок службы, что подтверждает моральный износ всего парка ЭГПА.

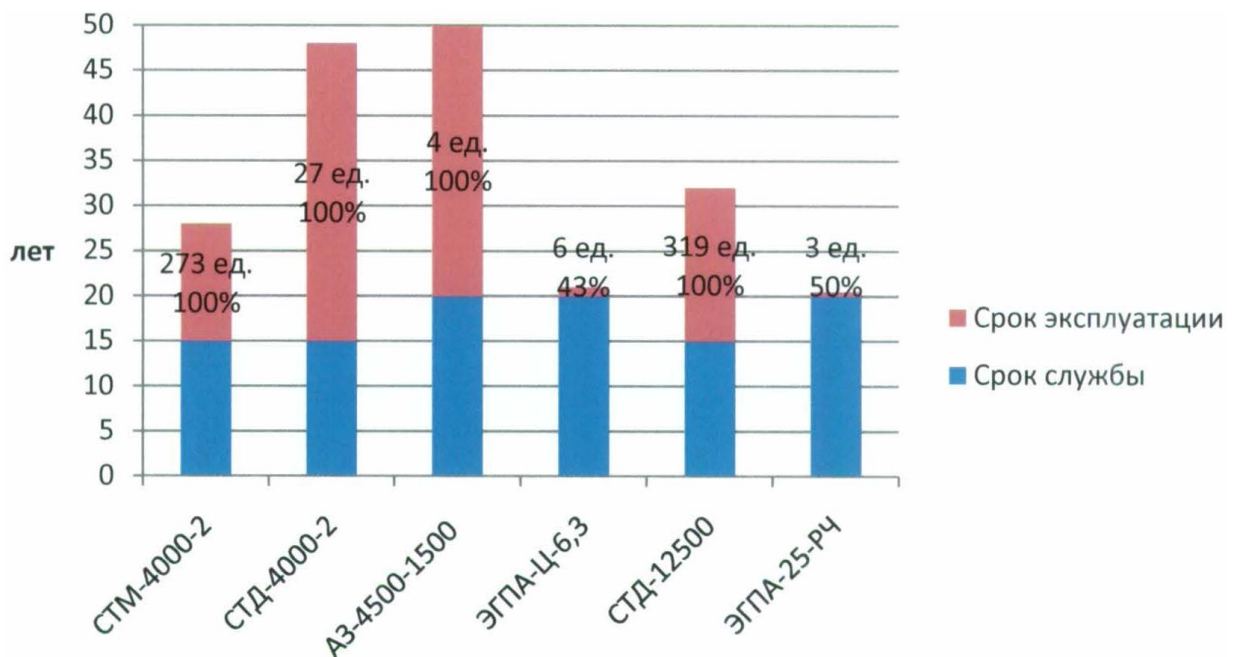


Рис. 1.13. Распределение различных моделей парка ЭГПА по срокам эксплуатации.

Из диаграммы, изображенной на рис.1.13 видно, что у ЭГПА типа СТМ-4000-2, СТД-4000-2, АЗ-4500-1500 и СТД 12500 срок эксплуатации в разы превышает срок службы данных моделей, а у СТД-12500 и ЭГПА-25 срок службы либо истек, либо истекает в ближайшие годы (до 2016 г.).

Таким образом, технические решения, заложенные в ЭГПА в период их

изготовления и ввода в эксплуатацию, сегодня уже не соответствуют современным требованиям по энергоэффективности и надежности транспорта газа. Невозможность плавного изменения скорости вращения привода, потери мощности от эксплуатации маслосистемы агрегата, редуктора, подшипников скольжения, системы уплотнения масло/газ и потери мощности привода от вихревых токов обмоток ротора – всё это указывает на моральный износ парка ЭГПА.

1.4.3. Технические требования к ЧРП ЭГПА и САУ

Состав электропривода ГПА:

- высоковольтный электродвигатель переменного тока (асинхронный или синхронный) на мощности 2,5 – 4 – 6,3 (8,2) – 10 (12,5) – 16 – 25 МВт;
- многоуровневый высоковольтный преобразователь частоты на базе автономного инвертора тока для плавного пуска и регулирования напряжения и частоты питания электродвигателя в требуемом диапазоне изменения скорости вращения [99];
- многофункциональный контроллер, обеспечивающий функции интеллектуального управления и мониторинга технического состояния электропривода в режиме реального времени;
- при использовании синхронных машин с электромагнитным возбуждением – цифровой возбудитель, обеспечивающий векторное управление ЭГПА и стабилизацию угла нагрузки на оптимальном уровне;
- при использовании асинхронных машин с короткозамкнутым ротором – система электромагнитного подвешивания ротора;
- коммуникационные средства и интерфейсы для обмена информацией о состоянии ЭГПА и интеграции в АСУ КС.

Требования к питающей сети:

- номинальное напряжение сети $U_n = 10$ кВ;
- отклонение напряжения от номинального значения:
 $\delta U \% = (\Delta U / U_n) \cdot 100 \% = \pm 5 \%$ - нормальное отклонение,

$\delta U \% = (\Delta U / U_H) \cdot 100 \% = -10\% \div (+10) \%$ - максимальное;

- номинальная частота сети $f_H = 50 \text{ Гц}$;
- отклонение частоты питающей сети:

$\delta f = \pm 0,2 \text{ Гц}$ – нормальное, $\delta f = \pm 0,4 \text{ Гц}$ - максимальное, $\delta f = -1 \div +0,5 \text{ Гц}$ – отклонение в послеаварийном режиме; $\delta f \% = [(f_p - f_H) / f_H] \cdot 100 \% = \pm 2 \%$;

- глубина провала мгновенных значений питающего напряжения:
 $\lambda \Delta U \% \leq 400$, где $\lambda \leq 20^0$ – угол коммутации, $\Delta U \% \leq 100\%$, ΔU - падение напряжения при провале в процентах от мгновенного значения.

- длительность провала мгновенных значений напряжения не должна превышать 40 электрических градусов.

- коэффициент несинусоидальности напряжения:

$$K_{\text{нсн}} = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2}}{U_{(1)H}} \cdot 100 \% ; \quad 5 \% \leq K_{\text{нсн}} \leq 10 \% ;$$

- коэффициент гармоники: $K_G = (U_n^2 / U_{(1)n}) \cdot 100 \% ; K_G \leq 4 \%$ – для нечетных гармоник, $K_G \leq 1,5 \%$ – для четных гармоник.

Требования к основным техническим функциям САУ:

- продолжительный штатный режим работы *SI* в рабочей зоне в соответствии с требованиями технологического процесса [94];

- основной функцией управления является приведение в движение и поддержание постоянной скорости рабочего механизма центробежного нагнетателя, независимо от изменения нагрузки на его валу, а так же регулирование скорости вращения ГПА при необходимости изменения газоподдачи или давления на выходе;

- оптимизация по энергопотреблению при работе в различных зонах регулирования в соответствии с инвариантной САР с регрессионными алгоритмами управления.

Требования к системе защиты и диагностики технического состояния:

- электропривод должен быть снабжен аппаратурой защиты, сигнализа-

ции и индикации рабочих и аварийных режимов (защита от многофазных КЗ в обмотке статора, максимально-токовая защита цепей, от превышения максимальной скорости, от перегрузок и перегрева преобразователя и двигателя, от несимметричных и асинхронных режимов; от неисправностей датчиков);

- термической и динамической устойчивостью при аварийных режимах в течение времени срабатывания установленных защитных аппаратов;
- при возникновении аварийной ситуации в электроприводе должно быть предусмотрено интенсивное торможение электродвигателя;
- диагностика рабочих и аварийных режимов должна быть функционально разделена, иметь индикацию и выход на интерфейс с “памятью”.

Требования к надежности электропривода ГПА:

- электропривод должен удовлетворять требованиям ГОСТ 30533-97;
- средняя наработка на отказ комплекта ЭГПА не менее 100 000 час;
- девяносто процентный ресурс не менее 200 000 часов;
- среднее время восстановления работоспособного состояния 1 час;
- срок службы до списания не менее 20 лет.

Требования по устойчивости к внешним воздействиям во время эксплуатации, транспортировки и хранения:

- климатическое исполнение электропривода согласно ГОСТ 15150-69 УХЛ4 для умеренного и холодного климата при относительной влажности воздуха 80 % при температуре +25 °С;
- категория размещения оборудования III в закрытых стационарных помещениях при отсутствии прямого воздействия солнечной радиации;
- группа механического исполнения по ГОСТ 20574-86 МЗ (электропривод должен допускать вибрацию с f от 1 Гц до 35 Гц при ускорении 4,9 м/с²);
- транспортировка электропривода должна допускаться любым видом транспорта (категория Л по ГОСТ 23216-78), исключающим возможность атмосферных осадков и агрессивных сред;
- электропривод должен допускать хранение в вентилируемых помеще-

ниях с температурой не ниже +5 °С при влажности воздуха не более 80 %;

- по условиям эксплуатации электропривод должен соответствовать группе М8.

Требования к безопасности обеспечиваются в соответствии с ГОСТ 122009-80, пожарная безопасность согласно ГОСТ 121004-91 и СП 2.13130.2012. Обслуживание должно производиться в соответствии с “ПТБ при эксплуатации электроустановок более 1000 В”.

Дополнительные требования к конструкции:

- блок управления должен быть выполнен в виде самостоятельного конструктивного элемента, предназначенного для размещения в шкафах и обеспечивать одностороннюю установку и обслуживание;
- степень защиты преобразователя допускается IP 00, при условии размещения его в шкафу со степенью защиты IP 31. Степень защиты электродвигателя – IP 44 по ГОСТ 14254-80. Способ монтажа: IM 7311 по ГОСТ 2479-79. Охлаждение должно соответствовать ICO 141 по ГОСТ 20459-75;
- электрическая прочность изоляции токоведущих частей двигателя должна соответствовать ГОСТ Р 52776-2007.

1.5. Оценка эффективности модернизации ЭГПА.

В настоящее время основные промышленно развитые страны мира поэтапно переходят на системы ЧРП ЭГПА с использованием высоковольтных ПЧ, что обусловлено неоспоримыми преимуществами:

1. Точная отработка в реальном времени всех технологических режимов газопроводов с высокими энергетическими характеристиками (КПД, коэффициент мощности) в статических, квазистатических и динамических режимах работы компрессорных станций.

2. Предельно высокий КПД электрических машин переменного тока (до 95-98%) и преобразователей частоты (в сравнении с 28-36 % ГТУ), который практически неизменен во всем диапазоне регулирования скорости.

3. Высокая надежность работы со средней наработкой на отказ до 4000 час, а для новых ЭГПА – до 40000 час (4,5 года) и практически без сервисного обслуживания до 35000 часов (4 года).

4. Первоначальные капитальные затраты на электропривод в 3-9 раз ниже ГТУ и конвертируемых авиационных двигателей, а простота блочного монтажа имеет дополнительные преимущества.

5. Затраты на ТОиР составляют до 4 % эксплуатационных затрат (в случае безмасляных и безредукторных систем они отсутствуют), в то время как для газотурбинных они составляют 15-30 % стоимости двигателя.

6. Значительно ниже и трудоемкость ремонтов – в 1,5-2 раза.

7. Экологичность – отсутствие выбросов CO_x и NO_x в атмосферу и низкий уровень шума и вибраций и т.п.

Эксплуатируемые в настоящее время электродвигатели серии СТД (около 700 единиц) имеют высокий КПД (более 97%), срок службы 20 лет, небольшие затраты на ТОиР. Однако, ограниченный ресурс ротора (всего 150 пусков до ремонта), постоянная частота вращения, т.е. неизменная на любых режимах производительность ЦБН газа, старое (более 30 лет) вспомогательное электрооборудование приводят к недостаточной эффективности и надежности работы ЭГПА и к увеличению числа отказов ЭГПА. Все эти недостатки требуют проведения модернизации и реконструкции парка ЭГПА по следующим направлениям:

1. Постепенная замена парка ЭГПА с синхронным электроприводом, выработавшим свой ресурс, новыми агрегатами с асинхронным высокооборотным приводом или на системы привода, более адаптированными к эксплуатации совместно с высоковольтными ПЧ.

2. Оснащение приводных электродвигателей и ЦБН с активными ЭМП.

3. Перевод ЦБН на сухие газодинамические уплотнения (ГДУ).

4. При достижении назначенного ресурса 100000 часов и в случае, если по результатам диагностического контроля нагнетатель не подлежит дальнейшей эксплуатации, для обеспечения плавного регулирования числа обо-

ротов ротора ЦБН, производить его замену новым нагнетателем, позволяющим изменять объёмную производительность ЦБН.

5. Оснащение синхронных машин, не выработавших свой ресурс, высоковольтными устройствами мягкого пуска.

В настоящее время в отрасли имеются положительные примеры успешной разработки и реализации инновационного отечественного и зарубежного оборудования и систем для модернизации ЭГПА КС адаптированно к особенностям существующего оборудования и режимам транспорта газа. Все их можно классифицировать как ***факторы повышения энергоэффективности и надёжности КС средствами электропривода ГПА:***

1. Методы, алгоритмы и средства безопасного пуска и останова ЭГПА (фазовый, мягкий, частотный и квазичастотный пуск средствами силовой электроники; включение вспомогательных двигателей, специальных обмоток основной машины; переключение режима нагрузки нагнетателя и т.п.).

2. Оборудование и алгоритмы для регулирования скорости вращения нагнетателя и обеспечения требуемой производительности газоподачи на выходе ЭГПА (варианты ПЧ с АИТ, НПЧ и т.п.).

3. Средства, системы и алгоритмы для обеспечения устойчивой работы ЭГПА при наличии режимных и случайных возмущений со стороны нагрузки, питающей сети и климатических воздействий (САР возбуждения СД с микропроцессорным идентификатором состояния угла нагрузки на базе векторной САУ).

4. Средства электромагнитного подвешивания валов ЦБН и роторов СД для реализации безмасляных технологий и безредукторных вариантов ЭГПА (высокоскоростные асинхронные или синхронные машины в едином корпусе с ЦБН, отсутствие эксплуатационных затрат на смазочные материалы, сокращение площадей КЦ).

5. Встроенные системы оперативного мониторинга и прогнозирования технического состояния ЭГПА для непрерывного анализа состояния оборудования и реализации технологий ТОиР по фактическому состоянию (кон-

троль показателей – нагрева, перенапряжений, вибрации, частичных разрядов в статорных обмотках методом *fuzzy-logic*).

6. Декомпозиция алгоритмов управления нагнетателями под различные режимы КЦ и оптимизация расчета параметров ЭГПА (оптимизация температуры газа регулированием скорости вентиляторов АВО и оптимизация скорости вращения нагнетателя для стабилизации давления по фактическим графикам газоподачи) по гидравлическим расчетам газопроводов.

7. Алгоритмические и аппаратные средства системной координации работы нескольких ЭГПА в рамках КЦ (при работе нескольких агрегатов на одну нагрузку (трубу) и различных характеристиках ЦБН и СД – перераспределение мощностей между параллельно работающими агрегатами с целью повышения общего КПД КЦ).

8. Согласование работы различных систем в рамках КЦ (ЭГПА, АВО газа, крановая арматура, вспомогательные системы) для оптимизации энергопотребления и электромагнитной совместимости с питающей сетью.

9. Новые системы электроснабжения со стабильными и гарантированными параметрами сети (новые технические решения КРУ, секционирующих пунктов, реклоузеры, микропроцессорные системы РЗиА и т.п.).

10. Реализация “безлюдных” технологий обслуживания работы основных агрегатов КС и мероприятия по обеспечению комфортных условий обслуживающему персоналу в соответствии с нормативами и максимальное энергосбережение.

11. Координация работы КЦ с соседними по магистрали КС для повышения пропускной способности ЛПУ МГ (согласование параметров газоподачи, давления и температуры газа) и системное снижение энергозатрат на перекачку требуемых объемов природного газа.

12. Комплекс мероприятий по снижению воздействия на экосистему в районе КС (минимизация объемов, параметров и контроль за соблюдением санитарных норм по выбросам, шумам, вибрации и т.п.).

К настоящему времени на трех КС ООО «Газпром трансгаз Томск» установлены и введены в эксплуатацию первые агрегаты нового поколения ЭГПА-4,0/8200. Кроме того, на КС «Смоленская» установлен и введен в эксплуатацию агрегат ЭГПА-6,3/8200. Основные технические характеристики их представлены в [119].

Преимуществами данных частотно-регулируемых ЭГПА являются:

- Высокий КПД во всем диапазоне регулирования скорости.
- Широкий диапазон регулирования скорости.
- Возможность быстрого, плавного и многократного запуска.
- Большой срок службы без замены базовых узлов и деталей (30 лет).
- Независимость величины мощности от срока службы и температуры окружающего воздуха.
- Отсутствие электромагнитной системы возбуждения.
- Отсутствие маслохозяйства.
- Отсутствие редуктора.
- Низкие эксплуатационные расходы и расходы на ТОиР.
- Возможность реализации малолюдных технологий на КС.

При этом необходимо в каждом конкретном случае оценивать уровень реализации основных идей энергоэффективности и надежности работы:

- многофакторный (синергетический) подход к модернизации ЭГПА для того, чтобы применение новых технических средств не привело к ухудшению иных характеристик и функциональных возможностей КС;

- координация и декомпозиция работы ЭГПА в рамках КЦ (согласование энергосберегающих режимов всех ЦБН), КС (оптимизация работы основных и вспомогательных агрегатов) и ЛПУ для минимизации энергопотребления нескольких КС в целом;

- неуклонное повышение надежности и ресурса электрооборудования, участвующего в транспорте газа, средствами организации ТОиР по фактиче-

скому состоянию, оперативного мониторинга и прогнозирования технического состояния.

Только комплексная, рациональная и адресная реализация приведенных выше инновационных решений в рамках Концепции по модернизации ЭГПА позволит получить современные конкурентоспособные системы электропривода ЦБН для компримирования газа и обеспечить высокую производительность, надежность и максимальное энергосбережение работы КС МГ.

Выводы по главе 1

1. Современные тенденции развития ГТС России и повышения энергоэффективности МГ вызваны ростом спроса на природный газ из-за проблем с другими энергоисточниками, увеличением средней протяженности газопроводов до 5000 км и переходом основных месторождений в режим падающей газоподачи. Это обуславливает переход от экстенсивных путей реализации ГТС к интенсивным на основе единой теоретически обоснованной идеологии проектирования и модернизации компрессорных станций со снижением затрат, энергоемкости, расширением функциональных возможностей и надежности работы оборудования.

2. Анализ состояния 689 стационарных ЭГПА типов СТД-4000-2, АЗ-4500-1500, ЭГПА-6,3, ЭГПА-Ц-6,3, СТД-12500, ЭГПА-25РЧ на 55 КС суммарной мощностью 5766,5 МВт позволяет констатировать, что большинство из них морально и физически устарели и требуют модернизации или замены. Наибольшую наработку свыше 180 тыс. ч. имеют агрегаты СТД-4000-2 (11). Анализ распределения ГПА по диапазонам наработки свидетельствует, что около 23 % парка выработали назначенный ресурс (100 тыс.ч.). В существующей с 60-х годов XX века компоновке ЭГПА имеют недостатки (ограниченный ресурс ротора при 150 пусках до ремонта, неизменяемая частота вращения, наличие мультипликатора), негативно влияющие на технологические процессы компримирования газа и приводящие к большим затратам электроэнергии (до 12 млрд. кВт·час/год).

3. Рассмотренные недостатки электроприводных КС требуют проведения модернизации парка ЭГПА по следующим направлениям:

- оснащение СД типа СТД-4000, СТД-12500, СДГМ, не выработавших свой ресурс, электронными устройствами мягкого пуска.
- внедрение на ЭГПА электромагнитных подшипников с переводом парка на безредукторные схемы с сухими газодинамические уплотнения.
- постепенная замена парка ЭГПА с синхронным электроприводом, выработавшим свой ресурс, новыми асинхронными высокооборотными приводами, более адаптированными к эксплуатации совместно с преобразователями частоты. Необходимость внедрения частотно-регулируемых ЭГПА на базе высоковольтных многоуровневых ПЧ обусловлена неравномерностью сезонного, месячного и посуточного газопотребления при вариациях технологических и природных факторов стохастического характера. Только при этом обеспечивается точная отработка всех оптимальных технологических режимов без ухудшения КПД и других энергетических характеристик.

4. В настоящее время промышленностью освоено производство новых комплектных ЭГПА, ПЧ и вспомогательного электрооборудования, которые могут обеспечить энергосбережение при транспорте газа до 70 %. Автором предложены 12 технико-технологических факторов реализации эффекта энергоэффективности ЭГПА, которые частично апробированы на газотранспортных предприятиях. При сопоставлении вариантов газотурбинных и электроприводных ГПА следует использовать синергетический эффект:

- КПД ЧРП ЭГПА не зависит от нагрузки ЦБН и температуры воздуха и обеспечивается на уровне 95-98 % (ГТУ – только 28-36%);
- высокая надежность при средней наработке на отказ до 4000 час (новые ЭГПА имеют аналогичные показатели до 40000 час);
- минимальные первоначальные капитальные затраты в 3-9 раз ниже ГТУ;
- низкая трудоемкость ремонтов (1,5-2 раза) и затраты на ТОиР (4 %);
- экологичность, низкий уровень шума и вибрации, отсутствие вредных выбросов в окружающую среду.

Глава 2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ И ФОРМАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭГПА

2.1. Анализ работы ЭГПА с мощными турбокомпрессорами.

2.1.1. Причины высокой энергоемкости ЭГПА на газопроводах.

Проблема эффективности эксплуатационных режимов ЭГПА возникает в связи с неизбежными *отклонениями* в реальной работе МГ от проектных условий. Это объясняется тем, что при проектировании МГ и установленной мощности ЦБН на КС в основном рассматриваются 3 расчетных режима: зимний, летний и среднегодовой (межсезонный). Реже выполняется более детальное исследование с помесечными расчетами режимов ЦБН. Практика проектирования и эксплуатации ЭГПА показала, что в большинстве случаев для этого достаточно рассмотреть только стационарные режимы подачи газа.

Однако в результате развития структуры ЕСГ РФ, появления новых крупных источников и потребителей газа, изменения объемов добычи и потребления величина и даже направление газопотоков могут значительно изменяться, вплоть до реверсивных поставок. Поэтому режимы работы МГ и особенно производительность его ЦБН на отдельных участках могут существенно отличаться от расчетных. Кроме того, причиной возникновения нерасчетных режимов является непроектное давление и температура газа у его поставщиков, которые чаще всего изменяются случайным образом. Как правило, снижение начального давления МГ служит причиной снижения его производительности и увеличения удельной энергоемкости.

Таким образом, нерасчетные режимы связаны с техническим, технологическим и климатическим состоянием МГ и возникают по причинам:

- отклонения от проекта по конфигурации газопровода,
- изменения по составу и характеристикам производственных мощностей,
- неудовлетворительное состояние оборудования ЭГПА, КС и ЛПУ,
- значительные колебания метеорологических факторов (по сравнению с расчетными), связанные с изменениями климата в России в последние годы,

- неоптимальное управление МГ, включая нештатное распределение нагрузки между КС, КЦ на многоцеховых КС и отдельными ЭГПА внутри КЦ.

Поскольку режим работы КС МГ практически определяется производительностью газопровода, главной задачей ЭГПА является необходимость постоянно поддерживать номинальное давление газа на выходе КС независимо от влияния всех внешних возмущений детерминированной или стохастической природы. Системное решение этой задачи позволяет обеспечить оптимальную загрузку ЭГПА, минимальное энергопотребление и максимальную энергоэффективность линейных участков и КС МГ.

Все это обуславливает необходимость внедрения комплекса современных инновационных энергосберегающих технологий при реконструкции и модернизации КС с ЭГПА, а также при новом строительстве электроприводных КС [5,8,116]:

1. Увеличение единичной мощности ЭГПА до 50 МВт с учетом планируемых объемов транспортируемого газа и долгосрочных перспектив МГ.

2. Применение осевых компрессоров на ЭГПА с КПД до 90%, обеспечивающих снижение энергопотребления, в т.ч. снижение потерь газа до 8%.

3. Повышение эффективности низконапорных режимов транспорта газа на разгруженных МГ или на отдельных участках ГТС с экономией до 10%.

4. Согласование газодинамических и энергетических характеристик ЭГПА и газопроводов за счет внедрения новых высокоэкономичных сменных проточных частей ЦБН на электроприводных КЦ и перевода цехов на более экономичное полнонапорное сжатие с переобвязкой агрегатов (эффект экономии электроэнергии до 10%).

5. Внедрение новых конструкторских решений ЭГПА с объединением ЦБН и электропривода в едином корпусе с реализацией безредукторных и безмасляных технологий ЭМП с перспективами минимизации площадей под КЦ, повышения надежности и снижения эксплуатационных расходов.

При этом обеспечивается также возможность реализации инновационных энергосберегающих технологий эксплуатации ГТС:

- оптимизация режимов электроприводных КС на основе применения системных программно-оптимизированных комплексов с экономией газа до 4%,
- регулирование режимов работы АВО на основе применения ПЧ в приводе вентиляторов АВО газа с эффектом экономии электроэнергии до 20%,
- внедрение турбодетандерных установок на объектах ГРС с возможностью выработки электроэнергии для ЭСН до 50 млрд. кВт·ч/год,
- повышение гидравлической эффективности ЛЧ и КЦ с учетом потоковой загрузки ЛПУ МГ на основе установки комплектов камер приема-запуска очистных устройств ЛЧ, позволяющих проводить очистку полости трубопроводов, своевременную диагностику и ремонт для поддержания гидравлической эффективности ЛЧ на нормативном уровне (сокращение затрат до 2%).

2.1.2. Характеристики нагнетателей и их влияние на привод.

Центробежные нагнетатели представляют собой лопаточные компрессорные машины с соотношением давления сжатия свыше 1,1 и не имеющие специальных устройств для охлаждения газа в процессе его сжатия. Они могут быть неполнонапорные (одноступенчатые) и полнонапорные. Первые, имеющие степень сжатия в одном ЦБН 1,25-1,27, используются при последовательной схеме компримирования газа на КС, вторые - полнонапорные, имеющие $\epsilon=1,45-1,51$, используются при коллекторной схеме обвязки КС.

Типовой параметрический ряд ЦБН, используемых в транспорте природного газа, представлен в табл. 2.1, а современный технический уровень эффективности серийно выпускаемых газовых компрессоров – в табл. 2.2.

Важной характеристикой нагнетателя является его производительность. Применительно к МГ различают объемную Q , м³/мин, массовую G , кг/ч и коммерческую подачу газа Q_k , млн·Нм³/сут. Перевод одних величин в другие осуществляется с использованием уравнения Клапейрона с поправкой на сжимаемость газа z , $Pv = zRT$. При использовании G , характеризующей количество газа, протекающего в единицу времени через сечение всасываю-

щего патрубка, применяется уравнение Клапейрона-Менделеева с использованием также поправки на сжимаемость газа z , $PQ = GzRT$.

Таблица 2.1.

Типовой параметрический ряд ЦБК

Тип КС и ЦБК	Отношение давлений	Давление газа на выходе ЦБК, МПа						
ЛКС, «полнонапорный» ЦБК	1,25	5,5	7,45					
	1,35	5,5	7,45					
	1,44 (1,50)	5,5	7,45	8,3	10,0	12,0		
	1,70	7,45	8,3	10,0	12,0			
ДКС, многоступенчатый ЦБК (длинный корпус)	1,25	–	–	7,45	–	–		
	1,44	4,0	5,5	7,45	–	–		
	1,70	2,8	4,5	7,45	9,5	12,5		
	2,20	2,0	4,0	7,45	9,5	12,5		
	3,00	1,5	3,0	6,00	9,5	12,5		
	5,00			6,6				
КС ПХГ, многоступенчатый ЦБК традиционной схемы	1,70	–	4,5	7,45		12,5	–	
	2,20	2,0	4,0	7,45		14,7	–	
	3,00	–	–	7,45		14,7	21,0	
КС ПХГ, двухсекционный ЦБК (компрессорная установка типа «тандем» с переключением секций по схеме	Парал. 1,44 Послед. 2,20		5,5 7,45	7,45 10,5		10,5 14,7		
	Парал. 1,75 Послед. 3,00			5,5 10,5	8,3 14,7	12,5 21,0	25,0 42,0	
	Парал. 2,20 Послед. 5,00					10,5 24,0	16,0 36,0	22,0 50,0
НКС	2,70						22,8	
	3,50						22,0	

Коммерческая подача Q_k определяется по параметрам состояния во всасывающем патрубке, приведенным к нормальным физическим условиям ($t = 20$ °С; $P = 0,101$ МПа). Для определения коммерческой подачи используется уравнение Клапейрона для "стандартных" условий: $P_0 v_0 = RT_0$;

$Q_k = G/\rho_0$, $\rho_0 = P_0/RT_0$. Особенности и эксплуатационные качества каждого типа ЦБН определяется его характеристиками при его натурных испытаниях.

Таблица 2.2.

Технический уровень эффективности серийно выпускаемых газовых ЦБН

Класс мощности, МВт	Отношение давления	Политропный к. п. д. (%) при выходном давлении, МПа:											
		2,0	2,8	4,0	4,5	5,5	6,0	6,5	7,45	9,5	12,5	14,7	15,7
2-4	1,25					84							
	2,7											72	
6-8	1,25			82		85	85		85				
	1,44			80	80	82			84				
	1,70		80	78	78	80		80	82		76		
	2,20	77	75	76		75		75	76		76	74	74
10-12,5	1,25					85			85				
	1,35					83							
	1,44					84			85				
	1,50												
	1,70			78							80		
	2,40												70
16-25	5,00							78					
	1,25					85			85				
	1,35								84				
	1,44			82		85			86	82			
	1,70		74		80	78			80	78	78	70	
	2,20	80		80		80			75			70	
	3,00		74				78						

Примечание. Показатели относятся к серийной товарной продукции. Перспективные разработки и прототипы могут иметь показатели к.п.д. на 1,5-3 % больше.

Совокупность характеристик нагнетателей – это зависимости степени сжатия ε , политропического КПД ($\eta_{пол}$) и удельной приведенной мощности $(N_i/\rho_n)_{пр}$ от приведенного объемного расхода газа $Q_{пр}$. Строятся такие характеристики для заданного значения газовой постоянной $R_{пр}$, коэффициента сжимаемости $z_{пр}$, показателя адиабаты, принятой расчетной температуры газа на входе в нагнетатель T_B в принятом диапазоне изменения приведенной относительной частоты вращения $(n/n_0)_{пр}$. Типовая характеристика нагнетателя типа 370-18-1 приведена на рис. 2.1. По ним определяют политропический КПД $\eta_{пол}$ и приведенную внутреннюю мощность нагнетателя $(N_i/\rho_n)_{пр}$

$$\left(\frac{n}{n_0}\right)_{пр} = \frac{n}{n_0} \sqrt{\frac{z_{пр} R_{пр} T_{пр}}{z_B R T_B}}, \quad (2.1)$$

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{в}} \cdot \frac{n_0}{n} \quad (2.2)$$

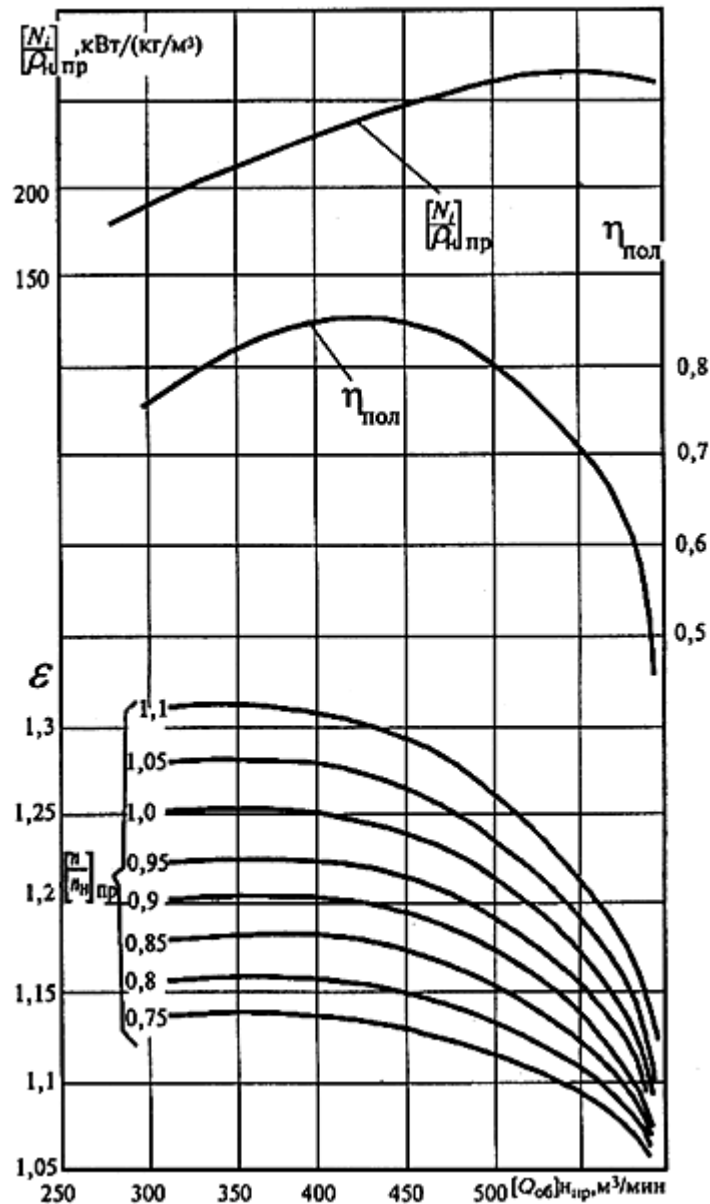


Рис. 2.1. Характеристики ЦБН 370-18-1 при $T_{\text{н пр}} = 288\text{К}$; $z_{\text{пр}} = 0,9$; $R_{\text{пр}} = 490 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$

Внутренняя мощность, потребляемая ЦБН, определяется соотношением

$$N_i = \left(\frac{N_i}{\rho_{\text{н}}} \right)_{\text{пр}} \cdot \left(\frac{n}{n_0} \right)_{\text{пр}}^3 \cdot \rho_{\text{н}} \quad (2.3)$$

В соотношениях (2.1)-(2.3) индексом "0" отмечен номинальный режим работы нагнетателя; индексом "в" – параметры на входе в нагнетатель. Плотность газа при всасывании, $\text{кг}/\text{м}^3$, ρ определяется по соотношению:

$$\rho = P_{\text{вх}} \cdot 10^6 / zRT, \quad (2.4)$$

где $P_{\text{вх}}, T$ - абсолютное давление (МПа) и температура (К) при всасывании.

Несмотря на различие характеристик ЦБН, условия их работы и особенности режимов отдельных МГ, все турбокомпрессоры природного газа имеют следующие закономерности, определяющие их нагрузочные свойства для приводных электродвигателей ЭГПА:

1. зависимость момента нагрузки (квадратическая) и мощности на валу (кубическая) от скорости вращения в соответствии с выражениями (2.1)-(2.3);
2. продолжительный режим работы ($S1$ – по общепринятой классификации) с постоянной нагрузкой и редкими пускорегулирующими режимами;
3. отсутствие реверсов и интенсивных торможений, включая противовключение и рекуперативное;
4. ограниченный диапазон регулирования скорости по условиям штатного режима МГ (чаще всего до 2:1);
5. отсутствие перегрузок, скачков момента, рывков и толчков момента;
6. обеспечение высокой надежности ЦБН запасом устойчивости и моторесурса в связи с максимальной категоричностью технологического процесса;
7. приоритетами достижения максимальных энергетических характеристик (КПД и коэффициент мощности) в противовес динамическим показателям.

При разработке и модернизации систем электропривода ЦБН следует также учитывать, что каждой скорости вращения соответствует определенная критическая производительность компрессора, ниже которой возникает неустойчивый помпажный режим. Однако регулирование скорости вниз от номинальной приводит к сокращению зоны помпажа [7].

2.1.3. Испытания нагнетателей со сменными проточными частями.

В настоящее время экономичность компримирования единицы объема газа электроприводными ГПА уступает соответствующим газотурбинным установкам в связи с отсутствием плавного регулирования скорости СТД. Однако, как показали испытания и анализ работы электроприводных КС,

имеются резервы по снижению расхода электроэнергии на компримирование газа даже в нерегулируемом варианте ЭГПА. Это относится, прежде всего, к нагнетателям серии 235 с приводом от электродвигателей СТД-12500.

Газодинамические испытания, проведенные в ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» на четырех из 94 аналогичных ЦБН, имеющих суммарную установленную мощность 1,175 млн. кВт (19,5% всего парка ЭГПА ОАО «Газпром»), показали, что два из этих ЦБН имели штатную СПЧ 235-21-3 с номинальной степенью сжатия $\epsilon_{\text{ном}} = 1,44$, а два других новую низконапорную проточную часть 235 СПЧ 1,32/76-5000 ($\epsilon_{\text{ном}} = 1,32$), созданную на ОАО «Невский завод».

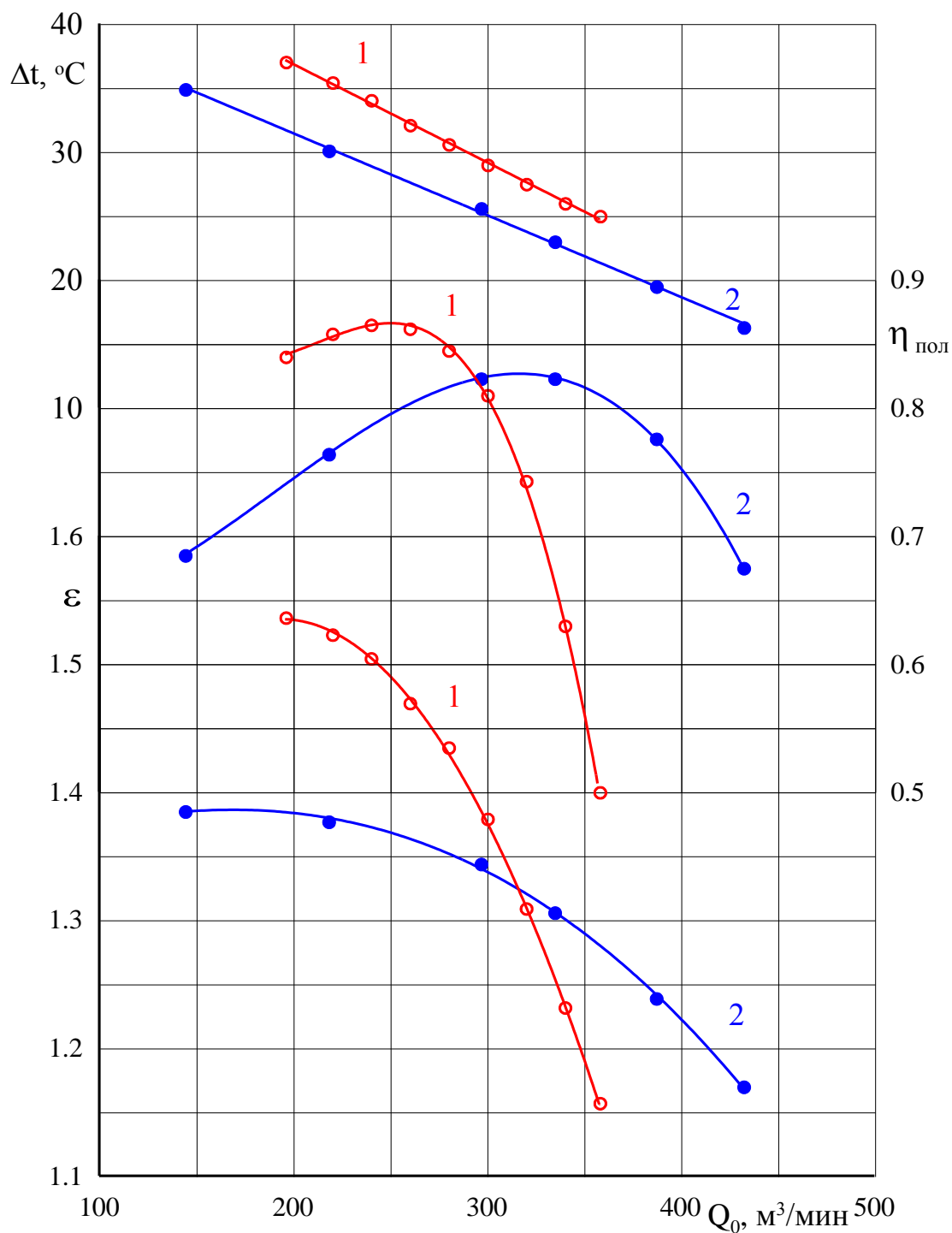
Результаты испытаний штатной СПЧ 235-21-3 показали, что ее реальные газодинамические характеристики близки к паспортным. Однако как установили исследования, штатные ЦБН работали на КС с низкими степенями сжатия ($\epsilon_{\text{ном}} = 1,22 \div 1,30$), большими объемными расходами ($Q_{\text{пр}} > 300 \text{ м}^3/\text{мин}$) и низкими паспортными значениями КПД ($\eta_{\text{пол}} = 0,635 \div 0,73$). Такая работа приводит к перерасходу электроэнергии на 8÷15% и более по сравнению с штатной работой в номинальном режиме.

Данные неэффективные режимы работы ЭГПА на КС объясняются:

- начальным несогласованием газодинамических характеристик компрессоров и гидравлических характеристик сети газопроводов,
- снижением производительности ГТС по сравнению с проектом.

Как свидетельствуют результаты комплексных испытаний и сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по температуре (рис. 2.2) и по потребляемой мощности (рис. 2.3), эффект от установки новой низконапорной СПЧ для одного компрессора достигает:

- повышение КПД более 8-15%;
- рост производительности ЭГПА на 6-8%;
- снижение потребляемой мощности на 500-700 кВт;
- уменьшение температуры компримированного газа на 3,0-3,3 °С.



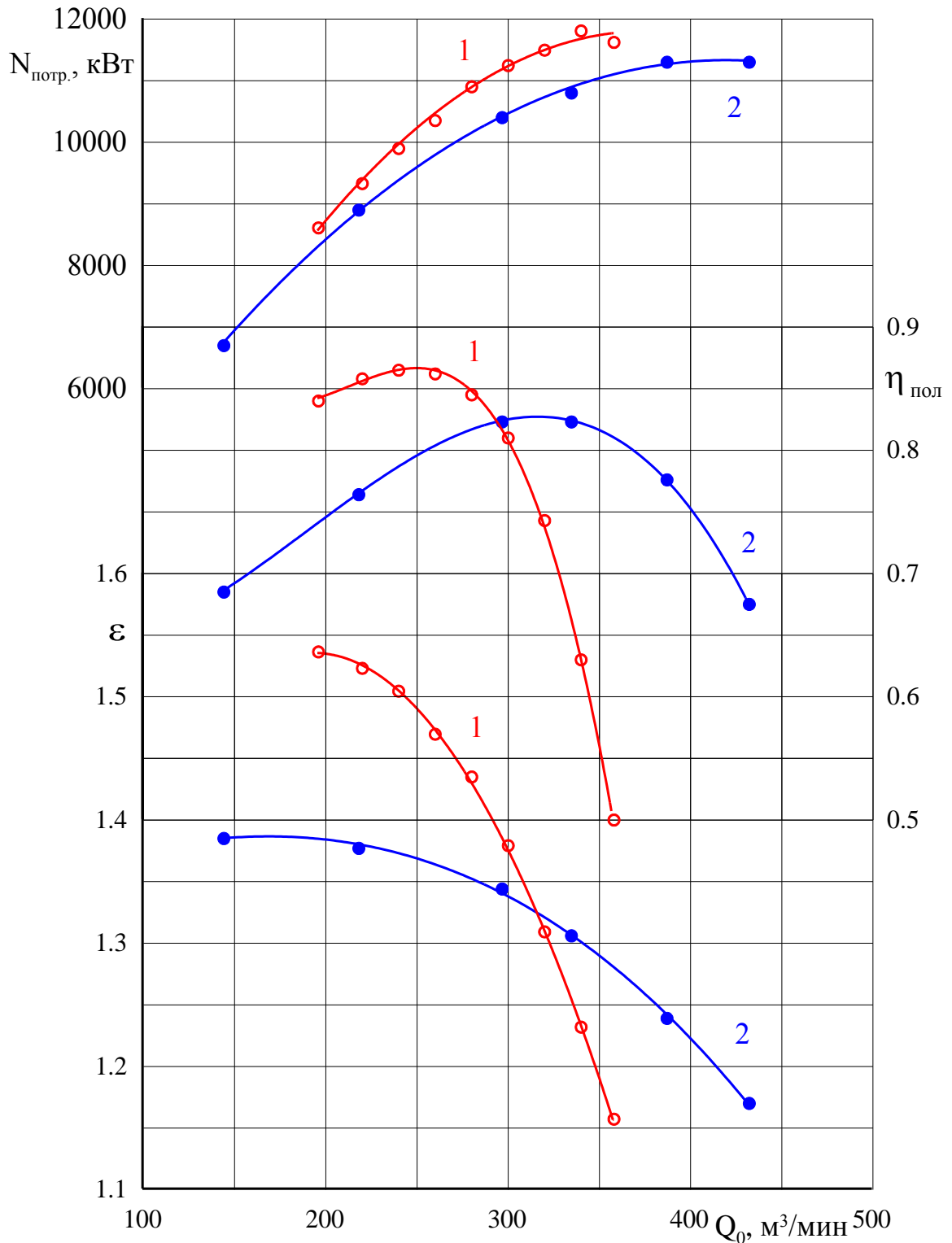
Обозначения:

1 - нагнетатель 235 - 21 - 1
2 - нагнетатель 235СПЧ 1,32/76

Начальные условия:

Частота вращения, об/мин	5000
Температура начальная, К	288
Давление конечное, МПа	7,45
Показатель адиабаты	1,311
Газовая постоянная, Дж/кг К	452,6

Рис. 2.2. Сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по температуре.



Обозначения:

1 - нагнетатель 235 - 21 - 1

2 - нагнетатель 235СПЧ 1,32/76

Начальные условия:

Частота вращения, об/мин 5000

Температура начальная, К 288

Давление конечное, МПа 7,45

Показатель адиабаты 1,311

Газовая постоянная, Дж/кг К 452,6

Рис. 2.3. Сопоставление характеристик нагнетателей 235-21-1 и 235 СПЧ 1,32/76 – 5000 ЭГПА по потребляемой мощности

Кроме того, имеются косвенные резервы по снижению расхода электроэнергии на КС с различными типами агрегатов за счет: дозагрузки ГПА по производительности и по мощности; устойчивой работы 2-4 ЭГПА в одном КЦ в широком диапазоне производительности как при совместной, так и при автономной работе цехов без опасности попадания компрессоров в помпажную зону.

Проведенный анализ позволяет определить технологический облик современного ЦБН с учетом адаптации к режимам МГ и возможностям ЭГПА:

- Мощностной ряд: 2,5–4–6,3(8,2)–10(12,5)–16–25–32.
- Компрессор разрабатывается на основе базового корпуса с вертикальным разъемом, предусматривающего возможность установки комплекта сменных проточных частей с номинальными параметрами в диапазоне значений степени сжатия из типоразмерного ряда, определяемом ЭГПА:

-линейные модификации: 1,25–1,35–1,44(1,50)–1,70;

-дожимные модификации: 1,25–1,44–1,70–2,20–3,00–5,00.

- Для линейных КС предпочтителен вариант применения полностью «сухого» исполнения ЦБН (ЭМП с системой уплотнений).
- Для дожимных модификаций ЦБН предпочтительным вариантом является «полусухое» исполнение центробежных компрессоров.
- Базовые корпуса и их «крышки» должны без доработок допускать применение СПЧ в «масляном», «полусухом» или «сухом» исполнении

В целом можно выделить следующие перспективные направления:

1. Замена неполнонапорных проточных частей ЦБН на полнонапорные с реконструкцией «гитары» в коллекторную.
2. Повышение мощности ГПА и установка СПЧ большей напорности.
3. Повышение рабочего давления магистральных газопроводов.
4. Применение ЦБН модульного исполнения на мощности до 50 МВт;
5. Двухсекционные ЦБН в одном корпусе с охлаждением между секциями;
6. Замена ротора ЦБН и подрезка его рабочего колеса.

2.2. Анализ преимуществ электрических машин при работе в ЭГПА

Для электропривода ГПА в настоящее время в основном еще используются неэкономичные нерегулируемые системы с асинхронными и синхронными машинами (рис. 1.9). На электроприводных агрегатах установлены центробежные нагнетатели 18-ти модификаций. Из них один оснащен комплектом торцевых газодинамических уплотнений (ГДУ).

При работе в режимах регулирования газоподачи и обеспечения режима плавного запуска используются морально устаревшие и неэкономичные способы ступенчатого управления, перепускные клапаны и гидромуфты, а также реакторные устройства запуска агрегатов. Данные устройства решают только локальные задачи, не обеспечивая комплекса вопросов энергосбережения, надежности и автоматизации ЭГПА. Принятые в последнее время нормативные акты РФ и ОАО «Газпром» [49,89,90,95-97] дополнительно стимулируют поиск инновационных технологий снижения энергоёмкости магистрального транспорта газа при повышении надежности работы ЕСГ.

Центральным элементом любого ЭГПА является высоковольтная электрическая машина переменного тока мегаваттного класса. Именно ее энергетические и динамические характеристики, функциональные возможности, надежность и ресурс эксплуатации определяют технико-экономические показатели ЭГПА в целом и его конкурентоспособность по сравнению с другими вариантами энергопривода ЦБН.

Как известно, все современные электродвигатели являются частными случаями реализации “обобщенной машины переменного тока” или “двигателя двойного питания” [17,61,64,92,112]. Так, например, при $U_1, f_1 = \text{const}$ и отрицательных значениях P_2 получаем известные системы «асинхронного вентильного каскада» и другие вентильно-машинные структуры электроприводов, популярные на КС первых отечественных МГ [92,96,116] вследствие малой мощности ПЧ в роторной цепи и возможности полезного использования энергии скольжения при регулировании скорости в диапазоне до 2:1.

При питании роторной цепи машины постоянным током получаем схему СД с электромагнитным возбуждением или с постоянными магнитами.

Синхронная машина характеризуется преимуществами:

1. Наивысшие энергетические характеристики - КПД, $\cos \varphi$ и др. вследствие минимальных потерь мощности в стали и меди статора.
2. Стабильная и максимально возможная скорость, равная скорости электромагнитного поля $\omega = \omega_0 = 2\pi f/p$, достигающая при числе пар полюсов машины $p = 1$ величины $\omega = 3000$ об/мин.
3. Максимальная производительность (нет потерь мощности скольжения, пропорциональной моменту нагрузки на валу).
4. Надежность в долгосрочной перспективе и долговечность работы без капремонтов (большой зазор в расточке статора, не влияет на величину потребляемой реактивной мощности).
5. Абсолютно жесткая механическая характеристика, нет зависимости от нагрузки ГПА и отсутствие колебаний вала.
6. Стабильность и устойчивость работы менее зависимы от колебаний напряжения сети (электромагнитный момент и мощность на валу пропорциональны U сети, а не U^2).
7. Возможность независимого регулирования реактивной мощности с помощью САР возбуждения, в том числе в бездатчиковом варианте электропривода.

Эти достоинства СД, особенно важные для приводов средней и большой мощности (свыше 300 кВт) обусловили преимущественное распространение этого типа машин для приводов турбокомпрессоров на КС МГ [1,32]. Однако в последние годы ведущие производители переходят на замену СД асинхронными машинами с КЗ ротором, которые характеризуется преимуществами:

1. Простота конструкции асинхронной машины с КЗ ротором типа «беличьей клетки» со сроком службы до 50 лет (ресурс 200 000 час).
2. Минимальные массогабаритные показатели и стоимость АД с КЗ.

3. Высокая надежность из-за отсутствия системы электромагнитного возбуждения и контактных колец на валу.

4. Возможность создания безредукторного высокоскоростного электропривода на ЭМП ротора при отсутствии системы маслоснабжения.

5. Взрывобезопасное исполнение, возможность установки АД и ЦБН в одном помещении при сокращении общих площадей компрессорного цеха.

6. Возможность компоновки АД в едином корпусе с нагнетателями и обдувом обмоток статора перекачиваемым природным газом.

7. Низкие эксплуатационные расходы и расходы на ТОиР.

Таким образом, выбор типа приводного электродвигателя для ГПА носит итеративный характер и его следует выполнять в несколько этапов. Прежде всего, выполняется предварительный выбор по аналогии с прототипами по нагрузочным диаграммам и ТЭО. Далее проводятся все виды проверок по энергетическим, пускорегулирующим и перегрузочным характеристикам, включая анализ совместимости систем «ЭД-ЦБН», «ЭД-ПЧ» и «ЭД-сеть».

С точки зрения формализации функционирования рассмотренных машин и математического описания электромагнитных и электромеханических процессов в них, то все они опираются на общую теорию электрических машин переменного тока, детально разработанную в трудах Р. Парка, А.А. Горева, М.М. Ботвинника, Ю.Г. Шакаряна, Г.Б. Онищенко и других [17,61,92].

В основе идеализированной машины переменного тока лежит двухполюсная асинхронная машина с фазным ротором симметричная в электрическом и магнитном отношениях без демпферных контуров с синусоидальным распределением магнитного поля по периметру расточки статора. При этом энергия к машине в общем виде может подводиться (отводиться) через статорные и роторные цепи, образуя классические асинхронные (устойчивые по скольжению) и синхронные (устойчивые по углу нагрузки) машины.

Тогда система уравнений Парка-Горева для синхронной машины в относительных единицах, по уравнениям которой может быть построена компьютерная модель, имеет вид:

$$\begin{aligned}
u_d &= -r_d i_d + p\psi_d \frac{1}{\Omega_0} - \psi_q \omega; \\
u_q &= -r_d i_q + p\psi_q \frac{1}{\Omega_0} + \psi_d \omega; \\
u_f &= r_f i_f + p\psi_f \frac{1}{\Omega_0}; \\
u_{kd} &= r_{kd} i_{kd} + p\psi_{kd} \frac{1}{\Omega_0}; \\
u_{kq} &= r_{kq} i_{kq} + p\psi_{kq} \frac{1}{\Omega_0}; \\
\psi_d &= x_{md} (-i_d + i_f + i_{kd}) - x_{as} i_d; \\
\psi_q &= x_{mq} (-i_q + i_{kd}) - x_{as} i_q; \\
\psi_f &= x_{md} (-i_d + i_f + i_{kd}) + x_{fs} i_f; \\
\psi_{kd} &= x_{md} (-i_d + i_f + i_{kd}) + x_{kds} i_{kd}; \\
\psi_{kq} &= x_{mq} (-i_q + i_{kd}) + x_{kqs} i_{kq}; \\
u_a^2 &= u_d^2 + u_q^2; \\
i_a^2 &= i_d^2 + i_q^2; \\
p &= u_d i_d + u_q i_q; \\
q &= -u_d i_q + u_q i_d; \\
m &= J \frac{\Omega_0}{M_0} \frac{d\omega}{dt} + \psi_q i_d - \psi_d i_q,
\end{aligned} \tag{2.5}$$

где $x_H = \frac{X_H}{X_{a0}}; r_H = \frac{R_H}{X_{a0}}$.

2.3. Параллельная работа нескольких ЭГПА на единый газопровод

Как известно, КС МГ должны развивать мощности средствами ГПА, инвариантно расходу газа и перепаду давления. Однако многообразие всех возможных характеристик и режимов работы электроприводных КС не может быть обеспечено только за счет работы одного агрегата. Поэтому на КС, как правило, устанавливают несколько ЭГПА (рис. 2.4) с ВВ электродвигателями и различной конфигурацией схем подключения.

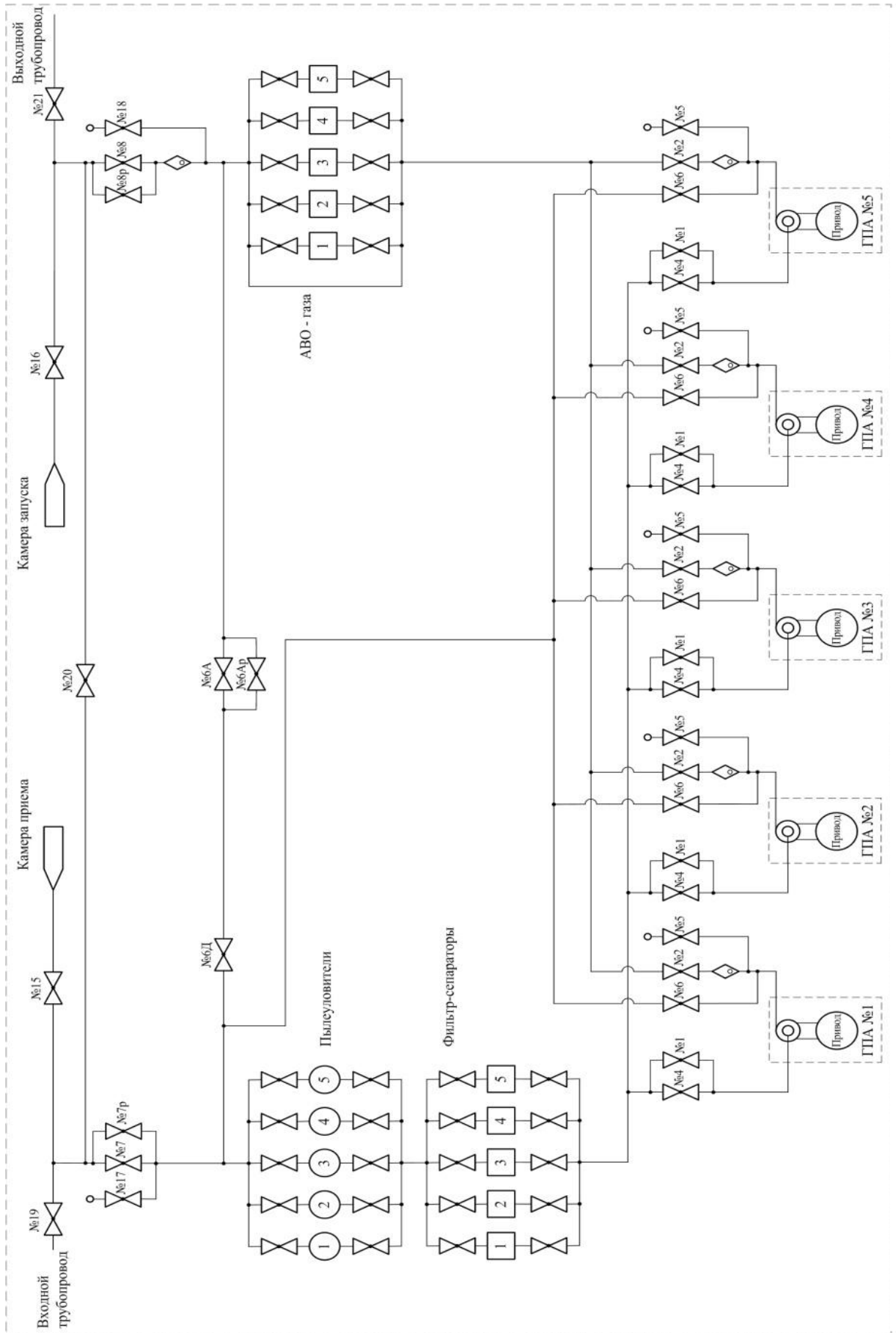


Рис. 2.4. Технологическая схема типовой компрессорной станции МГ.

На рис. 2.4 представлена технологическая схема КС с параллельной обвязкой ЭГПА для применения полнонапорных нагнетателей. Данная схема технологической обвязки КЦ позволяет осуществлять только параллельную работу нескольких работающих ЭГПА с использованием полнонапорных нагнетателей со степенью сжатия 1,45-1,5. При таком групповом включении ЭГПА большое значение имеет равномерная загрузка всех агрегатов работающих на одну магистраль, что обеспечивает надежность и экономичность их работы с максимальным моторесурсом.

Неидентичность характеристик отдельных нагнетателей и электродвигателей, как было показано ранее, вызывает соответствующую неравномерность распределения нагрузок между ними. Известно, что в случае параллельного включения неравномерно нагруженных двигателей, они потребляют различные токи и, как следствие, развивают различные электромагнитные моменты (вплоть до перехода в зону помпажа или генераторный режим). При параллельном соединении двигателей различие в характеристиках приводит также к перераспределению напряжений и электромагнитных моментов между ними с существенным снижением всех эксплуатационных и энергетических характеристик. Поэтому предварительно необходимо снять все рабочие характеристики агрегатов, сопоставить их с паспортными и рассмотреть влияние параметров жесткости энергетических и скоростных характеристик ЭГПА на неравномерность нагрузок двигателей при различных схемах.

Основные технологические ограничения, которые необходимо учитывать для обеспечения надежной эксплуатации оборудования, входящего в комплекс КС ЕСГ, определяются газодинамическими и температурными характеристиками МГ и ЭГПА и представляют собой следующие параметры:

- максимальное рабочее давление на выходе из КС;
- минимальная объемная производительность на входе в ЦБН;
- минимальную скорости вращения силового вала ЭГПА;
- максимальную скорости вращения силового вала ЭГПА;
- уровень технического состояния эксплуатируемых агрегатов.

Таким образом, технологически связанный синхронный электропривод ЭГПА работает на одну магистраль в условиях действия многочисленных возмущений, таких как изменение нагрузки на валу, колебания напряжения в системе электроснабжения, изменения температур газа, охлаждающего воздуха и т.п. При этом может происходить дополнительное перераспределение мощности между параллельно работающими ЭГПА. Для восстановления равномерности загрузки приводных СД и обеспечения оптимальности их энергетических характеристик необходимо произвести изменение их производительности (скорости вращения СД) средствами ЧРП.

Кроме того, одним из узких мест в практике эксплуатации длинных трубопроводов по транспортировке газов является проблема возникновения избыточных давлений и волновых процессов при переходных процессах ЦБН, изменения положения задвижек и т.п., что приводит к быстрому износу и выходу из строя оборудования и к разрывам трубопроводов. Вопросы возникновения волновых процессов, сопровождаемые колебаниями давления природного газа в трубопроводах и методы их устранения известны. Однако мероприятия и способы механического демпфирования колебаний связаны с усложнением технологического оборудования. Они сопровождаются материальными затратами и значительными потерями газа при этом, не всегда принося желаемые результаты. Вместе с тем, применение ЧРП обеспечивает не только оптимальные пускорегулировочные режимы, но и алгоритмические способы снижения избыточных давлений и опасных волновых процессов с гашением избыточных давлений, приходящих со стороны трубопроводов.

При параллельной работе нескольких ЭГПА на один трубопровод, если скорость вращения их одинакова (это, как правило, соответствует нерегулируемому режиму синхронных электродвигателей), то общая рабочая точка определяется пересечением их суммарной механической характеристики с характеристикой МГ. ЭГПА при этом могут работать с разными производительностями (особенно при наличии задвижек), значения которых обратно пропорциональны жесткости каждой индивидуальной характеристики.

Согласование нагрузок технологически связанного электропривода на оптимальном по энергетическим критериям уровне (при уменьшении их производительности) возможно двумя способами:

1. пропорциональным снижением скорости всех ЭГПА;
2. снижением, но более значительным, скорости одного ЭГПА.

С точки зрения экономичности регулирования несколько более выгодным является одновременное изменение скорости всех параллельно работающих ЭГПА. Кроме того, подобное синхронное регулирование по своим характеристикам равноценно регулированию одного агрегата. Однако это связано с многократным увеличением капитальных затрат на оборудование всех ЭГПА ВВ ЧРП. Поэтому для большинства КС целесообразным является оснащение КЦ одним ЧРП, осуществляющим более глубокое плавное регулирование производительности с возможным отключением других.

Алгоритм управления группой СД ЭГПА, как взаимосвязанного электропривода нагнетателей рассмотрим на характерном примере двухцеховой электроприводной КС [114,116]:

- 1-ый КЦ имеет 3 ЭГПА с электродвигателями типа СТД-12500 и ЦБН типа 370–18–2. При этом используется один ВВ ПЧ на номинальную мощность СД с возможностью переключения на любую машину. Технологические параметры группы ЦБН – производительность суммарная 2850 м³/час, давление на выходе ЦБН 66 кгс/см² и на входе 54 кгс/см², диаметр газопровода 1200 мм;
- 2-ой КЦ по параметрам агрегатов аналогичен 1-му и отличается от него только диаметром газопровода (1200 мм) и суммарной производительностью (2420 м³/час) при одинаковой ЛЧ – 100 км.

Пересчет режимных характеристик работы ЦБН на реальные условия работы КС обычно выполняется с использованием приведенных характеристик ГПА с учетом потерь в подшипниках ЦБН (100 кВт) и суммарного КПД редукторного ЧРП.

Для оптимального согласования характеристик ЭГПА средствами ЧРП необходимо проанализировать изменение технологических параметров в различных зонах диапазона регулирования суммарного расхода газа электропечами КС, равного 20%. В таблице 2.3 представлены результаты анализа сравнительной эффективности применения ЧРП для оптимизации работы ЦБН по рассмотренным КЦ.

Таблица 2.3.

Результаты сравнительного анализа работы ЧРП

№ КЦ	Производительность газопровода, млн. м ³ /сут	Производительность по условиям всаса, м ³ /мин	Мощность потребления нерегулируемого ЭГПА, МВт	Мощность потребления ЧРП ЭГПА, МВт	Экономия мощности, МВт
1	80,0	346,76	25,80	25,80	0
	76,0	329,46	25,20	24,15	1,05
	72,0	312,17	24,60	22,86	1,74
	68,0	294,74	-	21,58	-
2	90,0	390,16	28,20	28,20	0
	85,5	370,56	27,00	26,11	0,89
	81,0	351,14	26,04	25,86	0,18
	76,5	331,51	25,20	23,56	1,64
	72,0	321,12	24,60	22,86	1,74

Причем, последние значения параметров для каждого КЦ в табл. 2.3. находятся за границей устойчивости ЦБН с нерегулируемым ЭГПА. В варианте с ЧРП ЦБН остается в зоне штатной работы КС.

В результате можно констатировать, что применение в составе группы работающих ЭГПА одного из них с ЧРП позволяет не только расширить диапазон устойчивой работы МГ и идеально согласовать механические характеристики различных агрегатов по загрузке, но и повысить экономическую эффективность их работы.

Так, при снижении производительности МГ на 5% от номинала с помощью ЧРП экономится до 1,05 МВт потребляемой мощности, а при 10% - уже более 1,74 МВт. Следует отметить, что ЧРП 1-го цеха, работающий на трубопровод 1200 мм, дает большую экономию энергии, чем ЧРП, работающий на трубопровод 1400 мм. Кроме того, зависимость экономии электроэнергии от расхода для КЦ 2 существенно нелинейна с провалом в области

расхода 81 млн. м³/сут, наличие которого обусловлено нелинейностью характеристики нагнетателя в этой зоне регулирования.

Следовательно, кроме согласования характеристик ЭГПА в каждом КЦ, необходимо координировать работу обоих КЦ между собой в рамках КС с целью получения максимального эффекта экономии электроэнергии средствами ЧРП.

Рассмотренный случай оптимизации и согласования характеристик, параллельно работающих ЭГПА в рамках КЦ и в рамках КС, позволяет рационально использовать современные средства ЧРП для энергоэффективного управления агрегатами МГ. Оптимизации в этом случае подлежит суммарный расход электроэнергии на перекачку природного газа за счет правильного перераспределения нагрузки и расходов по отдельным трубопроводам при заданном давлении на входе и выходе ЦБН и заданном суммарном расходе. Формально критерий оптимальности можно записать в виде:

$$J = \max_Q \sum_{i=1}^k \Delta N_i(Q_i(\omega_i), p_i(\omega_i), B_i); \quad (2.6)$$

при условии, что $\sum Q_i(\omega_i) = Q_\Sigma(\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_k)$, p_i – давление на выходе i -го нагнетателя; B_i – вектор параметров i -го трубопровода; $\Delta N_i(Q_i(\omega_i), p_i, B_i)$ – зависимость экономии электроэнергии в i -ом трубопроводе в функции расхода, давления и параметров трубопровода.

В общем случае зависимости $\Delta N_i(Q_i(\omega_i), p_i, B_i)$ являются существенно нелинейными, обладают экстремумами и являются оригинальными для каждой нитки газопроводов. Поэтому поиск оптимальных экстремумов производится методом наискорейшего спуска с определением оптимальных частот вращения ЧРП и соответствующим им расходам через нагнетатели. Полученные скорости вращения ЧРП задаются программно в зависимости от суммарного расхода Q и давления p в трубопроводах.

Снижение потребляемой мощности и экономия электроэнергии, получаемые за счет оптимизации режимов работы группы нагнетателей КЦ, существенно зависят от неравномерности расхода газа и его параметров. В ча-

стности, для рассмотренных режимных условий работы КС, оснащенной ЭГПА типа СТД-12500, значение сэкономленной мощности достигает 3,3 МВт в диапазоне изменения расхода газа до 10%, что составляет около 7% от суммарной мощности нерегулируемого варианта ЭГПА при тех же режимах работы магистрального газопровода.

В общем случае диапазон регулирования скорости вращения электропривода, в котором обеспечиваются оптимальные режимы согласования работы ЭГПА, невелик и составляет $\omega_{\max}/\omega_{\min} = 1,4-1,45$. Указанный диапазон регулирования ЭГПА обеспечивается серийными электродвигателями типа СТД-12500 с модифицированным ротором, в который введена демпферная обмотка, при его питании от высоковольтных преобразователей частоты.

Таким образом, согласование нагрузок технологически связанного электропривода на оптимальном по энергетическим критериям уровне возможно пропорциональным снижением скорости всех ЭГПА или снижением, но более значительным, скорости одного ЭГПА. Применение в составе группы работающих ЭГПА одного из них с ЧРП позволяет не только расширить диапазон устойчивой работы МГ и идеально согласовать механические характеристики различных агрегатов по загрузке, но и повысить экономическую эффективность их работы.

2.4. Моделирование динамических режимов работы ЭГПА

Опыт эксплуатации синхронных двигателей выявил ряд недостатков, ухудшающих условия технологии компримирования газа, основные из которых: ограниченное количество пусков СД (до 150), после которых необходим ремонт ротора; по условиям завода-изготовителя допускается только два пуска с разгруженным ЦБН из холодного состояния с перерывами между пусками 15 мин. или только 1 пуск из горячего состояния; пуск СД допускается только при пониженном напряжении сети.

Физика процесса пуска мощных двигателей переменного тока одинакова, несмотря на различие их характеристик, и принципов работы, и произ-

водится по типовой кривой асинхронного двигателя. Этот процесс сопровождается большими (5-7-кратными) бросками тока статора при небольшой кратности (1,5-2,5) момента. Это объясняется наличием большого реактивного тока и низкого коэффициента мощности ($\cos\varphi \approx 0,2$ в отличие от номинального 0,9) при скольжениях близких 1. Частые и затянутые пуски приводят к большим электродинамическим усилиям (выпучивание стержней обмоток, вылетание петушков и поломки валов), перегреву и старению изоляции (перегрев на 8 °С снижает срок службы вдвое).

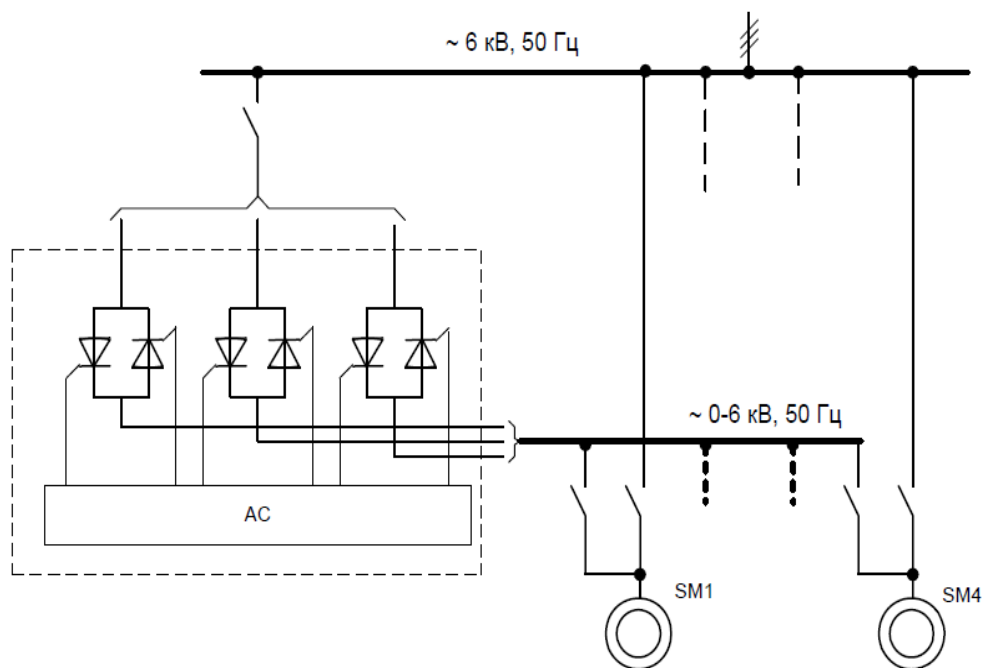
В 1987г. был изготовлен и прошел испытания синхронный двигатель серии СДГ-12500-2 контейнерных ЭГПА, в котором были учтены недостатки СТД-12500. Испытания его на КС «Помарская» показали следующие преимущества: прямой пуск, самозапуск, пуск с заполненным контуром ЦБН (при давлении на всасе 5,0 МПа); установлен дополнительный вентилятор для усиленного охлаждения при повторном пуске.

В 1997г. прошел испытания и был принят в эксплуатацию на КС «Балашов» электродвигатель СДГМ-12500-2, который имеет те же эксплуатационные характеристики, что и СДГ-12500-2.

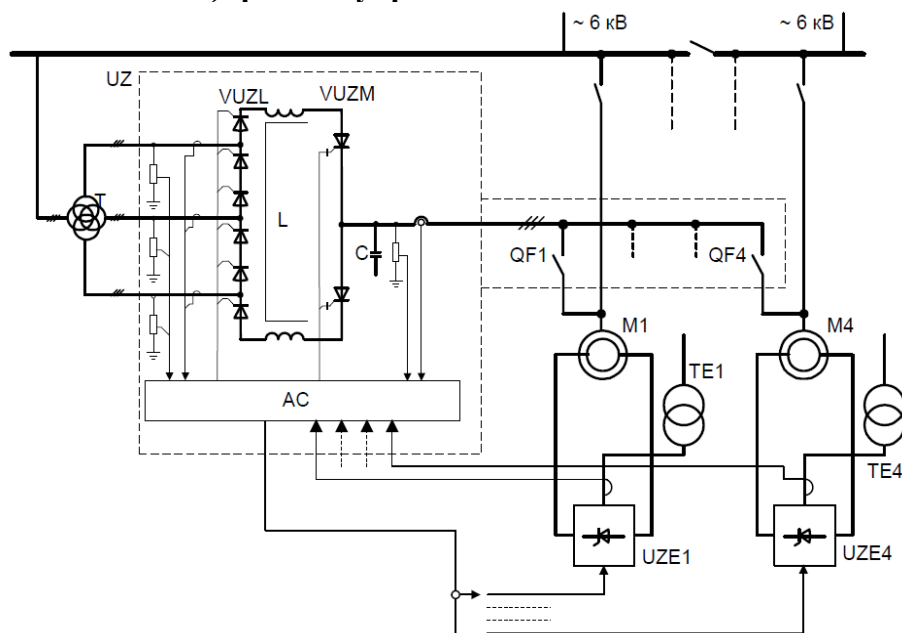
Однако конструктивные доработки роторов электродвигателей серий СТД, СДГ и СДГМ не вносят достаточных изменений в улучшение двигателей. Их пуск по-прежнему является аварийным [10,56].

Наиболее кардинальным способом пуска мощных СД является использование мягких пускателей (МП) и ПЧ. Высоковольтные МП выпускаются в двух вариантах структурных схем: с тиристорным регулятором напряжения (ТРН) или с частотным пуском.

В первом варианте МП более простой, состоит из комплекта встречно-параллельных тиристоров, включенных в каждую фазу статорной обмотки СД (рис. 2.5а). ТРН использует принцип постепенного повышения напряжения на пусковой обмотке СД.



а) фазовое управление на базе ТРН



б) частотное управление на базе АИТ

Рис. 2.5. Функциональные схемы полупроводниковых устройств мягкого пуска СД.

Однако при этом максимальный момент СД также уменьшается, приводя к снижению интенсивности разгона на низких скоростях и ухудшению охлаждения машин с самовентиляцией. Кроме того, искажение формы напряжения статора и сдвиг 1-й гармоники тока относительно напряжения приводит к необходимости компенсации реактивной мощности и завышения суммарной мощности (из-за роста на 10-15% потерь на 5-ой и 7-ой гармониках тока).

При пуске вхолостую и при вентиляторной нагрузке на валу СД первый недостаток ТРН незначителен, т.к. динамический момент двигателя достаточен для надежного пуска привода. Однако при больших нагрузках на валу при пуске этот фактор может привести к «залипанию» ротора, затягиванию и даже невозможности запуска. Этот вопрос решается с помощью специальных алгоритмов квазичастотного и импульсного пуска (патент автора № 101598).

Второй вариант МП основан на схеме, аналогичной обычному ПЧ на базе АИТ (рис. 2.5 б). Закон управления может быть, например, $U/f=\text{const}$ или другой оптимизированный под конкретную нагрузку. Отличие заключается только в меньшей мощности полупроводниковых приборов, работающих в кратковременном режиме с дальнейшим шунтированием пускателя при выходе в номинальный режим. При этом во всем диапазоне пуска сохраняется высокая перегрузочная способность, динамический момент и коэффициент мощности. В отличие от АД, где пусковая обмотка статора является рабочей и рассчитана на оба режима, в СД эти обмотки – разные. Поэтому затянутый пуск СД может привести к выходу из строя всего двигателя, хотя рабочие обмотки его будут исправными.

Наличие трех электромагнитных полей, вызванных помимо вынужденной и свободной составляющих еще и колеблющимися полями от поля обмотки возбуждения, приводит к бóльшим пульсациям момента при пуске, чем АД. Дополнительным каналом воздействия на электромагнитный момент СД является обмотка возбуждения. Поэтому альтернативным способом ограничения динамических нагрузок является регулирование по цепи возбуждения СД. Смысл этого регулирования состоит в раскачивании ротора двигателя по определенному закону при изменении тока возбуждения на холостом ходу. Данное качание ротора приводит к уменьшению пиков нагрузки.

Помимо этого необходимо уменьшить собственные колебания ротора СД при помощи соответствующего регулирования (аналогичному в варианте с ПЧ) по цепи возбуждения. Основным недостатком такого регулирования является довольно большая постоянная времени обмотки возбуждения – по-

рядка 2,5 секунды. Поэтому, чтобы реализовать данный способ на практике, необходимо использовать форсировку возбуждения. На рис. 2.6 представлены результаты моделирования переходных процессов СД [15,20,78].

a) Прямой пуск. Важно отметить количественные показатели процессов:

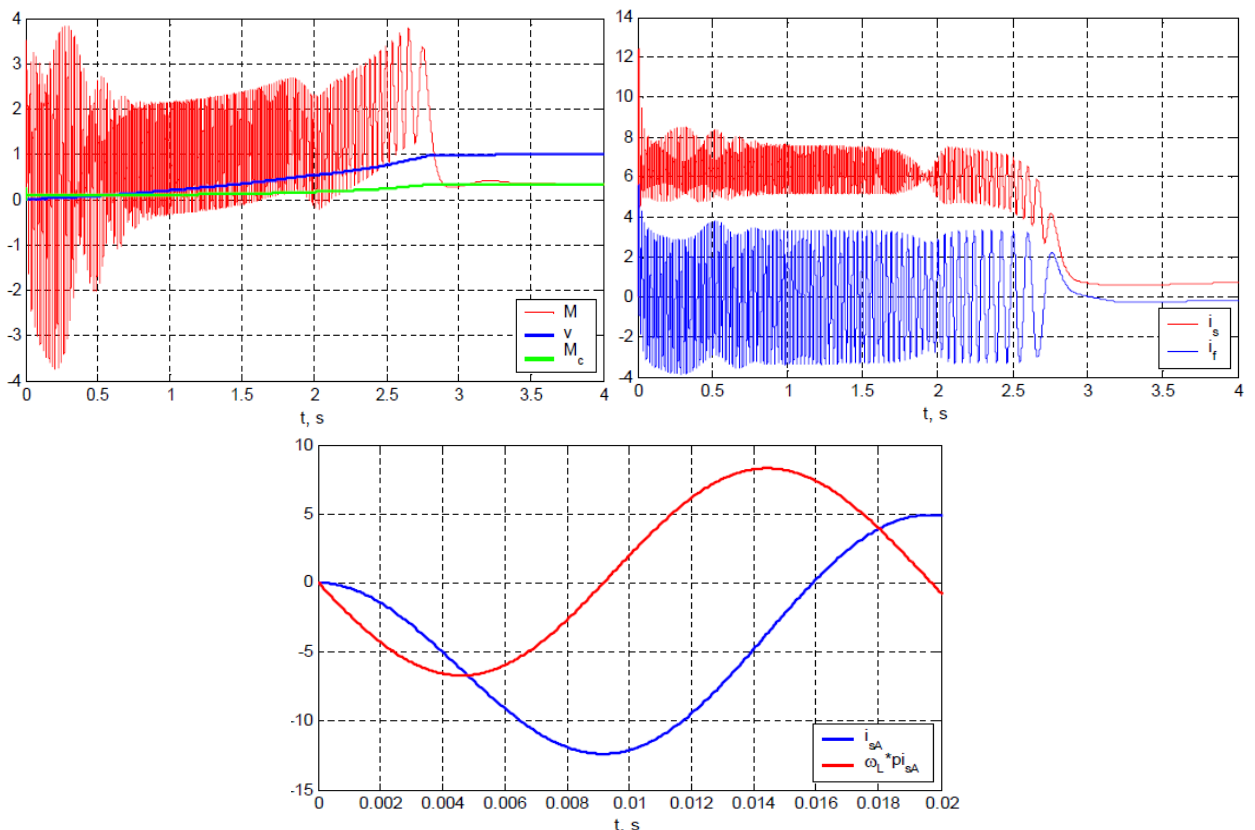
- Амплитуда знакопеременной составляющей момента в начале пуска достигает значения $M_{p,max} \approx 3$, - примерно 4-кратного значения по отношению к номинальному моменту; частота для этой составляющей - 50 Гц;

- Темп изменения момента достигает значения $dM/dt \approx 750 \text{ c}^{-1}$;

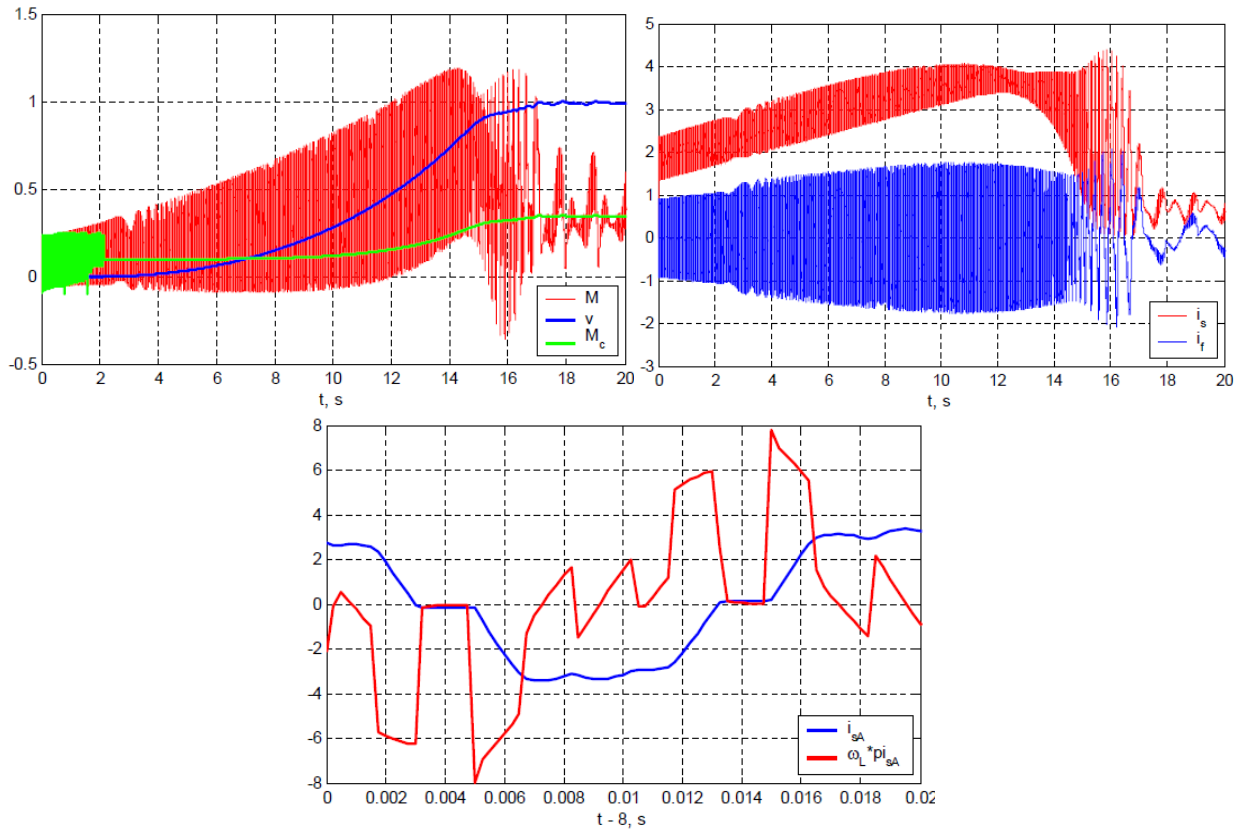
- Модуль изображающего вектора токов статора и фазный ток статора в самом начале процесса достигают значения $I_{s,max} \approx 12.5$, и только затем происходит снижение до установившегося пускового тока $I_{s,dst} \approx 6.5$.

- В процессе пуска имеют место значительные колебания момента, особенно при приближении к синхронной скорости; амплитуда их $M_{pm} \approx 1$ (120 % $M_{ном}$); частота колебаний снижается по мере приближения к ω_0 .

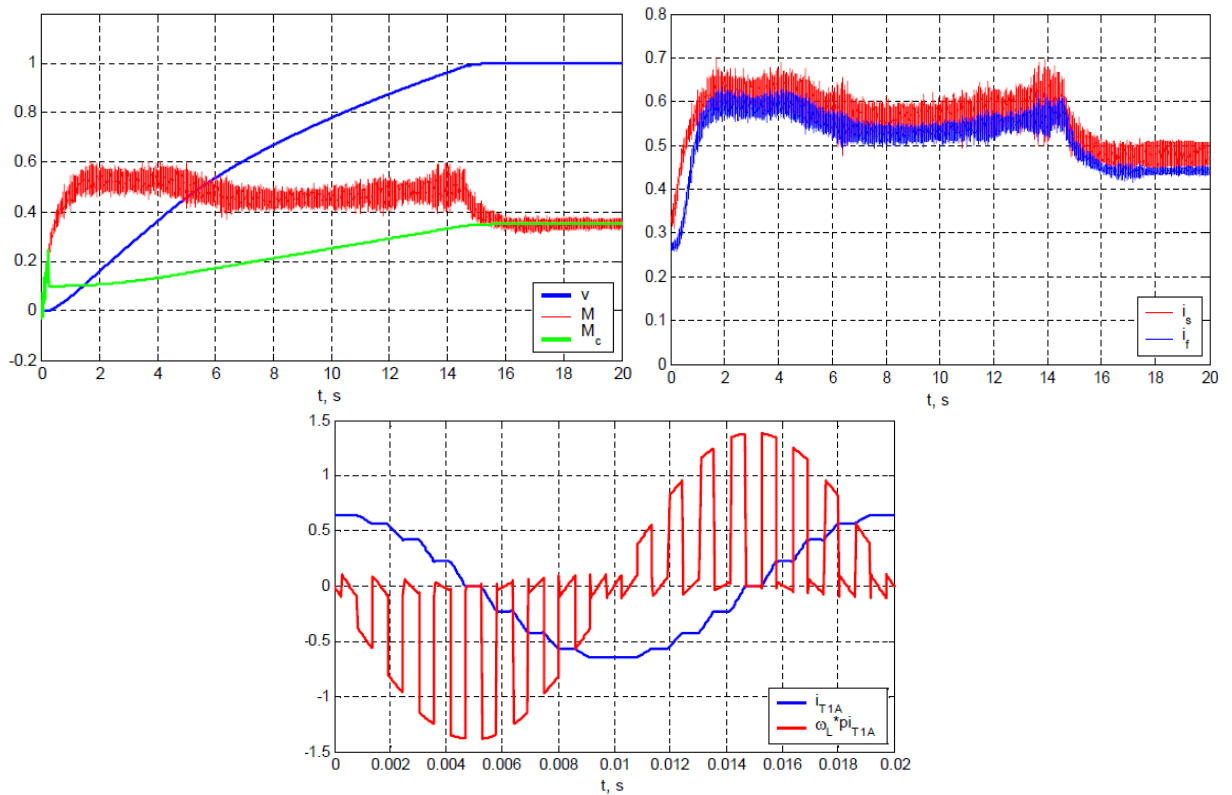
- Переменная, определяющая отклонение напряжения в узле нагрузки, достигает значения $H_{max} \approx 8$.



a) прямой пуск,



б) мягкий пуск,



в) частотный пуск.

Рис. 2.6. Переходные характеристики скорости (v), моментов (M и M_c), токов статора (i_s), возбуждения (i_f) и напряжения в узле нагрузки ($\omega_L \pi i_s$) способов запуска СД.

Значительный ударный момент и, особенно, высокий темп изменения момента являются важнейшими факторами, влияющими на прочность и надёжность двигателя и механизма. Дополнительное разрушающее воздействие на механическую часть оказывают НЧ колебания момента на завершающей стадии пуска. Ударный ток определяет огромное усилие, вдавливающее стержни статора в пазы, что значительно влияет на срок службы машины.

Высокое максимальное значение H_{\max} определяет значительное отклонение напряжения в узле нагрузки, от которого питается электропривод. Максимальное отклонение мгновенного напряжения при прямом пуске составит 35%, что весьма значительно. При таком отклонении максимальные значения пускового тока и переменной h уменьшены по сравнению с рассмотренным идеальным случаем. Но при этом, тем не менее, посадка напряжения оказывается недопустимой для многих систем, в особенности ЧРП.

Практический опыт применения реакторного пуска СТД-12500-2 на КС ОАО «Газпром» с реактором РБУ-10-1000-0,22 при простоте его реализации выявил ряд недостатков и технически неприемлем. Каждый реакторный пуск приводит к сокращению общего ресурса СД на 260 часов [78,116].

б) Мягкий пуск. По сравнению с прямым пуском при плавном пуске исключаются колебания момента большой амплитуды при стоящем СД, исключается ударный ток в момент включения.

Однако не исключаются значительные колебания момента при подходе к синхронной скорости. В отношении воздействия на сеть плавный пуск не даёт существенного эффекта по сравнению с прямым пуском, поскольку амплитуда фазных токов в процессе пуска примерно 4-кратная по отношению к амплитуде номинального тока. Форма токов, потребляемых от сети на этапе нарастания выходного напряжения, существенно несинусоидальна. На рис. 2.6 б) показаны процессы для двух периодов питающего напряжения при пуске. Максимальное значение $H_{\max} \approx 8$ – примерно такое же, как при прямом пуске. Отклонение и искажение напряжения в узле нагрузки выходит из допустимых пределов по ГОСТ.

в) Частотный пуск СД осуществляется от ПЧ путем плавного увеличения частоты и напряжения в статорной обмотке от начального до номинального значения по установленному закону $U/f=const$, $U/f^2=const$ до достижения двигателем синхронной частоты вращения. В течение всего времени пуска ток СД поддерживается в пределах $0,54 \div 1,5 I_{ном}$. После завершения пуска ПЧ может шунтироваться, и СД переходит на прямую работу от сети. При этом все недостатки мягкого и реакторного пусков отсутствуют.

Кроме того, по сравнению с ранее рассмотренными вариантами частотный пуск обеспечивает меньшее искажение напряжения. Форма первичного тока, показанная на рис. 2.6 в), мало отличается от синусоидальной. Максимальное значение $H_{max} \approx 1.5$, что в 5 раз меньше, чем при прямом пуске или с МП. Для рассмотренного примера с током КЗ в узле нагрузки $I_{sc} = 8$ кА максимальное отклонение мгновенного напряжения составит лишь $\Delta UL_{max} \approx 0.07$, что заведомо приемлемо для любых смежных электроприёмников.

2.5. Классификация и методологические основы формализации возмущений, действующих на технологические процессы в рамках КС

В практике работы электроприводных КС большинство агрегатов и процессов функционирует в условиях, при которых момент нагрузки, скорость и многие технологические параметры не остаются постоянными, как принимается упрощенно, а значительно изменяются во времени, как было показано на рис. 1.6 и 1.7. Это обусловлено как технологическими факторами (колебаниями давления и объемов перекачиваемого газа, особенностями кинематики системы и переходными режимами), так и иными природными возмущениями, которые носят преимущественно случайный характер.

В первом случае (рис. 2.7) ЭГПА, непосредственно с объектом воспринимаемая возмущения детерминированного или стохастического характера, должен обрабатывать все изменения кинетической энергии и нагрузки в соответствии с законом управления. Во втором (рис. 2.8) – сам ЭГПА не подвержен возмущениям, но с целью поддержания выходных характеристик на

оптимальном уровне все внешние воздействия на объект должны автоматически корректировать управляющие воздействия.

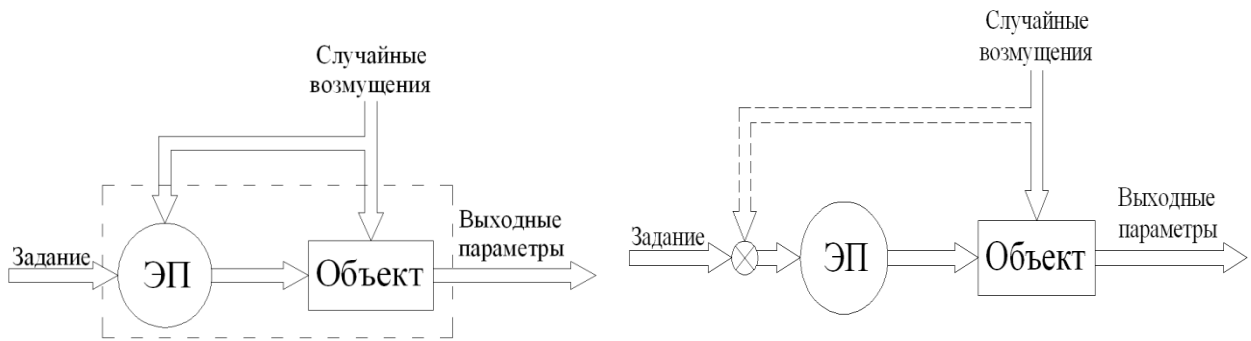


Рис. 2.7. ЭГПА с возмущениями 1-го рода. Рис. 2.8. ЭГПА с возмущениями 2-го рода.

Основными причинами стохастического графика при этом является влияние 4 групп случайных факторов, среди которых неоднородность параметров газа, люфты в кинематике, изменения параметров и характера работы агрегатов. При этом коэффициент вариации для большинства процессов случайного нагружения ЭГПА велик и составляет 0,4–0,9; а энергетический частотный спектр их обычно заключен в диапазоне низких частот 0,01–4Гц.

Совокупность случайных факторов, действующих на рабочие органы агрегатов, определяет не только случайный характер нагрузки, потребляемой мощности и скорости электропривода агрегата, но и его КПД, а также коэффициент мощности. Так как случайный процесс нагружения не может быть достоверно описан традиционной детерминированной диаграммой, для адекватного расчета основных параметров ЭГПА в этом случае необходимо использовать статистические методы теории планирования эксперимента.

Исследования с привлечением аппарата теории вероятности показали, что процесс нагружения приводов обычно распределен по закону Райса, плотность распределения которого определяется выражением:

$$W(V) = \begin{cases} V \cdot e^{-\frac{-(V^2+q^2)}{2}} \cdot I_0[V \cdot q], & \text{при } V > 0, \\ 0, & \text{при } V < 0, \end{cases} \quad (2.7)$$

где $V = X/\sigma[x]$ – некоторая относительная величина, характеризующая функцию огибающей $X(t)$; $q = z/\sigma[x]$ – отношение сигнала z к шуму $\sigma[x]$; $I_0[Vq]$ –

функция Бесселя нулевого порядка. Частными случаями закона Райса является распределение Релея при $q=2$ и Гаусса при $q=5$. Для приближенных задач оценки случайной нагрузки ЭГПА целесообразно использовать таблицы этих распределений.

Методология оптимизации параметров ЭГПА со случайной нагрузкой при непосредственном ее воздействии на рабочие органы привода (1-го рода) основана на статистических функциях распределения (2.7) конкретной системы нагнетателя или метода регрессионного анализа. При этом в зависимости от глубины предварительных статистических исследований используются следующие методики расчета [63,116].

1. Методика предусматривает традиционный выбор мощности с учетом влияния случайных факторов. Коррекция производится путём определения фактического нагружения опытного образца ЭГПА. В результате строятся вероятностные характеристики опытного нагружения и выводятся эмпирические зависимости на основе эквивалентных значений тока или момента.

2. Методика заменяет традиционную расчётную диаграмму ЭГПА нагрузочными (усреднённые диаграммы, статистические функции распределения или метод регрессии) с учетом воздействия случайных факторов.

3. Методика основана на исключительно строгом математическом решении проблемы с априори известными прогнозными вероятностными характеристиками технологического процесса транспорта газа.

На практике наиболее целесообразной является 2-ая группа методов:

- метод коэффициентов случайного действия (k_{CP} , k_{CM} , k_{CI}), при котором параметры АЭП рассчитываются по выражениям:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{ном} \geq \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P^2 dt} \cdot k_{CP}; \\ M_{ном} \geq \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T M^2 dt} \cdot k_{CM}; \\ I_{ном} \geq \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2 dt} \cdot k_{CI}. \end{array} \right. \quad (2.8)$$

Это наиболее простой метод расчета, но требуется большой предварительный комплекс статистических исследований по составлению таблиц коэффициентов случайного действия;

- метод статистически упорядоченных диаграмм также основан на методе эквивалентных величин (P, M, I) с предварительной статистической обработкой нагрузочных диаграмм. При этом статистически упорядоченная нагрузочная диаграмма служит вспомогательной контрольной диаграммой для коррекции расчётов по нагреву и перегрузочной способности;

- метод статистически эквивалентной случайной величины включает также определение эквивалентных величин мощности, момента или тока, а также максимального момента и его доверительный интервал. Эквивалентное и среднее значения максимально допустимого момента служат вспомогательными критериями выбора мощности.

При отсутствии непосредственного воздействия совокупности стохастических возмущений на электрические и механические органы ЭГПА (системы 2-го рода) наиболее целесообразным является организация инвариантной системы управления, адекватно учитывающей все частные влияния возмущений на объект. Для этого все влияющие возмущения после формализации вводятся в закон управления электроприводом (пунктирная линия на рис. 2.8), обеспечивая адекватность задания момента и скорости текущему состоянию объекта. При этом реализуются замкнутые САР по возмущению, отклонению и комбинированные.

Помимо ЭГПА характерными примерами агрегатов КС со случайными возмущениями 2-го рода являются локальные приводы, входящие в АСУ КС: аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа после его компримирования в ЭГПА, АВО масла всех основных систем и агрегатов КС, а также насосы и вентиляторы вспомогательных систем, параметры которых подвержены климатическим воздействиям. Для рассматриваемой группы механизмов и технологических процессов возможны два метода идентификации и расчёта, используемые при проектировании АСУ ТП.

1. Идентификация с последующим автоматизированным расчетом алгоритмов управления. В этом случае идентификация модели объекта управления осуществляется один раз, после чего рассчитывается алгоритм управления с постоянными параметрами в режиме *on-line* или *off-line*. Преимуществами метода является возможность расчёта и оценки любого алгоритма с дальнейшим моделированием и созданием общей модели. Поэтому данный метод следует применять при выборе структуры системы управления и расчёта регуляторов с фиксированными параметрами или адаптивных регуляторов с прямой связью.

2. Разработка самооптимизирующихся (самонастраивающихся) адаптивных алгоритмов управления ЧРП. В этом случае идентификация модели объекта производится периодически и после очередного получения оценок модели объекта в режиме *on-line* определяются параметры алгоритма управления с переменными коэффициентами. Достоинствами метода является возможность непрерывного слежения алгоритма за медленно меняющимися параметрами объекта и меньшее время обработки в ПК.

Общими особенностями для рассматриваемых агрегатов со случайными возмущениями 2-го рода и требованиями к высоковольтным частотно-регулируемым ЭПА являются:

- непрерывность технологического процесса КС (суточная, сезонная, годовая), которая обуславливает работу электроприводов в продолжительном режиме *S1* со спокойным характером нагрузки;
- стабильная работа при непрерывном воздействии нескольких независимых друг от друга стохастических возмущений метеорологического и технологического характера;
- плавное регулирование скорости при нагрузке вентиляторного типа $M_{ст} \equiv \omega^2$ диктует выбор параметров электроприводов исходя из наиболее напряженной точки в верхней части диапазона регулирования;

- необходимость стабилизации значений главного технологического параметра агрегатов КС на оптимальном уровне (давления или температуры газа) путем регулирования скорости вращения и момента ЧРП;
- большие маховые массы агрегатов и мощностей приводных двигателей (до десятков мегаватт) обуславливают применение схем и устройств, облегчающих пуск и выход на номинальный режим ЭГПА с большим суммарным моментом инерции;
- необходимость периодической кратковременной работы на низких скоростях для проведения регламентных работ, в т. ч. и в зимний период;
- большие постоянные времени теплотехнических процессов транспорта газа, на несколько порядков превосходящие электромеханические постоянные машин, определяют оптимизацию по энергетическим показателям;
- высокие технико-экономические показатели энергосбережения и энергоэффективности при частотном регулировании обусловлены снижением потребляемой мощности электропривода в кубической зависимости;
- повышенная надежность и живучесть работы системы достигается наличием встроенной системы диагностирования и мониторинга технического состояния ЭГПА;
- интеграция локальных ЭГПА в АСУ КС и оптимизация их работы по критериям качества выходных технологических параметров.

Анализ рассмотренных выше требований показывает, что все они, за исключением второго, могут быть реализованы на основе современных серийных преобразователей частоты и типового электрооборудования ЭГПА. Однако реализация второго требования является определяющей и наиболее специфичной задачей, относя рассматриваемые ЭГПА к классу систем с возмущениями 2-го рода. Это предполагает применение для их обработки и формализации статистических методов, основанных на приложениях центральной теоремы теории вероятности, входящих в общую теорию планирования эксперимента.

Действительно, все основные стохастические возмущения, воздействующие на рассматриваемые объекты КС, относятся ко 2-му роду, носят случайный характер, независимы друг от друга и каждый из них вносит неопределяющую долю в общее изменение параметров. Поэтому искомые многопараметрические алгоритмы управления необходимо получить в виде регрессионных моделей в рамках инвариантных систем ЭГПА.

Выводы по главе 2

1. Основными причинами высокой энергоемкости современных электроприводных КС ЕСГ России являются: отклонения режимов работы МГ от проекта, изменения по характеристикам технологических агрегатов, неудовлетворительное состояние оборудования, неоптимальное управление МГ, включая нештатное распределение нагрузки между КС, КЦ на многоцеховых КС и отдельными ЭГПА в КЦ. Все это обуславливает необходимость внедрения комплекса современных инновационных энергосберегающих технологий при реконструкции и модернизации КС с ЭГПА, а также при новом строительстве электроприводных КС с проведением всех видов проверок по энергетическим, пускорегулирующим и перегрузочным характеристикам.

2. Газодинамические испытания проведены на четырех из 94 аналогичных ЦБН, имеющих суммарную установленную мощность 1,175 млн. кВт или 19,5% всего парка ЭГПА. При этом штатные ЦБН работают на КС с низкими степенями сжатия ($\varepsilon_{\text{ном}} = 1,22 \div 1,30$), большими объемными расходами ($Q_{\text{пр}} > 300 \text{ м}^3/\text{мин}$) и низкими паспортными значениями КПД ($\eta_{\text{пол}} = 0,635 \div 0,73$). Такая работа приводит к перерасходу электроэнергии на 8÷15% и более по сравнению с штатной работой в номинальном режиме. Согласование режимов работы всех ЭГПА в КЦ при снижении производительности МГ на 5% от номинала с помощью ЧРП позволяет экономить до 1,05 МВт потребляемой мощности, а при 10% - уже более 1,74 МВт.

3. Получена система уравнений синхронной машины ЭГПА в относительных единицах (2.5), на основе которой построена математическая и ком-

пьютерная модели электроприводных агрегатов. Представлены результаты сопоставления пусковых характеристик ЭГПА, которые показали, что по сравнению с простейшими вариантами частотный пуск обеспечивает меньшее искажение напряжения при поддержании тока в пределах $0,54 \div 1,5 I_{\text{ном}}$. Форма первичного тока мало отличается от синусоидальной, а параметр $H_{\text{max}} \approx 1.5$, что в 5 раз меньше, чем при прямом пуске или с МП. Для рассмотренного примера с током КЗ в узле нагрузки $I_{\text{sc}} = 8$ кА максимальное отклонение мгновенного напряжения составит лишь $\Delta UL_{\text{max}} \approx 0.07$, что приемлемо для любых смежных электроприёмников.

4. Показано, что коэффициент вариации для большинства процессов случайного нагружения ЭГПА велик и составляет 0,4–0,9; а энергетический частотный спектр их обычно заключен в диапазоне низких частот 0,01–4Гц. В этих условиях для автоматического задания параметров компримирования газа на оптимальном уровне предложен аппарат теории планирования эксперимента с получением регрессионных алгоритмов управления в зависимости от величин различных возмущений стохастического характера, распределенных по закону Райса (распределение Релея с $q=2$ и Гаусса с $q=5$). Это дает возможность реализации инвариантных САР ЭГПА, обеспечивающих оптимальные энергетические характеристики во всех режимах эксплуатации МГ.

Глава 3. СТРУКТУРНО-ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ ИНВАРИАНТНЫХ ЭГПА

3.1. Принципы построения замкнутых САР ЭГПА со стабилизацией давления газа на выходе КС при стохастических возмущениях

Согласно нормам технологического проектирования МГ ОНТП 51-1-85* (п.3.116) «В комплексе средств автоматизации КЦ следует предусматривать САР, обеспечивающие поддержание заданных величин давления и температуры газа на выходе станции, устройства антипомпажного регулирования и защиты ЭГПА». Однако существующие средства автоматики в основном работают автономно от агрегатов в ручном режиме, выполняя в основном защитные функции, и не обеспечивают энергоэффективные режимы. Вместе с тем, сегодня возможности регулируемого электропривода ЭГПА позволяют оптимизировать энергопотребление КЦ с автоматическим слежением за возмущениями детерминированного и стохастического характера.

В соответствии с патентом на изобретение ведущего проектного института ОАО «Газпром» – ОАО «Гипрогазцентр» [98] при участии автора предложен способ магистрального транспорта газа, обеспечивающий наивысшую энергоэффективность при любых режимах работы магистральных газопроводов (рис. 3.1). Это достигается тем, что температура и давление компримированного газа на выходе всех КС в начале каждого линейного участка газопровода измеряются и автоматически регулируются из условия поддержания их на оптимальном уровне в соответствии с заданием и значениями внешних возмущений, действующих на параметры потока газа в газопроводах.

Сопоставительный анализ данного способа, заключающегося в формировании давления и температуры потока сжатого газа по всей трассе МГ с помощью ЭГПА и вентиляторов АВО, установленных на всех КС в начале каждого линейного участка МГ, с аналогами показывает, что предлагаемый способ магистрального транспорта газа отличается от известных тем, что в нем автоматически устанавливаются и плавно регулируются величины дав-

ления и температуры газа с помощью регулируемых ЭГПА и АВО в зависимости от текущих значений давления и температуры газа в МГ, измеряемых соответственно датчиками давления и температуры газа, заданных параметров давления и температуры участка МГ, а также величин возмущающих воздействий стохастического характера и, тем самым минимизируются параметрические изменения давления и температуры газопровода, чем повышается его эксплуатационная надежность, а также минимизируются интегральные энергозатраты на привод ЭГПА и вентиляторов АВО газа.

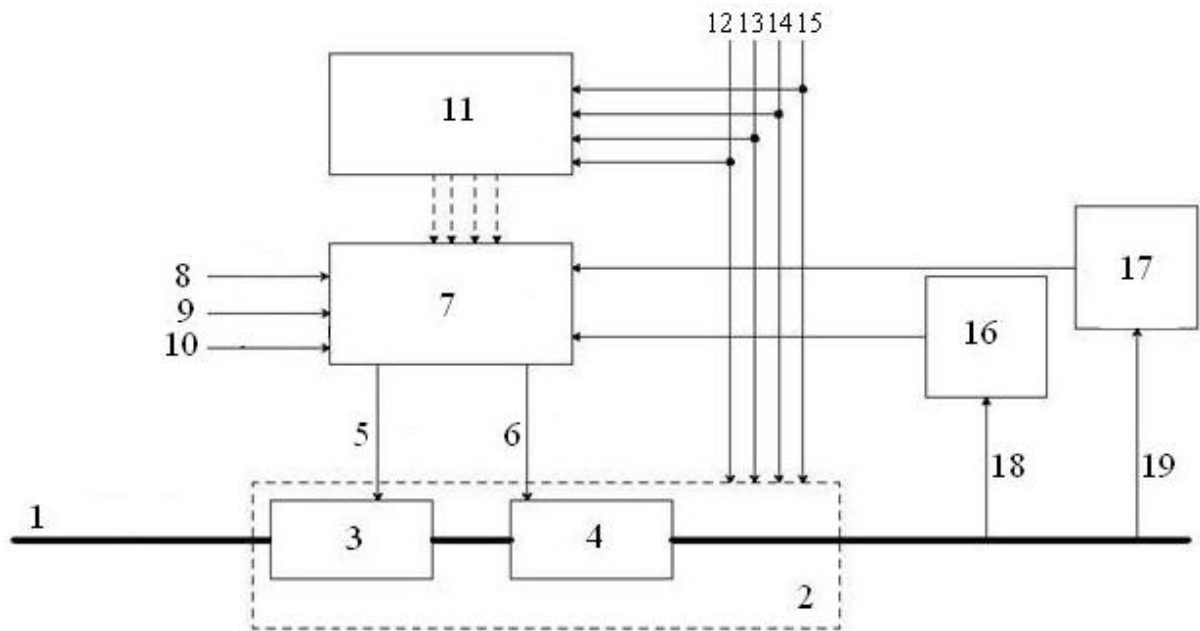


Рис. 3.1. Структура энергоэффективного транспорта газа через электроприводную компрессорную станцию: 1 - линейная часть МГ, 2 – КС, 3 – ЭГПА, 4 – АВО газа, 5 и 6 - скорости вращения приводов ЭГПА ($\omega_{\text{зад}}^{\text{ЭГПА}}$) и вентиляторов АВО ($\omega_{\text{зад}}^{\text{АВО}}$), 7 - блок расчета параметров регулирования, 8, 9, 10 - заданные значения производительности, давления и температуры газа, 11 - датчики измерения внешних воздействий, 12 – влажность воздуха (β), 13 – температура воздуха (θ), 14 – перепад температур (Δt) или давлений на КС (Δp), 15 – производительность КС (Q), 16 и 17 - датчики давления и температуры газа, измеряющих 18 и 19 - реальные значения давления и температуры газа на выходе КС.

В качестве исходного состояния оптимизации необходимо выбрать интервалы значений непрерывно изменяющихся переменных и наборы значений дискретных переменных. Причем возможные значения переменных анализируются при постепенном построении дерева, ветви которого соединены с узлами, описывающими рассматриваемые комбинации значений, с использованием технологии разделения переменных, именно разбиения, приводя-

щего к возникновению новых узлов дерева, и оценки, именно определения с большой вероятностью ветвей дерева, которые могут привести к листьям, соответствующим конечному оптимизированному решению. Таким образом, в приоритетном порядке проходят ветви с наибольшей вероятностью успешного решения, причем искомые величины рассматривают как оптимальные, если заранее определенные ограничения не нарушаются или нарушаются в минимальной степени. При этом достигается минимум целевой функции, которая имеет следующий трехфакторный вид:

$$\mathbf{G} = \alpha \times \mathbf{R} + \beta \times \mathbf{W} + \gamma \times \mathbf{C}, \quad (3.1)$$

где α , β и γ - весовые коэффициенты, \mathbf{R} - фактор «режима», т.е. минимизации (максимизации) давления в определенных точках ГТС, таких как любые точки, расположенные выше и ниже КС или регулирующего вентиля, а также устройства потребления газа, \mathbf{W} - фактор «энергии» или минимизации потребления электроэнергии на компримирование газа и его охлаждение в АВО перед подачей в газопровод, \mathbf{C} - фактор «цели», т.е. максимизации (минимизации) расхода газа на участке системы, расположенном между двумя точками газопровода, или давления в определенной точке соединения.

Причем указанные ограничения включают в себя ограничения равенства, в число которых входят закон потерь напора в трубопроводах и первое правило Кирхгофа, определяющие расчеты сетей, и ограничения неравенства, в число которых входят ограничения на минимальные и максимальные значения расхода газа, ограничения на минимальное и максимальное давление в активных или пассивных объектах и ограничения мощности ЭГПА КС.

Оптимальная конфигурация активных объектов КС моделируется в виде программы \mathbf{P} оптимизации следующего вида:

$$\mathbf{P} = \begin{cases} \min_{\{x,s,e\}} f(x,s) = G(x) + \alpha \cdot \|S\|, \\ C_I(x) + \beta \cdot e \leq s_I, \\ C_E(x) = s_E, \end{cases} \quad (3.2)$$

где $x \in R^n, s_I \in R^p, s_E \in R^q, e \in \{0,1\}$, x - совокупность переменных расхода газа Q и давления P , $G(x)$ - целевая функция, представляющая собой экономический критерий оптимизации, $C_I(x)$ - совокупность p линейных и нелинейных ограничений неравенства для активных объектов, β - вектор, коэффициенты которого равны нулю или максимальным значениям ограничений, e - вектор двоичных переменных, $C_E(x)$ - совокупность q линейных и нелинейных ограничений равенства, s - переменная отклонения, ненулевое значение которой обозначает нарушение ограничения, α - коэффициент, соответствующий допустимой степени нарушения ограничений.

В результате при заданном расходе газа 8 (рис. 3.1) давление 19 и температура 18 газа на выходе КС устанавливаются и стабилизируются на заданном оптимальном по энергопотреблению КС уровне. Данный способ магистрального транспорта газа при этом представляет собой надежную и долговечную в эксплуатации систему, ограничивающую превышение давления и температуры газа выше и ниже предельных значений.

Использование предлагаемого способа магистрального транспорта газа обеспечивает по сравнению с существующими способами автоматическую стабилизацию давления и температуры газа на выходе КС, и тем самым практически полностью устраняет недопустимые деформации и напряженные состояния трубопровода и возможные разрушения его противокоррозионной изоляции, в результате чего повышается эксплуатационная надежность, а также оптимизируются интегральные энергозатраты на привод ЭГПА и вентиляторов АВО газа магистральных газопроводов.

Для реализации данной энергоэффективной технологической схемы система электропривода ЭГПА должна быть частотно-регулируемой и инвариантной ко всем параметрам возмущениям детерминированного и стохастического характера, т.е. комбинированной САР (по отклонению и возмущению) с отрицательной обратной связью по главному технологическому параметру – давлению газа на выходе компрессорной станции. Такая система,

разработанная при участии автора и представляющая патент ОАО «Гипрогазцентр» [76,116], показана на рис. 3.2.

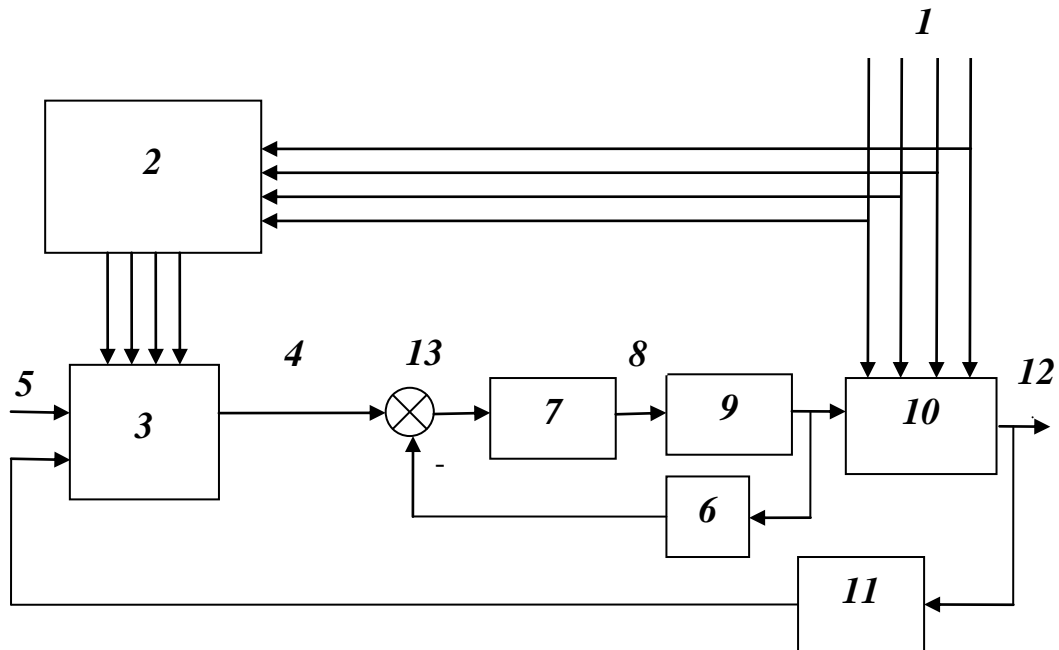


Рис. 3.2. Структура инвариантной системы частотно-регулируемого ЭГПА.

Объектом управления для электропривода 9 является газоперекачивающий агрегат 10, на вход которого подводится газ. Повышение давления (компрессирование) газа происходит за счет политропной работы компрессоров ГПА. Вращение газоперекачивающего агрегата 10 обеспечивает двигатель 9 с устройством изменения его частоты вращения (ПЧ) с законом управления $U/f^2 = \text{const}$. На вход блока 3 расчета необходимой скорости вращения поступают сигналы о величине возмущающих воздействий с датчиков 2 измерения внешних воздействий 1 и сигнал задания давления 5, который корректируется с датчика давления 11. Динамические колебания скорости вращения электропривода ГПА 9 поступают на датчик скорости вращения 6 и далее на второй вход сумматора 13. Сигнал 4 с выхода блока 3 расчета необходимой скорости вращения электропривода ГПА поступает на сумматор 13, где корректируется сигналом с датчика скорости 6. Сигнал с сумматора 13 поступает на ПИ-регулятор 7, на выходе которого формируется сигнал 8, пропорциональный требуемой скорости вращения электропривода 9. Газопе-

рекачивающий агрегат 10, вращаемый электроприводом 9, создает требуемое давление газа на выходе компрессорной станции 12.

Данная комбинированная система, состоящая из САР по отклонению (давления газа) и САР по возмущению (стохастических возмущений), обеспечивает автоматизацию процесса компримирования газа до оптимального стабильного давления в условиях различных случайных воздействий средствами инвариантной системы управления частотно-регулируемого ЭГПА. При этом решается искомая задача повышения точности отработки требуемой величины давления газа на выходе КС и стабилизации процесса компримирования газа средствами ЭГПА. Этому способствует строгое соблюдение параметров основного технологического процесса компримирования газа, что позволяет повысить производительность и надежность газопровода в условиях действия возмущающих воздействий.

При необходимости перевода ЭГПА в турбодетандерный режим работы необходимо обеспечивать на выходе ПЧ параметры напряжения с помощью введения внешней отрицательной обратной связи по выходному напряжению, как это выполнено в работах автора [116-117,120-121].

3.2. Теоретическое обоснование получения регрессионных алгоритмов управления ЭГПА.

Очевидный стохастический характер влияния технологических и климатических факторов на оптимальные режимы транспорта природного газа (экспериментальные данные представлены на рис. 1.6-1.7 §1.2 по нескольким КС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород») предполагает необходимость применения для их обработки и формализации соответствующих статистических методов. Совокупность этих методов, основанных на приложениях центральной теоремы теории вероятности, составляет общая *теория планирования эксперимента*, впервые изложенная английским статистиком Р. Фишером в работе [129]. Действительно, все основные возмущения, воздействующие на агрегаты, арматуру и трубопроводы (включая ЭГПА), носят

случайный характер, независимы друг от друга и каждый из них вносит неопределяющую долю в общее изменение параметров транспорта газа. Поэтому искомые многопараметрические зависимости необходимо получить в виде нелинейных и линеаризованных регрессионных моделей с использованием матричных способов наименьших квадратов [23,72,100,106].

Метод регрессионного анализа, являющийся фундаментом многих разделов теории планирования эксперимента и статистической обработки данных, целесообразно использовать в практике проектирования инвариантных ЭГПА в двух основных случаях:

- когда после проведения экспериментов имеются кривые или таблицы с числовыми значениями, характеризующими изменение регистрируемых признаков (полученные таким образом массивы информации обрабатываются на персональном компьютере и входят в СУБД);
- когда непосредственно в ходе эксплуатации АСУ ЭГПА сигналы, снимаемые с датчиков с определенной дискретностью, обрабатываются на управляющем промышленном компьютере по алгоритмам нейро-технологий.

При разработке новых технологических АСУ объектами КС обработка исходных экспериментальных данных прототипа относится к задачам первого случая, а их анализ на действующем МГ и корректировка – ко второму.

Для обработки экспериментальных данных можно использовать модель линейной регрессии в матричном виде

$$Y = X \cdot a + \zeta , \quad (3.3)$$

где Y – матрица выходных параметров системы (величины скорости вращения ЭГПА или технологических параметров); X – матрица входных воздействий (параметров задания и внешних возмущений); a – параметры механизма преобразований в системе; ζ – матрица помех (неучтенных факторов).

На рис. 3.3 приведена общая функциональная схема взаимодействия переменных реального объекта. При этом входные переменные $x^{(p)}$ описывают условия функционирования и поэтому являются независимыми факто-

рами-аргументами, предсказывающими (предикторными) и объясняющими поведение объекта. Выходные переменные $y^{(n)}$ характеризуют результат (эффективность) функционирования объекта и представляют собой зависимые (эндогенные) результирующие отклики. Неучтенные остаточные компоненты $\zeta^{(m)}$ представляют собой случайные латентные (скрытые, не поддающиеся точному измерению) факторы, отражающие влияние второстепенных воздействий и случайных ошибок измерения.

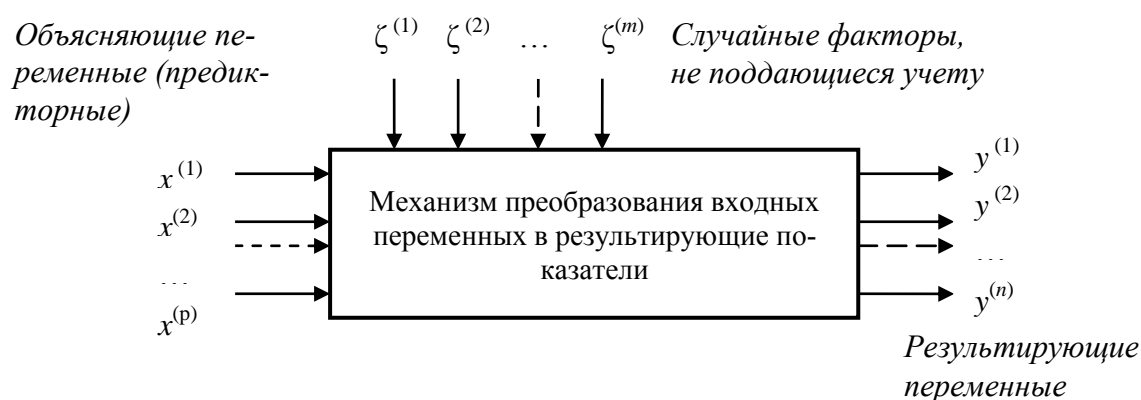


Рис. 3.3. Общая схема взаимодействия переменных при статистическом исследовании.

Тогда общая задача статистического исследования зависимостей (в терминах рассматриваемых показателей) формулируется следующим образом. По результатам n измерений

$$\{[x_i^{(1)}, x_i^{(2)}, \dots, x_i^{(p)}; y_i^{(1)}, y_i^{(2)}, \dots, y_i^{(n)}]\}_{i=1,2,\dots,n} \quad (3.4)$$

исследуемых переменных в системе анализируемой совокупности, построить так называемую “векторно-значную функцию”:

$$f[x^{(1)}, x^{(2)}, \dots, x^{(p)}] = \begin{pmatrix} f^{(1)}[x^{(1)}, \dots, x^{(p)}] \\ f^{(2)}[x^{(1)}, \dots, x^{(p)}] \\ \dots \dots \dots \dots \\ f^{(n)}[x^{(1)}, \dots, x^{(p)}] \end{pmatrix}, \quad (3.5)$$

которая позволила бы наилучшим (в определенном смысле) образом восстановить значения результирующих (прогнозируемых) переменных $Y = [y^{(1)}, y^{(2)}, \dots, y^{(n)}]^T$ по заданным значениям входных (объясняющих) переменных $X = [x^{(1)}, x^{(2)}, \dots, x^{(p)}]^T$ (знак “Т” означает операцию транспонирования соответ-

где a_1, a_2, \dots, a_m – параметры, которые необходимо определить; $\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_n$ – случайные составляющие (помехи). Как правило, при статистических исследованиях число входных параметров не превосходит числа наблюдений, т.е. $m < n$, а зависимые переменные не коррелированы. Тогда среднее квадратическое отклонение помехи $\sigma^2(\zeta_i) = \sigma^2 = \text{const}$ и математическое ожидание $\mathbf{M}\{\zeta_i\} = 0$. Из выражения (3.6) следует, что из-за ряда неучтенных факторов и случайных помех измерения y будут отличаться от линейной функции (3.3).

Для удобства вычислительных процедур [23,63] выражения (3.6) записывают в матричном виде (3.3), тогда вектора отдельных матриц можно представить в виде:

$$\left. \begin{aligned} \mathbf{y} = |y_1, y_2, \dots, y_n|^T; \quad \mathbf{a} = |a_1, a_2, \dots, a_m|^T; \quad \boldsymbol{\zeta} = |\zeta_1, \zeta_2, \dots, \zeta_n|^T; \\ \mathbf{X} = \begin{vmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1m} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{n1} & x_{n2} & \dots & x_{nm} \end{vmatrix} \end{aligned} \right\} . \quad (3.7)$$

Для определения математической модели автоматизированной системы управления ЭГПА в виде линейной регрессии, необходимо использовать один из трех способов преобразований системы (3.7).

Первый способ. Модель линейной регрессии на основании выражений (3.3) – (3.7) представляется в виде:

$$\hat{\mathbf{y}} = \mathbf{X} \mathbf{a}, \quad (3.8)$$

где $\hat{\mathbf{y}}$ – оценки значения y ; \mathbf{a} – вектор оценок параметров.

Функцию ошибки представим как

$$F(\mathbf{a}) = e_1^2 + e_2^2 + \dots + e_n^2, \quad (3.9)$$

тогда получим

$$F(\mathbf{a}) = \sum_{i=1}^n (y_i - a_1 x_{i1} - a_2 x_{i2} - \dots - a_m x_{im})^2, \quad (3.10)$$

где n – число замеров в эксперименте.

Из соотношения (3.10) найдем

$$F(\mathbf{a}) = (\mathbf{y} - \mathbf{X} \mathbf{a})^T (\mathbf{y} - \mathbf{X} \mathbf{a}). \quad (3.11)$$

Для определения из (3.11) значений \mathbf{a} , при которых функция $F(\mathbf{a})$ будет минимальной, воспользуемся обычным методом минимизации функции, для чего дифференцируем (3.11):

$$\frac{dF(\mathbf{a})}{d\mathbf{a}} = -2\mathbf{X}^T \mathbf{y} + 2\mathbf{X}^T \mathbf{X} \mathbf{a} = 0. \quad (3.12)$$

При $\text{rank } \mathbf{X} = m$ из (3.12) имеем

$$\mathbf{a} = (\mathbf{X}^T \mathbf{X})^{-1} \mathbf{X}^T \mathbf{y}. \quad (3.13)$$

Матрицу $\mathbf{X}^T \mathbf{X}$ в (3.13) вычисляют следующим образом:

$$\left. \begin{array}{cccc} \sum_{i=1}^n x_{i1}^2 & \sum_{i=1}^n x_{i1}x_{i2} & \sum_{i=1}^n x_{i1}x_{i3} & \cdots & \sum_{i=1}^n x_{i1}x_{im} \\ \sum_{i=1}^n x_{i2}x_{i1} & \sum_{i=1}^n x_{i2}^2 & \sum_{i=1}^n x_{i2}x_{i3} & \cdots & \sum_{i=1}^n x_{i2}x_{im} \\ \sum_{i=1}^n x_{i3}x_{i1} & \sum_{i=1}^n x_{i3}x_{i2} & \sum_{i=1}^n x_{i3}^2 & \cdots & \sum_{i=1}^n x_{i3}x_{im} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \sum_{i=1}^n x_{im}x_{i1} & \sum_{i=1}^n x_{im}x_{i2} & \sum_{i=1}^n x_{im}x_{i3} & \cdots & \sum_{i=1}^n x_{im}^2 \end{array} \right\}. \quad (3.14)$$

Полученная матрица (3.14) является симметричной. Приведенные соотношения (3.6) – (3.14) справедливы для случая, когда в линейной регрессионной модели отсутствует свободный член. Однако в большинстве задач управления это условие не обеспечивается и $x_{1m} = x_{2m} = \dots = x_{nm} = 1$; тогда последний столбец матрицы \mathbf{X} состоит из единиц ($\mathbf{1} = 1, 1, \dots, 1$) с размерностью n . При этом

$$\left. \begin{array}{cccc} \sum_{i=1}^n x_{i1}^2 & \sum_{i=1}^n x_{i1}x_{i2} & \sum_{i=1}^n x_{i1}x_{i3} & \cdots & \sum_{i=1}^n x_{i1} \\ \sum_{i=1}^n x_{i2}x_{i1} & \sum_{i=1}^n x_{i2}^2 & \sum_{i=1}^n x_{i2}x_{i3} & \cdots & \sum_{i=1}^n x_{i2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ \sum_{i=1}^n x_{im}x_{i1} & \sum_{i=1}^n x_{im}x_{i2} & \sum_{i=1}^n x_{im}x_{i3} & \cdots & n \end{array} \right\}. \quad (3.15)$$

Погрешности линейной регрессионной модели можно определить по обычным статистическим характеристикам: среднему арифметическому значению и среднему квадратическому отклонению. Так как оценки, полученные по методу наименьших квадратов, несмещенные, то среднее арифмети-

ческое значение равно истинному значению параметра, а среднее квадратическое отклонение

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n e_i^2}{n-1}}. \quad (3.16)$$

Второй способ основан на приведении линейной регрессионной модели к средним значениям измеряемых координат, при использовании которых значительно упрощаются вычисления. При наличии в линейной регрессии свободного члена целесообразно вначале вычислить средние арифметические значения:

$$\bar{x}_i = \frac{\sum_{i=1}^n x_{ij}}{n}; \quad \bar{y}_i = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}. \quad (3.17)$$

Затем найти новые векторы, привязанные к срединной точке координат, т.е.

$$\left. \begin{aligned} x_{ij}' &= x_{ij} - \tilde{x}_j; \\ y_i' &= y_i - \tilde{y}, \end{aligned} \right\}, \quad (3.18)$$

где $j = 1, 2, \dots, k$ (при $k = m - 1$); $i = 1, 2, \dots, n$. Далее необходимо определить $\mathbf{a} = (a_1, a_2, \dots, a_k)^T$ по формуле

$$\mathbf{a} = (\mathbf{X}'^T \mathbf{X}')^{-1} \mathbf{X}'^T \mathbf{y}'. \quad (3.19)$$

Как видно из выражения (3.14), нахождение вектора \mathbf{a} сводится к обращению матрицы меньшего порядка $m - 1$ (x) $m - 1$, и свободный член вычисляется по формуле

$$a_m = \tilde{y} - \sum_{j=1}^k a_j \tilde{x}_j, \quad (3.20)$$

откуда получаем искомое выражение

$$\hat{y} = a_m + \sum_{j=1}^k a_j x_j. \quad (3.21)$$

Третий способ. На интервале времени (t, t_n) с помощью датчика выходных координат снимаются показания y_1, y_2, \dots, y_n с частотой ν . Эти данные можно представить в виде

$$y_i = y(a_i) + \zeta_i, \quad (3.22)$$

где $y(a_i)$ – истинные значения измеряемых величин; a_i – параметры объекта; ζ_i – случайные составляющие (помехи). Для оценки неизвестных параметров a_i считаем, что функция y_i представляет собой полином первого порядка, что соответствует линейной регрессии

$$y_i = a_0 + a_1 (t_i - t_0), \quad (3.23)$$

где t_i – время поступления i -го измерения; t_0 – середина интервала наблюдения.

Для определения значений a_0 и a_1 необходимо воспользоваться методом наименьших квадратов, по которому для измеряемой координаты минимизируется разность

$$\min \sum_{i=1}^n (y_i - \hat{y})^2 / \sigma_{y_i}^2. \quad (3.24)$$

Здесь σ_{y_i} – среднее квадратическое значение отклонений замеров. На основании соотношения (3.24) можно записать:

$$d/d a_j \sum_{i=1}^n (y_i - a_0 + a_1 t_i)^2 / \sigma_{y_i}^2 = 0. \quad (3.25)$$

Решая систему уравнений (3.25), получим значения искоемых коэффициентов, отнесенных к середине интервала наблюдения t_0 , т.е.

$$a_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i}{n}; \quad a_1 = \frac{12 \cdot v^2 \cdot \sum_{i=1}^n \tau_i \cdot y_i}{n \cdot (n^2 - 1)} \quad (3.26)$$

и их средние квадратические отклонения

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{a_0} &= \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \sigma_{y_i}^2}{n^2}} \\ \sigma_{a_1} &= \sqrt{\frac{144 \cdot v^2 \cdot \sum_{i=1}^n \tau_i^2 \cdot y_i^2}{n^2 \cdot (n^2 - 1)^2}} \end{aligned} \right\}. \quad (3.27)$$

Формулы (3.26) и (3.27) являются рекуррентными, и их можно использовать по мере поступления измерительной информации. Таким образом, регрессионную модель алгоритма управления ЭГПА с учетом внешних воз-

мущений (3.3) можно представить компьютерным алгоритмом управления в виде

$$\hat{y} = a_0 + a_1 \tau. \quad (3.28)$$

Для упрощения вычислений целесообразно считать, что средние квадратические значения отклонений единичных измерений датчиков постоянны в процессе работы автоматизированной системы, а $v = 1$; тогда

$$\sigma_{yi} = \sqrt{\frac{\sigma_y^2}{n \cdot (n^2 - 1)} [12 \cdot \tau^2 + n^2 - 1]}. \quad (3.29)$$

Из выражения (3.29) следует, что по мере возрастания числа измерений n величина σ_{yi} уменьшается. Одновременно к этому же результату приводит увеличение входных независимых переменных при автоматическом управлении и регулировании выходных координат ЭГПА. Поэтому для расчета заданной скорости вращения приводного электродвигателя и обеспечения требуемого уровня компримирования природного газа на конкретной КС можно использовать полученные выше выражения (3.27) – (3.29).

3.3. Метод расчета регрессионных алгоритмов управления частотно-регулируемым электроприводом газоперекачивающего агрегата

Математическую модель алгоритма управления ЭГПА по схеме ВВ ПЧ-СД (или ПЧ-АД) и стабилизации давления природного газа на выходе КС можно получить на основе исходной информации о параметрах работы и экспериментальных данных прототипа (см. Приложения 1 и 2). Для этого необходимо, исходя из идей изобретений (рис. 3.1 и рис. 3.2), найти параметры “ a_j ” в исходной линейной четырехфакторной модели вида

$$\omega_{л4} = a_1 \Delta p + a_2 t_r + a_3 \theta + a_4 Q + \zeta, \quad (3.30)$$

где Δp – перепад давлений в МГ на входе/выходе КС, t_r и θ – соответственно температура газа и наружного воздуха, Q – производительность КС по перекачиванию природного газа.

Для наиболее распространенного примера ЭГПА с СТД-12500-2 численные значения исходных параметров системы:

$$\begin{array}{c}
 \Delta p = \\
 \begin{array}{|c|c|}
 \hline & 1 \\
 \hline 1 & 57.84 \\
 2 & 56.31 \\
 3 & 53.46 \\
 4 & 50.55 \\
 5 & 47.68 \\
 6 & 44.75 \\
 7 & 41.87 \\
 8 & 38.92 \\
 9 & 36.09 \\
 10 & 33.11 \\
 11 & 30.20 \\
 12 & 27.36 \\
 13 & 24.44 \\
 14 & 21.53 \\
 15 & 18.65 \\
 16 & 15.71 \\
 \hline
 \end{array}
 \end{array}
 \quad
 \begin{array}{c}
 Q = \\
 \begin{array}{|c|c|}
 \hline & 1 \\
 \hline 1 & 330.6 \\
 2 & 320.2 \\
 3 & 307.8 \\
 4 & 295.1 \\
 5 & 285 \\
 6 & 266 \\
 7 & 258.1 \\
 8 & 240.3 \\
 9 & 227.2 \\
 10 & 211.1 \\
 11 & 198.4 \\
 12 & 182 \\
 13 & 165.9 \\
 14 & 151.4 \\
 15 & 131.5 \\
 16 & 123.9 \\
 \hline
 \end{array}
 \end{array}
 \quad
 \begin{array}{c}
 \omega = \\
 \begin{array}{|c|c|}
 \hline & 1 \\
 \hline 1 & 5000 \\
 2 & 4900 \\
 3 & 4800 \\
 4 & 4700 \\
 5 & 4600 \\
 6 & 4500 \\
 7 & 4400 \\
 8 & 4300 \\
 9 & 4200 \\
 10 & 4100 \\
 11 & 4000 \\
 12 & 3900 \\
 13 & 3800 \\
 14 & 3700 \\
 15 & 3600 \\
 16 & 3500 \\
 \hline
 \end{array}
 \end{array}
 \quad
 \begin{array}{c}
 t_r = \\
 \begin{array}{|c|c|}
 \hline & 1 \\
 \hline 1 & 10.5 \\
 2 & 13 \\
 3 & 15.5 \\
 4 & 18 \\
 5 & 20.5 \\
 6 & 23 \\
 7 & 25.5 \\
 8 & 28 \\
 9 & 30.5 \\
 10 & 33 \\
 11 & 35.5 \\
 12 & 38.5 \\
 13 & 41 \\
 14 & 43.5 \\
 15 & 46 \\
 16 & 47.5 \\
 \hline
 \end{array}
 \end{array}
 \quad
 \begin{array}{c}
 \theta = \\
 \begin{array}{|c|c|}
 \hline & 1 \\
 \hline 1 & 21 \\
 2 & 20.5 \\
 3 & 19.8 \\
 4 & 19.0 \\
 5 & 18.1 \\
 6 & 17.1 \\
 7 & 16.0 \\
 8 & 14.8 \\
 9 & 13.5 \\
 10 & 12.1 \\
 11 & 10.6 \\
 12 & 8.9 \\
 13 & 7.1 \\
 14 & 5.2 \\
 15 & 3.2 \\
 16 & 2.0 \\
 \hline
 \end{array}
 \end{array}
 \quad (3.31)$$

Параметры a_i находятся путем статистической обработки экспериментальных данных с использованием средств Mathwork MATLAB 7/11 New+Clarck и MathCAD 15.0.0.436 путём обработки исходных массивов данных по методу наименьших квадратов. Экспериментальные значения замеров, полученные в различные моменты времени представлены в статистических сводках (см. Приложения 1 и 2). По таблицам данных можно представить модель линейной регрессии в матричном виде (3.3) и (3.28). Расчет проведен по второму способу минимизации среднеквадратичного отклонения значений регрессии от реальных экспериментальных данных, который дает наиболее точные результаты. Искомый вектор параметров находим по формуле (3.19). Результаты представлены в матрицах (3.32).

	1
1	$5 \cdot 10^3$
2	$4.9 \cdot 10^3$
3	$4.8 \cdot 10^3$
4	$4.7 \cdot 10^3$
5	$4.6 \cdot 10^3$
6	$4.5 \cdot 10^3$
7	$4.4 \cdot 10^3$
8	$4.3 \cdot 10^3$
9	$4.2 \cdot 10^3$
10	$4.1 \cdot 10^3$
11	$4 \cdot 10^3$
12	$3.9 \cdot 10^3$
13	$3.8 \cdot 10^3$
14	$3.7 \cdot 10^3$
15	$3.6 \cdot 10^3$
16	$3.5 \cdot 10^3$

	1	2	3	4
1	330.6	15.71	10.5	21
2	320.2	18.65	13	20.5
3	307.8	21.53	15.5	19.8
4	295.1	24.44	18	19
5	285	27.36	20.5	18.1
6	266	30.2	23	17.1
7	258.1	33.11	25.5	16
8	240.3	36.09	28	14.8
9	227.2	38.92	30.5	13.5
10	211.1	41.87	33	12.1
11	198.4	44.75	35.5	10.6
12	182	47.68	38.5	8.9
13	165.9	50.55	41	7.1
14	151.4	53.46	43.5	5.2
15	131.5	56.31	46	3.2
16	123.9	57.84	47.5	2

$$Y = \quad X = \quad (3.32)$$

Рассчитаем параметрические матрицы (3.19):

$$X^T \cdot X = \begin{pmatrix} 9.217 \times 10^5 & 1.243 \times 10^5 & 9.626 \times 10^4 & 5.458 \times 10^4 \\ 1.243 \times 10^5 & 2.519 \times 10^4 & 2.002 \times 10^4 & 6.542 \times 10^3 \\ 9.626 \times 10^4 & 2.002 \times 10^4 & 1.593 \times 10^4 & 5.012 \times 10^3 \\ 5.458 \times 10^4 & 6.542 \times 10^3 & 5.012 \times 10^3 & 3.321 \times 10^3 \end{pmatrix}; \quad (3.33)$$

$$(X^T \cdot X)^{-1} = \begin{pmatrix} 5.631 \times 10^{-4} & 3.897 \times 10^{-3} & -5.659 \times 10^{-3} & -8.39 \times 10^{-3} \\ 3.897 \times 10^{-3} & 5.225 & -6.341 & -0.787 \\ -5.659 \times 10^{-3} & -6.341 & 7.697 & 0.967 \\ -8.39 \times 10^{-3} & -0.787 & 0.967 & 0.228 \end{pmatrix}; \quad (3.34)$$

$$X^T \cdot Y = \begin{pmatrix} 1.618 \times 10^7 \\ 2.446 \times 10^6 \\ 1.91 \times 10^6 \\ 9.322 \times 10^5 \end{pmatrix}. \quad (3.35)$$

Располагая этими матрицами, имеем:

$$a := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot Y) = \begin{pmatrix} 17.102 \\ 55.048 \\ -35.026 \\ -55.94 \end{pmatrix}. \quad (3.36)$$

В результате расчетов из (3.33) получено численное уравнение линейной регрессии 4-го порядка:

$$\omega_{л4} = 17,102 \cdot \Delta p + 55,048 \cdot Q - 35,026 \cdot \theta - 55,94 \cdot t_r + 9,602, \quad (3.37)$$

которое является искомым алгоритмом инвариантного задания и управления скоростью вращения ЧРП ЭГПА.

Аналогично найдены линейные регрессионные уравнения для двухфакторной модели, учитывающей влияние на процесс компримирования газа на КС со стабильными объемами перекачиваемого газа ($Q \sim \text{const}$, $\Delta p \sim \text{const}$) только температурных параметров (газа и наружного воздуха по сухому термометру):

$$\omega_{л2} = 20,38 \cdot t_r + 28,55 \cdot \theta - 50,23. \quad (3.38)$$

Судя по полученным зависимостям (3.37) и (3.38) регрессионные алгоритмы в полной мере отслеживают текущие входные возмущения и корректируют интенсивность компримирования газа в нагнетателе на КС.

Этот же результат подтверждает предварительный анализ эластичности регрессионных уравнений, который показывает насколько отклоняется величина Y при увеличении X на 1 %:

$$\left. \begin{aligned} E1 &:= b_4 \cdot \frac{cc1}{cc} = -0.012, & E5 &:= b_6 \cdot \frac{cc3}{cc} = -0.024, \\ E2 &:= b_5 \cdot \frac{cc2}{cc} = -0.266, & E6 &:= b_7 \cdot \frac{cc4}{cc} = 0.018. \end{aligned} \right\} \quad (3.39)$$

Кроме того, возможности пакета MathCAD позволяют сопоставить интенсивность воздействия всех параметров на переменную Y с помощью «стандартизованного коэффициента регрессии»:

$$\left. \begin{aligned} \text{Kr1} &:= b_4 \cdot \frac{S1}{S} = -0.032, & \text{Kr2} &:= b_5 \cdot \frac{S2}{S} = -0.867, \\ \text{Kr3} &:= b_6 \cdot \frac{S3}{S} = -0.089, & \text{Kr4} &:= b_7 \cdot \frac{S4}{S} = 0.076. \end{aligned} \right\} \quad (3.40)$$

Таким образом, все параметры возмущений вносят определенное участие в формирование управляющего воздействия на ЭГПА, но не являются преимущественными возмущениями.

Однако как показал опыт эксплуатации КС в различных регионах и экспериментальные данные, практически все подобные характеристики могут быть нелинейными, близкими по виду к показательным функциям $y=x^n$. Поэтому имеет смысл подобную регрессионную модель и алгоритм управления искать в нелинейной форме:

$$\omega_{н4} = A(\Delta p)^a (t_r)^b (Q)^c (\theta)^d, \quad (3.41)$$

где A – коэффициент пропорциональности; a, b, c, d – показатели интенсивности каждого из возмущающих воздействий (рис. 3.2). Найдём искомую модель регрессии в терминах рассмотренной методики в виде:

$$\omega_{н4} = K(\Delta p)^{a1} (t_r)^{a2} (Q)^{a3} (\theta)^{a4}. \quad (3.42)$$

Логарифмируя представленное выражение, получим:

$$\begin{aligned} \ln \omega_{н4} &= \ln (K(\Delta p)^{a1} (t_r)^{a2} (Q)^{a3} (\theta)^{a4}) = \\ &= \ln (K) + a_1 \cdot \ln(\Delta p) + a_2 \cdot \ln(t_r) + a_3 \cdot \ln(Q) + a_4 \cdot \ln(\theta). \end{aligned} \quad (3.43)$$

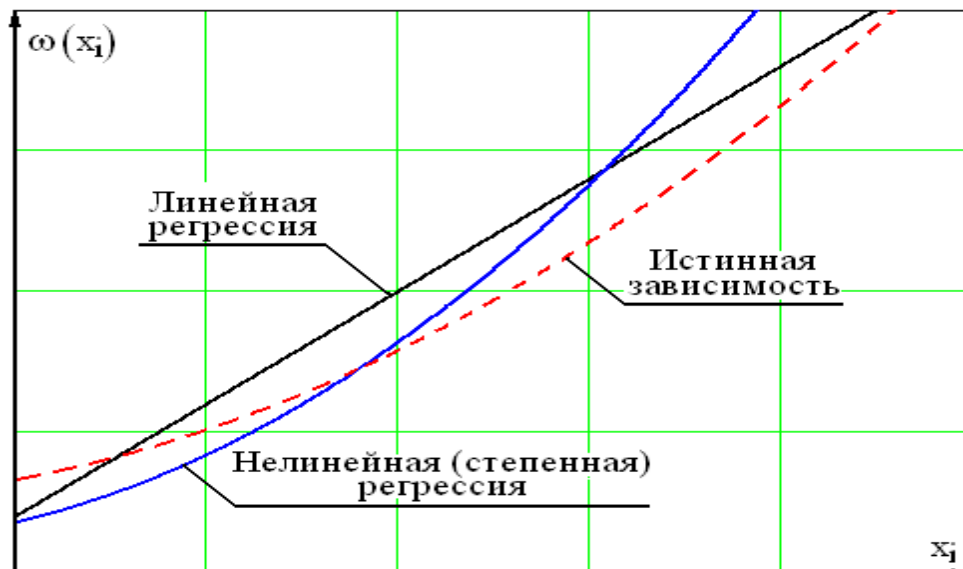


Рис. 3.4. Способы аппроксимации зависимости $\omega=f(x_i)$ различными регрессиями.

Для полученного уравнения (3.43) можно применить описанный выше метод отыскания параметров a_j , приняв

$$y = \ln(\omega); X_{n,1} = \ln(\Delta p); X_{n,2} = \ln(t_r); X_{n,3} = \ln(Q); X_{n,4} = \ln(\theta). \quad (3.44)$$

Вычислим параметрические матрицы

$$a := (X^T \cdot X)^{-1} \cdot (X^T \cdot Y) = \begin{pmatrix} 0.19 \\ -0.618 \\ 0.43 \\ 4.797 \times 10^{-3} \\ 8.091 \end{pmatrix}; \quad (3.45)$$

$$e^{a_5} = 3.265 \times 10^3. \quad (3.46)$$

После операций потенцирования получаем следующее уравнение:

$$\omega_{H4} = K \cdot \Delta p^{0.19} \cdot t_r^{-0.618} \cdot Q^{0.43} \cdot \theta^{0.005}, \quad (3.47)$$

где $K = e^{a_5} = 61,336$ (3.47), окончательно получаем уравнение нелинейной степенной регрессии 4-го порядка:

$$\omega_{H4} = 61,336 \cdot \Delta p^{0.19} \cdot t_r^{-0.618} \cdot Q^{0.43} \cdot \theta^{0.005}. \quad (3.48)$$

По аналогичной методике найдены уравнения для 2-х факторной нелинейной модели, учитывающей влияние на процесс компримирования газа только технологических параметров (Δp и t_r).

Таким образом, выражения линейных регрессий (3.37), (3.38) и нелинейных степенных (3.48) целесообразно использовать в качестве управляющих алгоритмов работы ЭГПА в качестве задающего воздействия на ПЧ.

Результаты расчетов регрессионных алгоритмов можно оценить путем моделирования, результаты которого представлены на гистограммах рис.3.5 и 3.6.

Из представленных гистограмм видно, что линейная регрессия приводит в данных условиях к более точным результатам. Наибольшее отклонение соответствует 7-ой точке (25 %), для остальных точек относительное отклонение не превышает 20%.

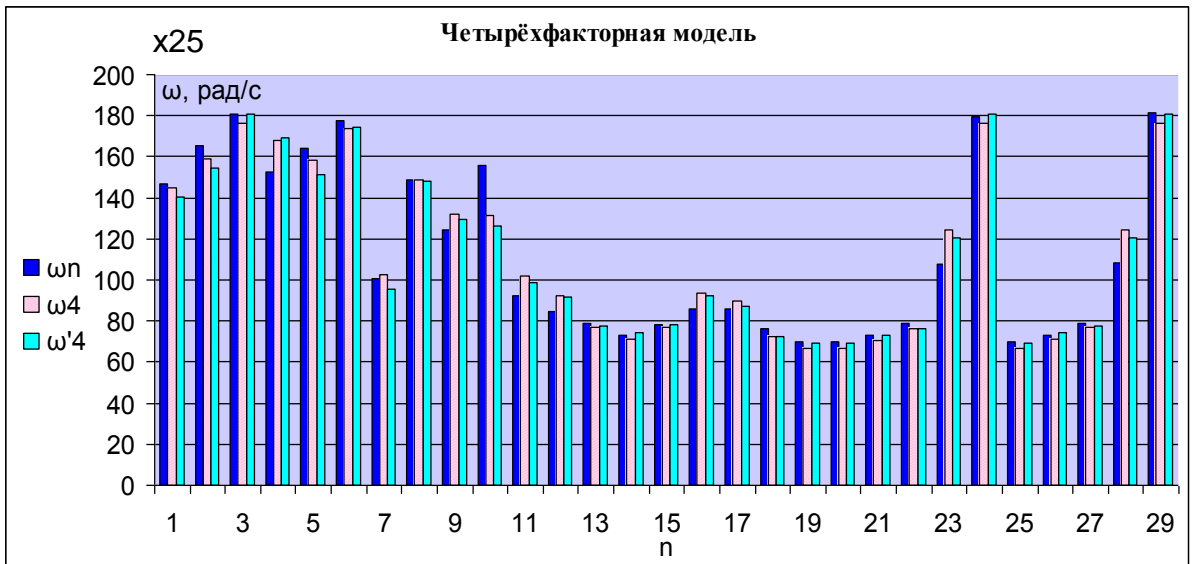


Рис. 3.5. Результаты сопоставления результатов моделирования 4-факторных регрессий (n - номер замера).

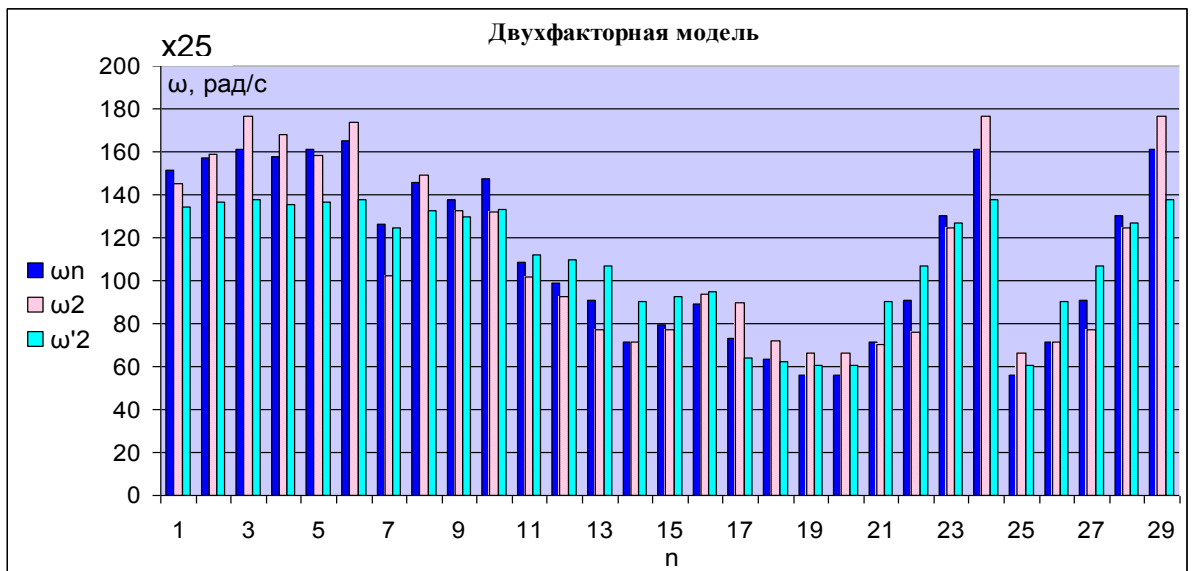


Рис. 3.6. Результаты сопоставления результатов моделирования 2-факторных регрессий.

Приведённые модели в общем случае не являются идеальными по точности, поэтому ошибку, возникающую при задании скорости в системе регулирования ЭГПА, можно компенсировать действием внешней отрицательной обратной связи, как показано на рис. 3.2. Первоначальный расчёт задания на скорость целесообразно выполнять по более адекватному линейному уравнению. Более точно оценить сходимость результатов регрессионных моделей можно по вероятностным диаграммам рис. 3.7 и 3.8.

3.4. Анализ многофакторных регрессионных алгоритмов ЭГПА

Проведённый выше регрессионный анализ заключался в определении аналитического выражения связи, в котором изменение результирующего признака (скорости ЭГПА ω и давления газа $p_{\text{ВЫХ}}$) обуславливается влиянием одного или нескольких факторных признаков (основных метеорологических и технологических), а множество всех прочих факторов принимается за постоянные (или усредненные) величины. После получения регрессионных уравнений необходимо проверить правильность учёта факторных признаков, установить, имеется ли связь между исследуемыми переменными, и оценить тесноту и структуру этой связи. Этими задачами занимаются соответствующие разделы методологии статистических исследований – корреляционный, дисперсионный, ковариационный и факторный анализы [23,72,106]. Проведем анализ полученных регрессионных уравнений с использованием средств и методов статистической обработки пакета MathCAD [37,63,65,71].

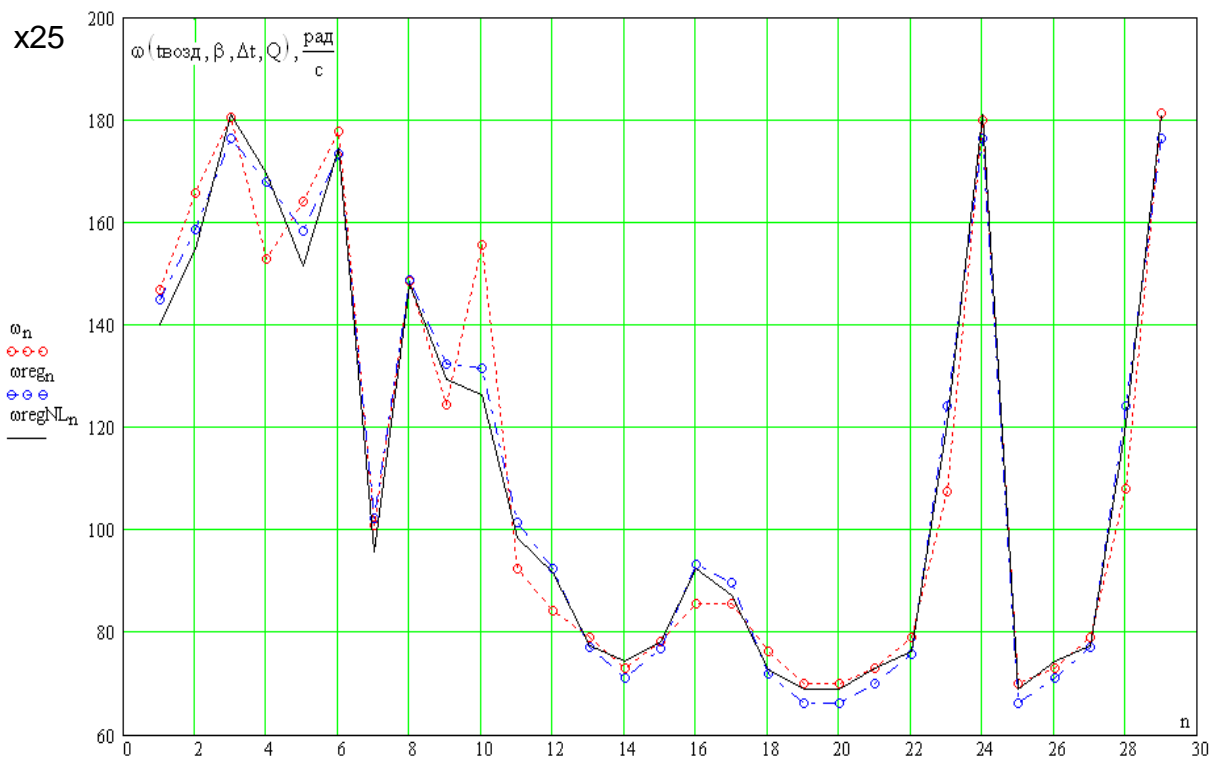


Рис. 3.7. Анализ сходимости результатов 4-факторного математического моделирования.

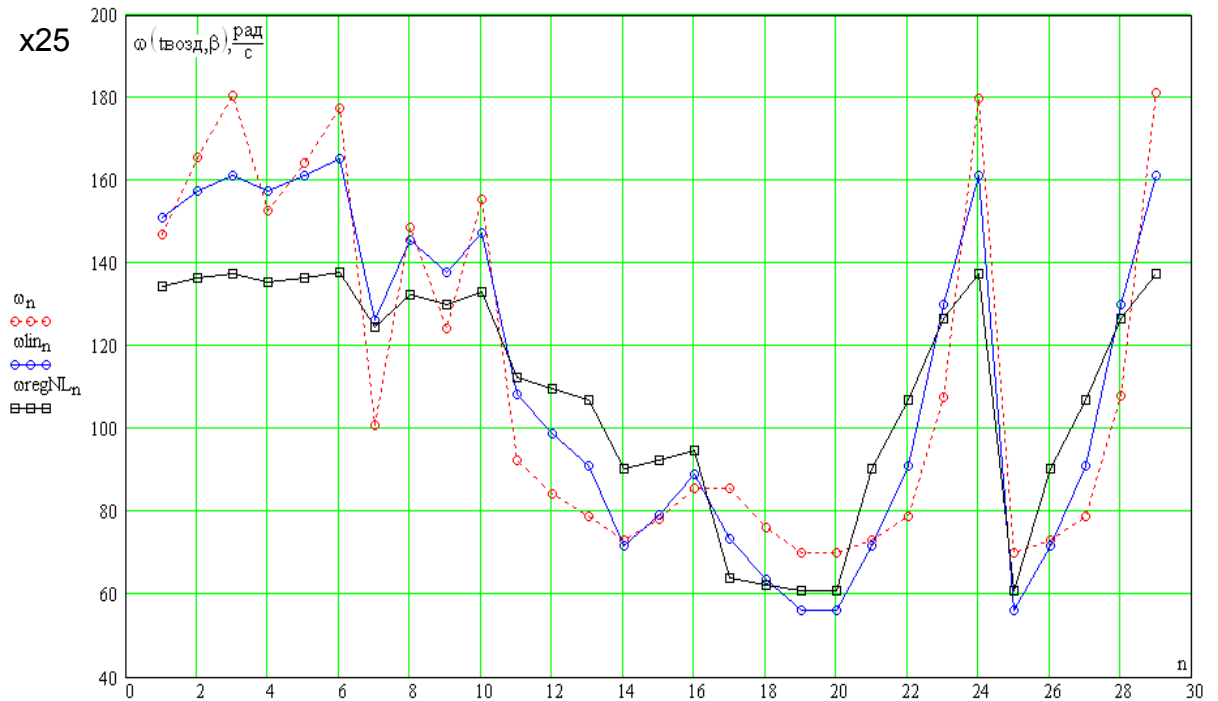


Рис. 3.8. Анализ сходимости результатов 2-факторного математического моделирования.

Корреляционный анализ обычно выполняется на первом этапе статистической обработки экспериментальных данных и предварительно рассчитанных регрессионных уравнений. Он необходим для исследования структуры и тесноты статистической связи между исследуемыми переменными. Последовательность анализа следующая:

- выбор подходящего измерителя статистической связи – индекса или коэффициента корреляции, корреляционного соотношения, информационной характеристики связи, рангового коэффициента корреляции и т.п.;
- анализ с помощью точечных или интервальных оценок числового значения измерителя по имеющимся выборочным данным;
- проверка корреляционной характеристики на статистически значимое отличие от нуля;
- анализ структуры связей между компонентами исследуемого многомерного признака, проиллюстрировав его плоским геометрическим представлением компонентов.

В случае анализа регрессионных управляющих алгоритмов целесообразно начать с простейших линейных алгоритмов управления ЭГПА, полученных выше – например, (3.38).

Для представленного количества независимых наблюдений (3.31): $n := 1 \dots 16$ матрицы экспериментальных – влажности, температуры воздуха и скорости вращения ЭГПА – в среде MathCAD запишутся следующим образом (если учесть, что $t_r = \beta$):

$$\left. \begin{aligned} \beta &:= \text{READPRN}(\text{"beta.txt"}), \\ \theta &:= \text{READPRN}(\text{"tvozd.txt"}), \\ \omega &:= \text{READPRN}(\text{"w.txt"}). \end{aligned} \right\} \quad (3.49)$$

Описание пределов суммирования имеет следующие значения:

$$\left. \begin{aligned} N_2 &:= \text{floor}\left(\frac{N}{2}\right), \\ N &:= \text{length}(\theta), \\ N &= 16, \\ \text{ORIGIN} &:= 0. \end{aligned} \right\} \quad (3.50)$$

Средние значения случайных величин, входящих в двухфакторное регрессионное уравнение, (математические ожидания):

$$\left. \begin{aligned} m_\omega &:= \text{mean}(\omega), & m_\omega &= 112.483, \\ m_\theta &:= \text{mean}(\theta), & m_\theta &= 14.6, \\ m_\beta &:= \text{mean}(\beta), & m_\beta &= 63.966. \end{aligned} \right\} \quad (3.51)$$

Вычисление корреляционных функций производится для значений $j := 0 \dots N_2$, для $N_2 = 14$. Приводим процессы к нулевому математическому ожиданию параметров:

$$\theta_0 := \overrightarrow{(\theta - m_\theta)}, \quad \beta_0 := \overrightarrow{(\beta - m_\beta)}, \quad \omega_0 := \overrightarrow{(\omega - m_\omega)}. \quad (3.52)$$

Автокорреляционные функции сигналов входных X и выходных Y дают представление о скорости их изменения во времени, позволяет оценить среднестатистическую зависимость текущих отсчетов сигнала от своих пре-

дыдущих и последующих значений (так называемый радиус корреляции значений сигнала), а также выявить в сигнале наличие периодически повторяющихся элементов.

Автокорреляция дискретно представленных входных и выходных сигналов, действующих в ЭГПА, вычисляется по следующим выражениям:

$$\left. \begin{aligned} C\theta_j &:= \frac{1}{N-j} \cdot \sum_{n=j}^{N-1} \theta_{0_n} \cdot \theta_{0_{n-j}}, \\ C\omega_j &:= \frac{1}{N-j} \cdot \sum_{n=j}^{N-1} \omega_{0_n} \cdot \omega_{0_{n-j}}, \\ C\beta_j &:= \frac{1}{N-j} \cdot \sum_{n=j}^{N-1} \beta_{0_n} \cdot \beta_{0_{n-j}}. \end{aligned} \right\} \quad (3.53)$$

Результаты расчетов по выражениям (3.49)–(3.53) показаны на рис. 3.9.

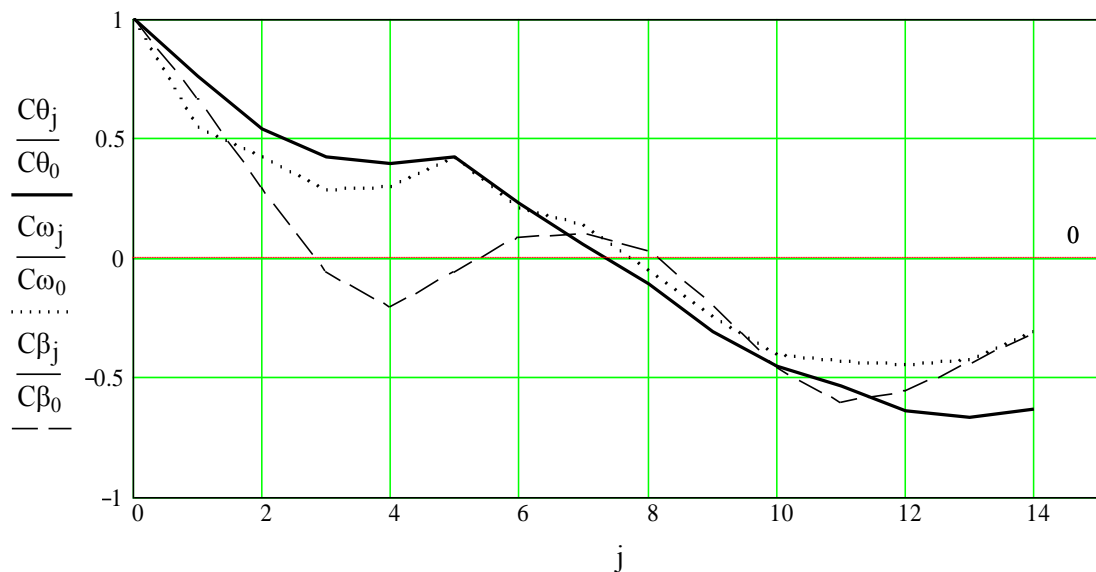


Рис. 3.9. График автокорреляции сигналов в системе ЭГПА.

Взаимокорреляционная функция (ВКФ) используется для оценки связи между двумя различными процессами и описывает как степень сходства формы двух сигналов, так и их взаимное расположение друг относительно друга по координате. Для рассматриваемых сигналов при определении ВКФ систему (3.57) можно переписать в следующем виде:

$$\left. \begin{aligned}
 C\theta\omega_j &:= \frac{1}{N-j} \cdot \sum_{n=j}^{N-1} \theta_{0_n} \cdot \omega_{0_{n-j}}, \\
 C\beta\omega_j &:= \frac{1}{N-j} \cdot \sum_{n=j}^{N-1} \beta_{0_n} \cdot \omega_{0_{n-j}}, \\
 C\theta\beta_j &:= \frac{1}{N-j} \cdot \sum_{n=j}^{N-1} \beta_{0_n} \cdot \theta_{0_{n-j}}.
 \end{aligned} \right\} . \quad (3.54)$$

Результаты расчетов по выражению (3.54) представлены на рис. 3.10.

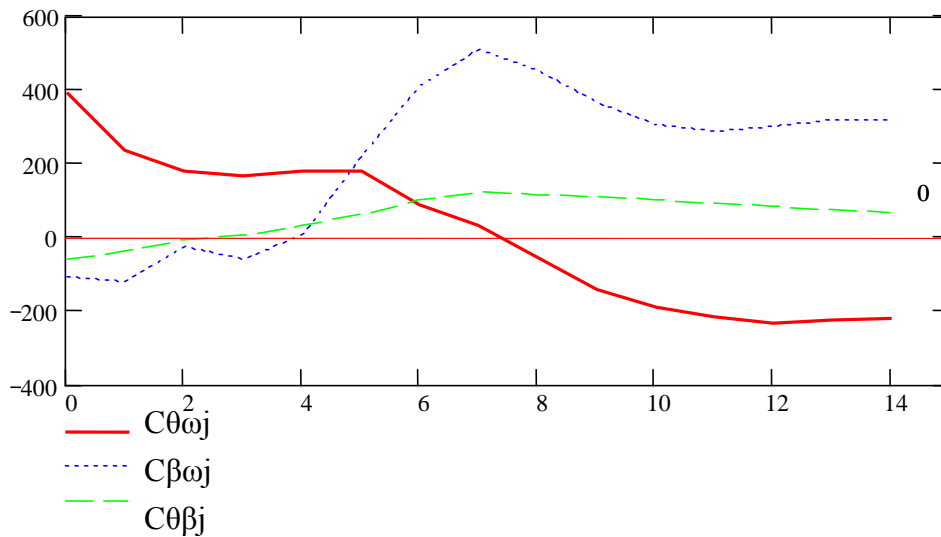


Рис. 3.10. График ВКФ параметров сигналов в системе ЭГПА.

График взаимокорреляционной функции указывает на:

- существенную зависимость выходного сигнала ω от входных температур воздуха θ и газа β , что соответствует действительности (3.31);
- незначительное взаимовлияние входных параметров θ и β , которые можно принять независимыми переменными;
- интервал корреляции, в пределах которого наблюдается статистическая связь между процессами, составляет несколько десятков отсчетов;
- все процессы являются стационарными и эргодичными.

Кроме графического представления, теснота связи количественно может быть выражена величинами коэффициентов ковариации и корреляции.

Если между случайными величинами существует стохастическая связь, то одним из параметров, характеризующих меру этой связи, является ковариация – среднее произведение отклонений точек данных от относительных средних значений.

Ковариационный анализ дает возможность установить, ассоциированы ли наборы данных по величине. Т.е. большие значения из одного набора данных связаны с большими значениями другого набора (положительная ковариация), или, наоборот, малые значения одного набора связаны с большими значениями другого (отрицательная ковариация), или данные двух диапазонов никак не связаны (ковариация близка к нулю).

Функция MathCAD $cvar(A,B)$ вычисляет значение выборочной ковариации

$$cvar(A, B) = \frac{1}{n} \sum_{i=0}^n (A_i - \text{mean}(A))(B_i - \text{mean}(B)), \quad (3.55)$$

$$\text{где } \text{mean}(A) = \frac{1}{n} \sum_1^n x_i. \quad (3.56)$$

Тогда для рассматриваемого характерного примера реализации значения ковариаций получаются следующими:

$$cvar(\omega, \theta) = 393.911 \quad cvar(\omega, \beta) = -108.018 \quad cvar(\theta, \beta) = -59.517. \quad (3.57)$$

Значение ковариации зависит не только от «тесноты» связи случайных величин, но и от самих значений этих величин, например, от единиц измерений этих значений. Для исключения этой зависимости вместо ковариации используется коэффициент корреляции.

Функция $corr(A,B)$ определяет парный коэффициент корреляции:

$$corr(A, B) = \frac{cvar(A, B)}{\sqrt{\text{var}(A)}\sqrt{\text{var}(B)}}, \quad (3.58)$$

$$\text{где } \text{var}(A) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \text{mean}(A))^2. \quad (3.59)$$

Определим по (3.56)–(3.58) парный коэффициент корреляции Пирсона для 2-факторных регрессионных уравнений управления ЭГПА:

$$\text{corr}(\omega, \theta) = 0.932, \quad \text{corr}(\omega, \beta) = -0.147, \quad \text{corr}(\theta, \beta) = -0.32. \quad (3.60)$$

Коэффициент корреляции может изменяться в диапазоне $\pm 1,0$. При $+1,0$ изменения независимой переменной приводят к идентичным изменениям зависимой, при $-1,0$ – вызывают противоположные изменения зависимой, но в направлении. Таким образом, полученные результаты расчета коэффициентов корреляции (3.60) полностью подтверждают данные эксперимента и графики ВКФ, полученные выше.

Дисперсионный анализ предназначен для решения задач оценки влияния некоторого фактора A на случайную величину X . В двухфакторном дисперсионном анализе проверяется гипотеза о равенстве математических ожиданий выходного контролируемого параметра Y при различных уровнях двух случайных факторов.

Пусть x_1 принимает k различных значений или фактор x_1 имеет k уровней, x_2 принимает m различных значений или фактор x_2 имеет m уровней. Пусть на каждом из сочетаний уровней имеется n наблюдений выходной величины y .

Если уровни факторов x_1 и x_2 не оказывают влияние на математическое ожидание y , то все наблюдения представляют собой выборку из одной генеральной совокупности (при условии выполнения приведенных выше предпосылок). Тогда, дисперсию генеральной совокупности можно оценить следующими независимыми оценками: через средние значения y для каждого из уровней факторов x_1 или x_2 или как среднее арифметическое оценок дисперсий y для каждого из уровней x_1 или x_2 . В двухфакторном дисперсионном анализе, первая оценка называется оценкой дисперсии уровней S_{yp}^2 , вторая – оценкой дисперсии ошибки $S_{ош}^2$.

Для первого и второго факторов имеем:

$$S_{yp1}^2 = n \cdot m \cdot \frac{\sum_{j=1}^k (y_{.j} - y_{...})^2}{k-1}, \quad S_{yp2}^2 = n \cdot k \cdot \frac{\sum_{i=1}^m (y_{i..} - y_{...})^2}{m-1}. \quad (3.61)$$

где y_j – среднее по j -му уровню первого фактора;
 $y_{i.}$ – среднее по i -му уровню второго фактора;
 $y_{..}$ – общее среднее.

Вычисление дисперсий ошибок удобно провести также в системе MathCAD. Матрица выборки значений:

$$Y = \begin{pmatrix} 70.1 & 73.1 & 78.9 & 107.8 \\ 76.2 & 78.2 & 84.3 & 124.4 \\ 85.6 & 85.6 & 92.5 & 155.5 \end{pmatrix} \quad (3.62)$$

Формула для вычисления дисперсии уровня для первого фактора (θ):

$$S_{yp\theta} = n \cdot m \cdot \frac{\sum_{j=1}^k \left[\left(\frac{\sum_{i=1}^m Y_{i,j}}{m} - \text{mean}(Y) \right)^2 \right]}{(k-1)}, \quad (3.63)$$

где $\text{mean}(Y)$ – общее среднее. В результате вычислений получаем:

$$S_{yp\theta} = 1816.2.$$

По аналогии вычисляется дисперсия уровня для второго фактора

$$S_{yp\beta} = n \cdot k \cdot \frac{\sum_{i=1}^m \left[\left(\frac{\sum_{j=1}^k Y_{i,j}}{k} - \text{mean}(Y) \right)^2 \right]}{(m-1)}. \quad (3.64)$$

Получаем значение

$$S_{yp\beta} = 509.331.$$

Проверка адекватности полученных уравнений экспериментальным данным производится по критерию Фишера путем сравнения дисперсии адекватности и дисперсии уровня относительно среднего:

$$F = \frac{s_y^2(f_1)}{s_{ad}^2(f_2)}. \quad (3.65)$$

Чем больше вычисленное значение F превышает табличное $F_{1-p}(f_1, f_2)$ для уровня значимости p и числа степеней свободы $f_1=n-l$ и $f_2=n-l$, тем эффективнее уравнение регрессии. Дисперсия адекватности определяется формулой:

$$s_{ad.}^2 = \frac{\sum_{n=1}^N (y_i - y(x_i))^2}{n-l} \quad (3.66)$$

Число степеней свободы дисперсии адекватности равно $n-l$. Дисперсия относительно среднего:

$$s_y^2 = \frac{\sum_{n=1}^N (y_i - \bar{y})^2}{n-l} \quad (3.67)$$

Вычислим критерий Фишера с использованием среды MathCAD. Значения ω , полученные по линейному (ω_2) и нелинейному (ω'_2) регрессионным уравнениям представлены в матрицах. Число коэффициентов в уравнении регрессии $l = 3$. Дисперсия адекватности:

- для линейной модели:

$$S_{2ad} = \frac{\sum_{n=1}^N (\omega_n - \omega_{2n})^2}{N-1} \quad S_{2ad} = 200.83 \quad (3.68)$$

- для нелинейной модели:

$$S_{2'ad} = \frac{\sum_{n=1}^N (\omega_n - \omega'_{2n})^2}{N-1}, \quad S_{2'ad} = 682.802 \quad (3.69)$$

Дисперсия относительно среднего:

$$S_{2y} = \frac{\sum_{n=1}^N (\omega_n - \text{mean}(\omega))^2}{N-1}, \quad S_{2y} = 1.863 \times 10^3 \quad (3.70)$$

Значение критерия Фишера:

- для линейной модели:

$$F = \frac{S_{2y}}{S_{2ad}} \quad , \quad F = 9,279 . \quad (3.71)$$

- для нелинейной модели:

$$F' = \frac{S_{2y}}{S_{2'ad}} \quad , \quad F' = 2,729 . \quad (3.72)$$

По значениям критерия Фишера (3.69)÷(3.72) можно сделать вывод о том, что большей точностью обладает линейная модель. При уровне значимости $\alpha=0.05$ значение критерия Фишера для имеющихся степеней свободы $f_1=f_2=26$ составляет менее 1.95, что позволяет судить об адекватности обеих моделей. Таким образом, полученные выше выражения для регрессионных алгоритмов автоматического задания оптимальной скорости вращения ЭГПА являются корректными для использования в частотно-регулируемых агрегатах электроприводных КС.

3.5. Компьютерное моделирование САР давления ЭГПА.

Исследование САР ЭГПА с помощью процедуры компьютерного моделирования с вариацией реальных параметров технологического процесса, начальных условий и совокупности возмущений существенно ускоряет проектирование, модернизацию и реализацию на КС новых САУ ЭГПА [18-20].

Для проверки адекватности разработанных выше регрессионных алгоритмов управления и стабилизации компримирования газа ЭГПА производилось моделирование технологических процессов в пакете Simulink (рис. 3.11) [19,116].

Параметры каналов управления ЧРП ЭГПА и обратной связи по выходному давлению газа задаются индивидуально под конкретные реализации КС газотранспортных систем и МГ. На рис. 3.11 численные данные соответствуют одному из вариантов пятиагрегатной электроприводной КС (рис. 2.4 и Прил.1-2). Передаточные функции всех динамических звеньев прямого канала управления соответствуют выражениям, полученным ранее.

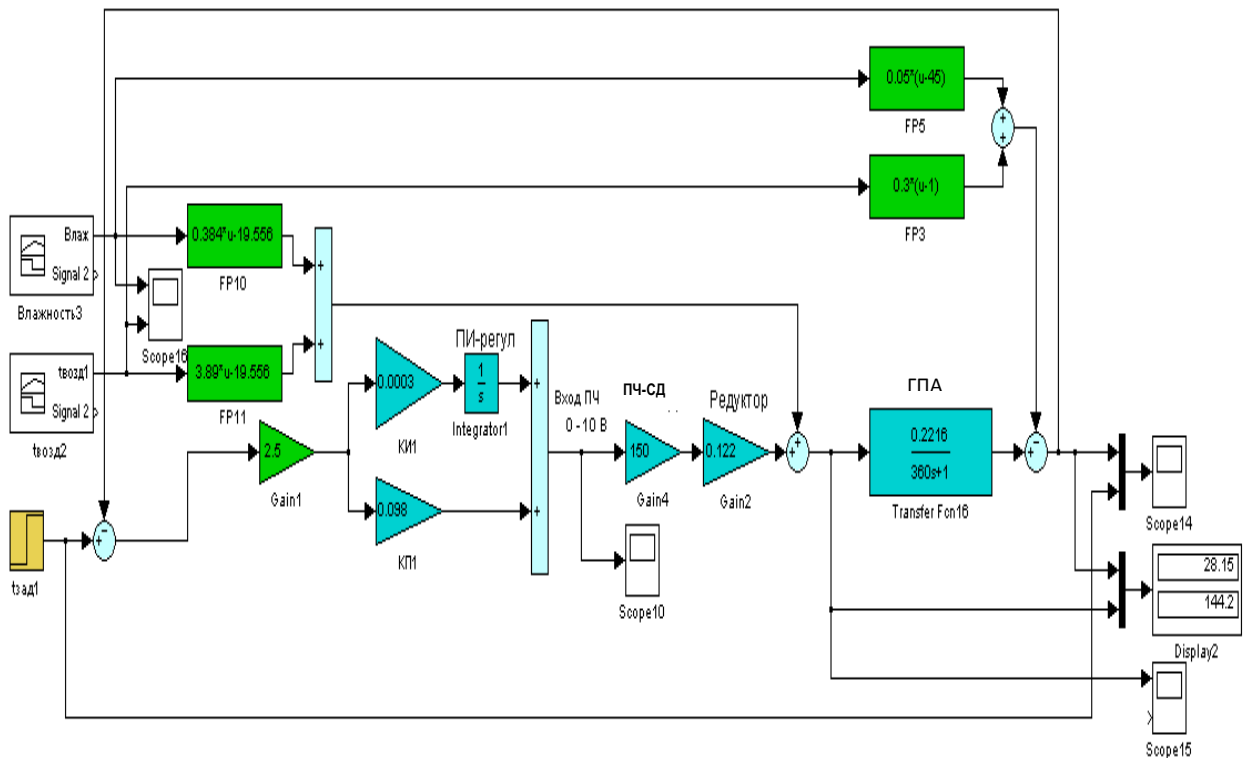


Рис. 3.11. Структурная схема модели САР ЭГПА с учетом действия метеорологических возмущений.

Для имитации действия возмущений на сам ЭГПА в систему введены два функциональных блока преобразований, обеспечивающие приращение к температуре воды при изменении метеорологических и технологических условий компримирования газа в КС.

Полученные результаты моделирования подтверждают корректность реализации проектов автоматизации инвариантных энергоэффективных ЭГПА с учетом влияния возмущающих воздействий стохастического характера. Например, временные диаграммы при линейном изменении возмущений, действующих на газотранспортную систему с ЭГПА, приведены на рис. 3.12. Линейность приложенных внешних воздействий характерна для стохастических возмущений, свойственных климатическим, природным или метеорологическим факторам, заметно изменяющимся в течение минут-часов в течение суток. Технологические возмущения более динамичны, однако их инерционность из-за теплотехнических и гидродинамических свойств газотранспортных систем также несравнима с инерционностью электромеханической части, реагирующей на несколько порядков быстрее.

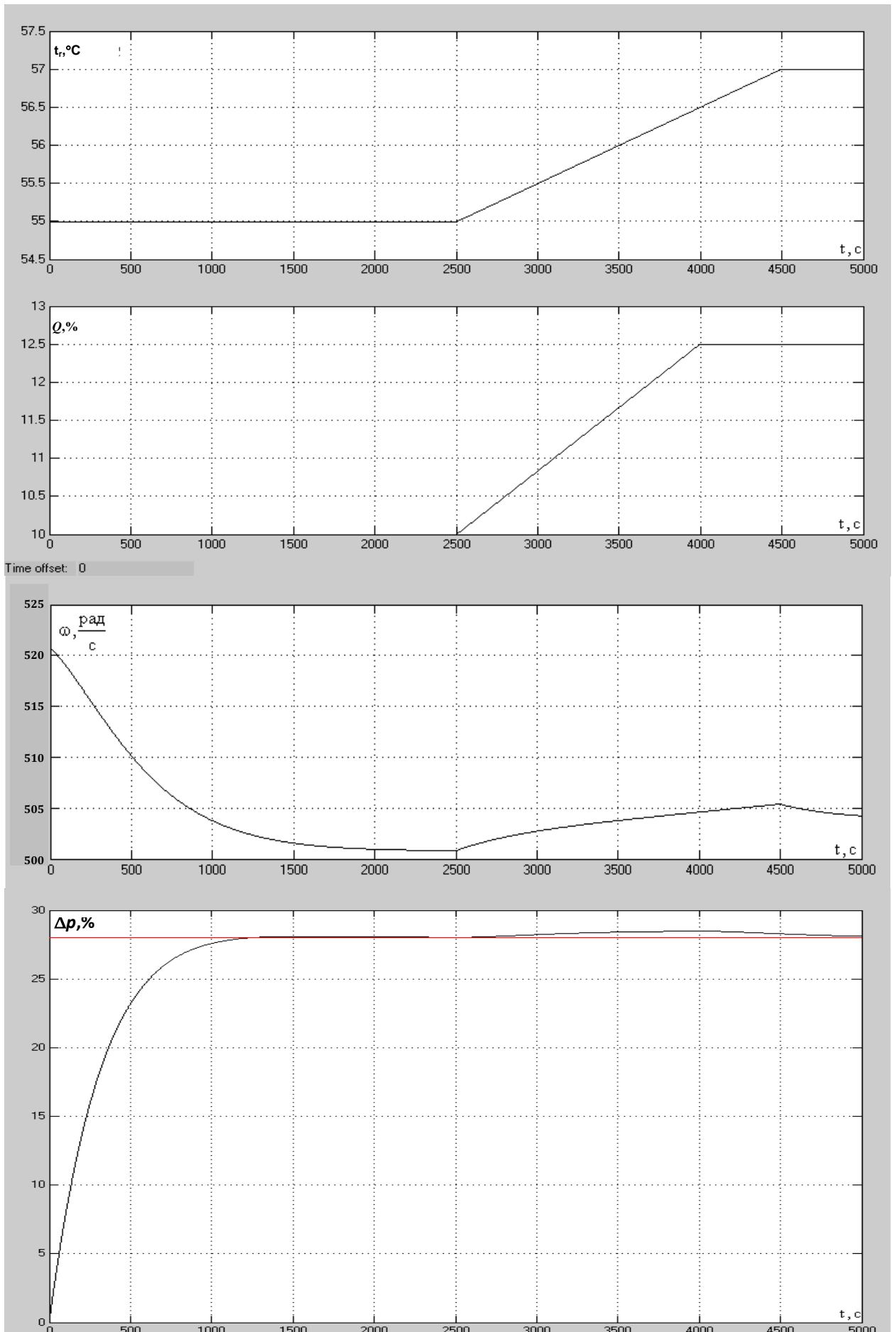


Рис. 3.12. Моделирование работы ЭГПА при линейном изменении возмущений

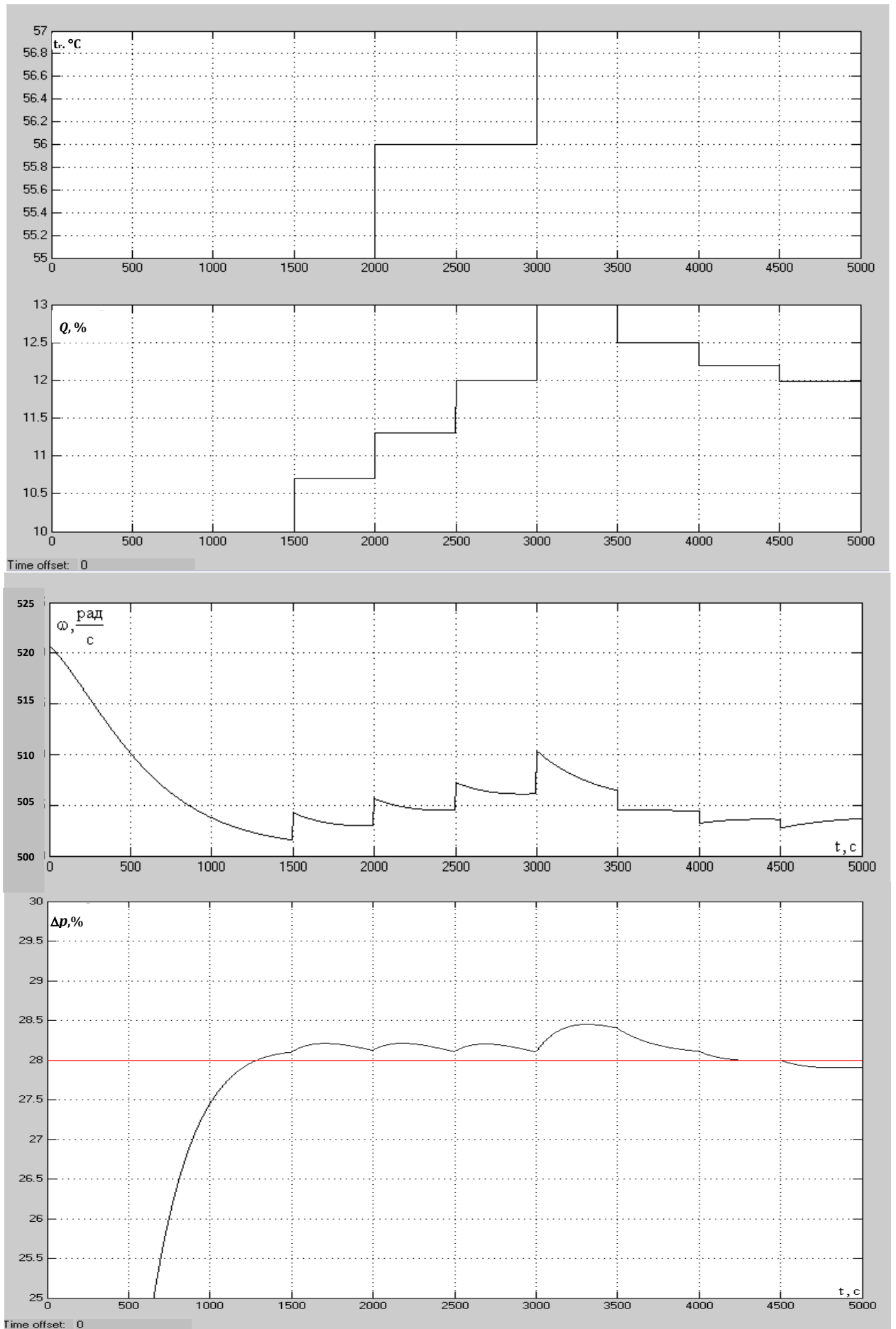


Рис. 3.13. Моделирование работы ЭГПА с учетом дискретного съема информации.

Считывание данных с внешних датчиков в АСУ ЭГПА происходит с определённой дискретностью, которая определяется технической целесообразностью, с одной стороны, и насыщенностью пакета программного обеспечения АСУ КС конкретными функциональными возможностями и сервисными продуктами мониторинга всех систем КС, с другой. Ступенчатость воздействий наглядно отображает эту дискретность съёма информации (рис. 3.13) и расчёта заданной скорости вращения ЭГПА. Фактические же возмущения на газотранспортные системы при этом изменяются плавно.

Таким образом, в результате проведённых исследований по моделированию, можно констатировать:

1) разработана компьютерная модель для расчёта необходимой скорости вращения электродвигателя ЭГПА и получения требуемого давления компримирования газа. Оптимальной по точности и простоте реализации на ПК является линеаризованная модель;

2) для стабилизации главного технологического параметра – давления природного газа на выходе с КС – разработана методика синтеза регулятора контура управления, включающая выбор регулятора и расчет его параметров;

3) создана модель всей системы управления среде Matlab 6.5. Получены временные диаграммы переходных процессов в системе, реакции её на изменяющиеся внешние условия, проверена корректность отработки системой задающего воздействия. Результаты моделирования подтверждают адекватность предложенной методики расчётов.

3.6. Аппаратные преимущества современной техники ЧРП ЭГПА

3.6.1. Высоковольтные ПЧ для регулирования ЭГПА

Высоковольтные ПЧ для питания асинхронных или синхронных электродвигателей ЭГПА должны отвечать следующим основным требованиям:

- иметь соответствующую мощность по отношению к мощности приводного электродвигателя – 5000 кВА, 7000 кВА, 14000 кВА (см. требования к ЭГПА в п. 1.4.3.);

- иметь многоуровневое исполнение при входном (выходном) напряжении 6 (10) кВ;
- высокое качество выходного напряжения преобразователя с содержанием высших гармоник не выше значений $\text{THD} \leq 3\%$. Столь высокие требования связаны с тем, что используемые в ЭГПА синхронные электродвигатели имеют массивную конструкцию ротора, и наличие высших гармоник в токе статора может вызвать перегрев ротора за счет вихревых токов;
- генерация в питающую сеть высших гармоник также ограничена требованиями, регламентируемыми ГОСТ 13109-97.

Анализ выпускаемых в настоящее время зарубежными и отечественными фирмами ВВ ПЧ показал [24,51,91,102,115], что указанным требованиям в наибольшей степени отвечает топология многоуровневого ПЧ с каскадным соединением однофазных низковольтных ПЧ типа АИН.

Преобразователи частоты по указанной топологии разрабатываются и выпускаются сегодня зарубежными и отечественными предприятиями [51,79,82,116], включая дочернее предприятие ОАО «Газпром» - ЗАО «РЭП Холдинг» (СПб), которым разработана рабочая документация на ПЧ типа MV7308 с фильтром гармоник и высокими техническими характеристиками [83-84,96,99].

Принципиальная схема ВВ ПЧ для ЭГПА представлена на рис. 3.14. Высоковольтный многоуровневый ПЧ для ЭГПА состоит, как правило, из изолирующего входного трансформатора с 15 группами трехфазных вторичных обмоток. Эти обмотки соединены в треугольник и смещены по фазе на 60 электрических градусов относительно друг друга, что позволяет уменьшить влияние преобразователя на питающую сеть, т.к. ток в сети имеет минимальные искажения. Гармонический состав входного тока представлен на рис. 3.15. Здесь ломаной линией показаны ограничения по гармоническому составу тока в соответствии с требованиями IEEE519.

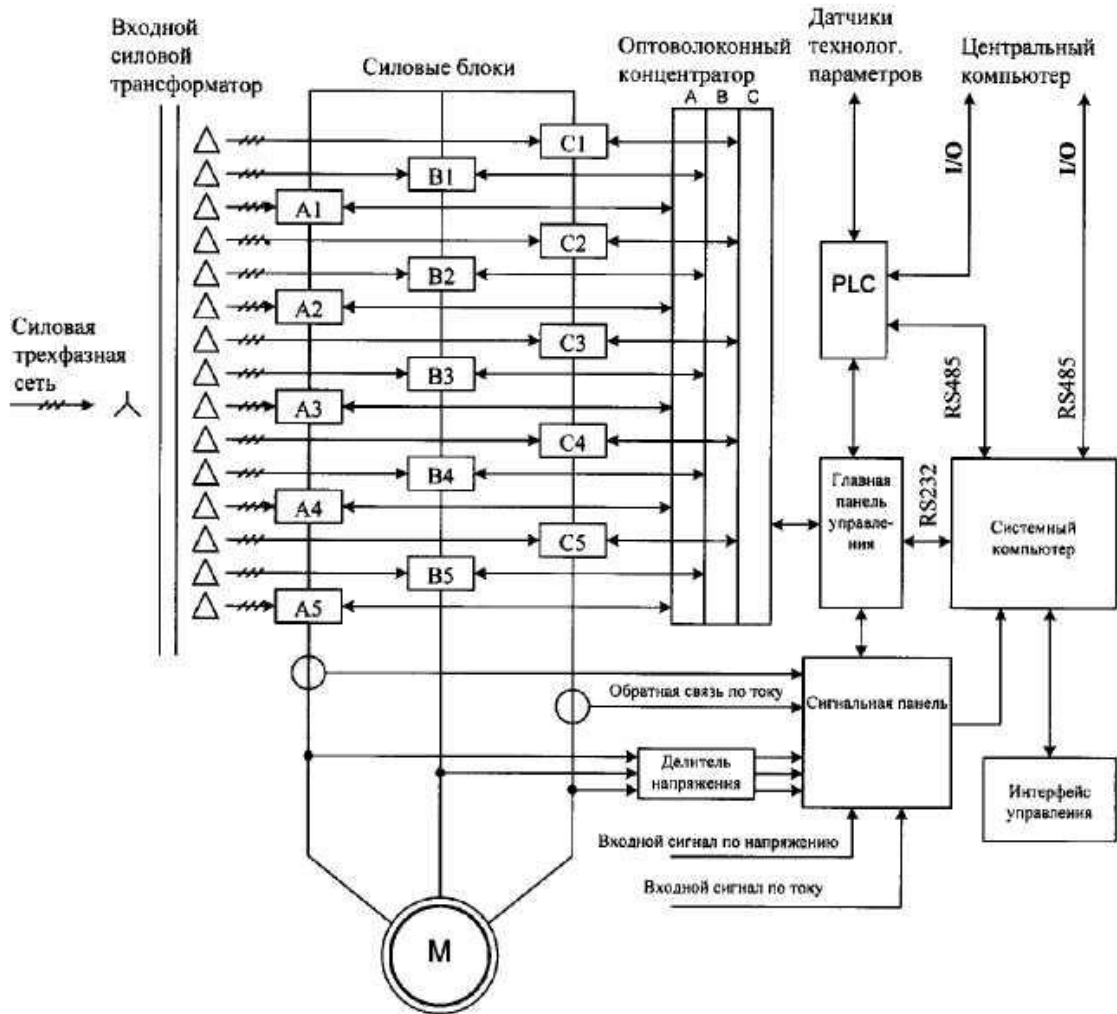


Рис. 3.14. Схема многоуровневого каскадного преобразователя частоты.

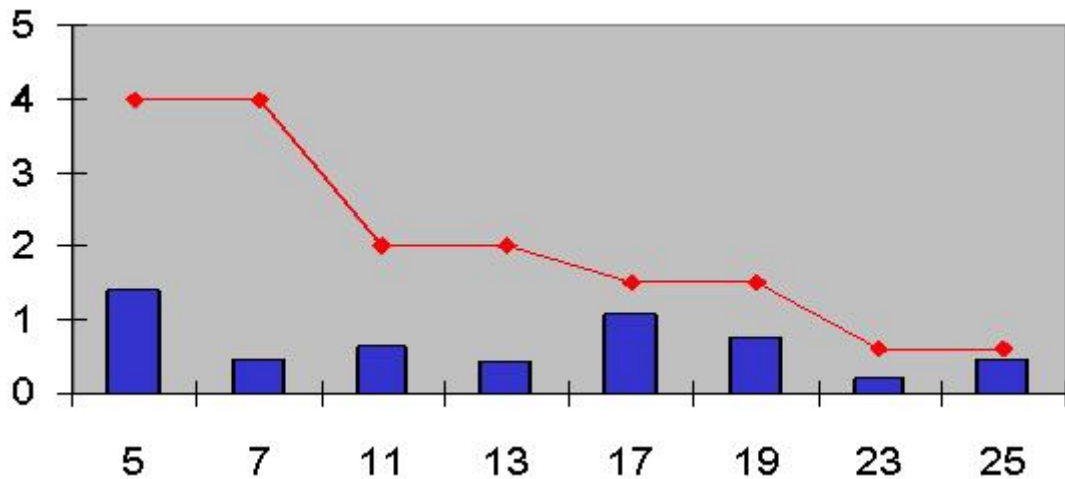


Рис. 3.15. Гармонический состав входного тока.

Как следует из рис. 3.15, степень искажения входного тока рассмотренного преобразователя частоты значительно ниже требований, в том числе зарубежных стандартов. Коэффициент же мощности преобразователя на стороне сети очень высокий и составляет не ниже 0,96.

Каждая группа вторичных обмоток питает свой отдельный однофазный инвертор напряжения, схема которого показана на рис. 3.16.

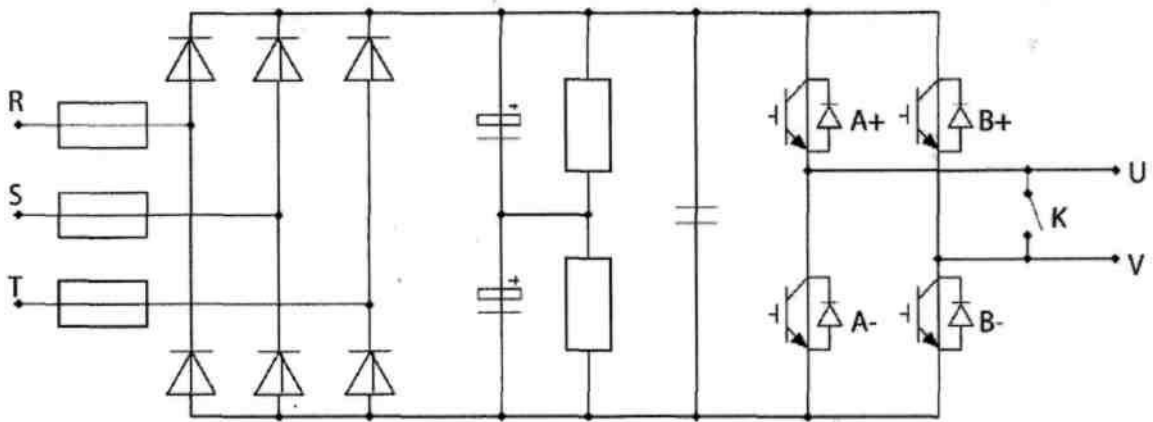


Рис. 3.16. Схема силового блока каскадного преобразователя частоты.

Силовая ячейка содержит трехфазный выпрямитель, конденсаторный фильтр, однофазный инвертор на IGBT модулях и байпасный тиристорный ключ К. Принцип формирования выходного напряжения преобразователя поясняется на рис. 3.17. Минимальное напряжение однофазного инвертора составляет 690 В. Последовательное соединение 5 блоков позволяет получить максимальное эффективное значение фазного напряжения на выходе преобразователя 3450 В (линейное напряжение 6000 В). Посредством системы управления фазы выходного напряжения отдельных ячеек сдвинуты на 12 электрических градусов, что обеспечивает взаимную компенсацию высших гармоник.

Регулирование величины выходного напряжения многоуровневого преобразователя частоты производится синхронизированной широтно-импульсной модуляцией напряжения в каждой ячейке. Выходное напряжение преобразователя в зависимости от частоты изменяется пропорционально. В результате данного принципа построения схемы ток и напряжение на выходе ПЧ имеют практически синусоидальную форму.

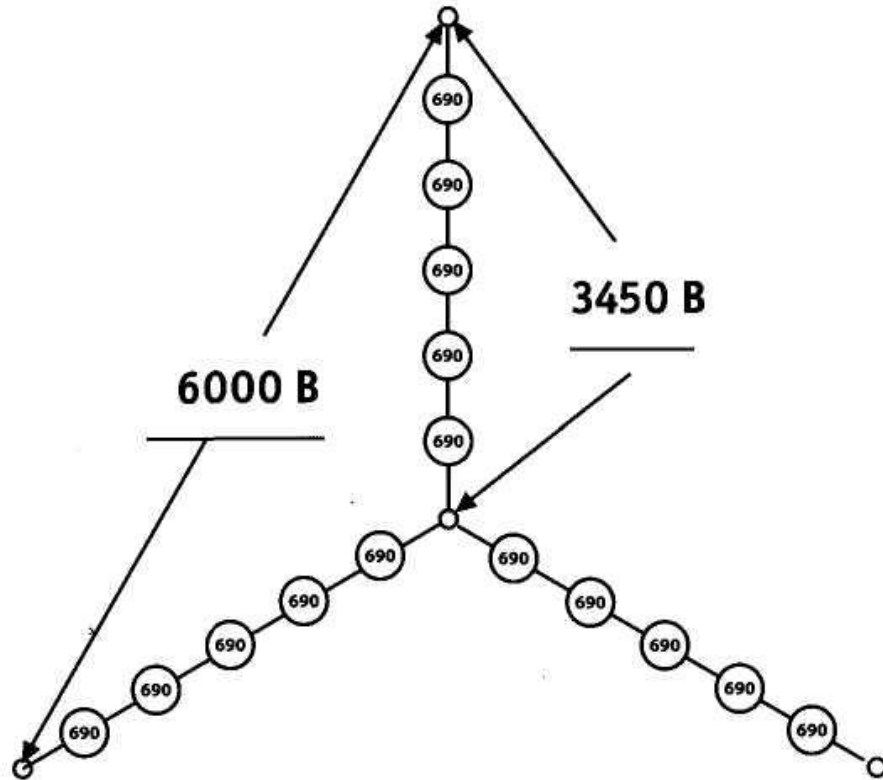


Рис. 3.17. Принцип сложения напряжений в преобразователе частоты на 6,0 кВ.

Одним из эксплуатационных достоинств данной схемы является повышенная живучесть. В случае выхода из строя силового блока отключение ВВ ПЧ не происходит, а срабатывает ключ K , который шунтирует инвертор блока, выводя его из работы. Одновременно выводятся из работы по одному силовому блоку в других фазах. САУ ПЧ повышает напряжение в оставшихся в работе блоках, и многоуровневый ПЧ продолжает функционировать.

Главное достоинство многоуровневых каскадных преобразователей – это решение проблемы электромагнитной совместимости с питающей сетью и приводным синхронным электродвигателем мегаваттного класса. Качество энергии на выходе такого преобразователя частоты иллюстрируется осциллограммами, изображенными на рис. 3.18.

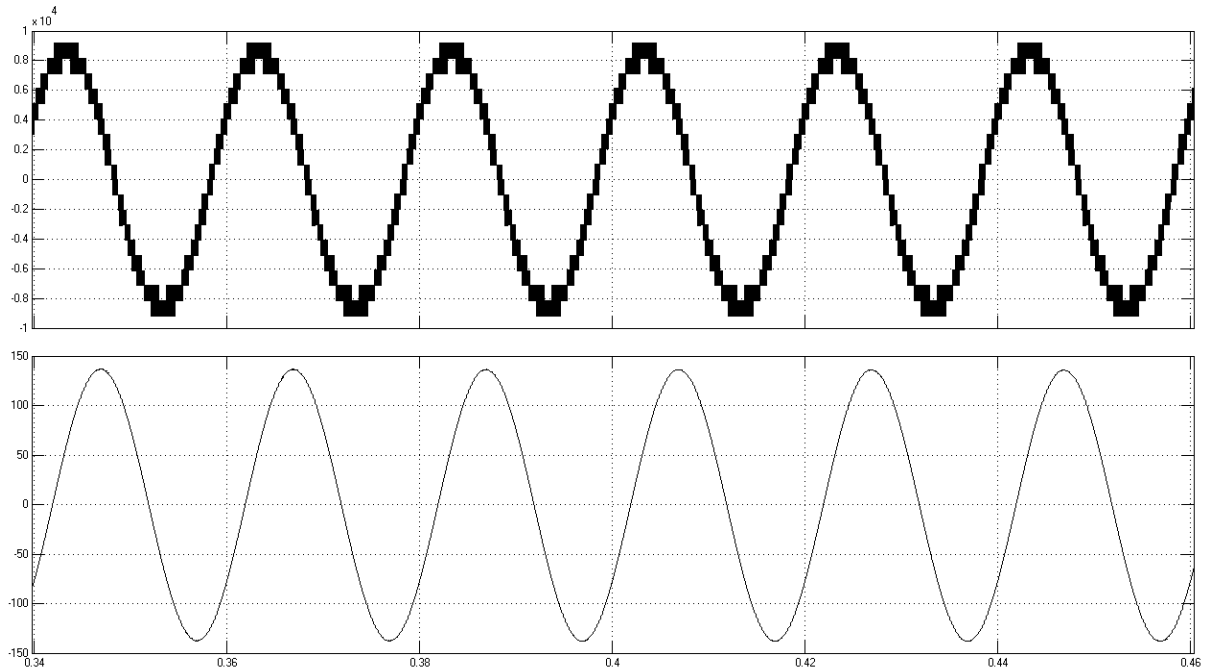


Рис. 3.18. Осциллограмма выходного тока и напряжения преобразователя частоты при выходной частоте 50 Гц.

3.6.2. Оптимизация параметров в мультипроцессорных САР ЭГПА

При реализации частотного регулирования ЭГПА для эффективности и быстрой окупаемости новой техники необходимо использовать все возможные схемные и алгоритмические инновации, используемые в современных мультипроцессорных САР АЭП [61-64,116]. Однако применение унифицированных структур и агрегатов, выпускаемых ведущими электротехническими фирмами мира, оставляет проектировщикам возможность использования адаптированных алгоритмов управления основными агрегатами КС только на верхнем уровне иерархии в открытых мультипроцессорных системах управления. Анализ функциональных схем, реализующих векторное управление ЭГПА с ориентацией по вектору потокосцепления приводит к следующим возможностям по построению соответствующей архитектуры МПСУ приводными агрегатами. При этом очевидно, что по объему и допустимому времени вычислений вся структурная схема МПСУ должна делиться на две части (рис. 3.19).

Одна часть, включающая в себя регуляторы скорости, потокосцепления и составляющих тока статора требует сравнительно небольших вычис-

лительных ресурсов. Другая часть, отвечающая за координатные, функциональные и тригонометрические преобразователи и определителя модуля должна работать на гораздо более высоких частотах и оперировать со сложными данными.

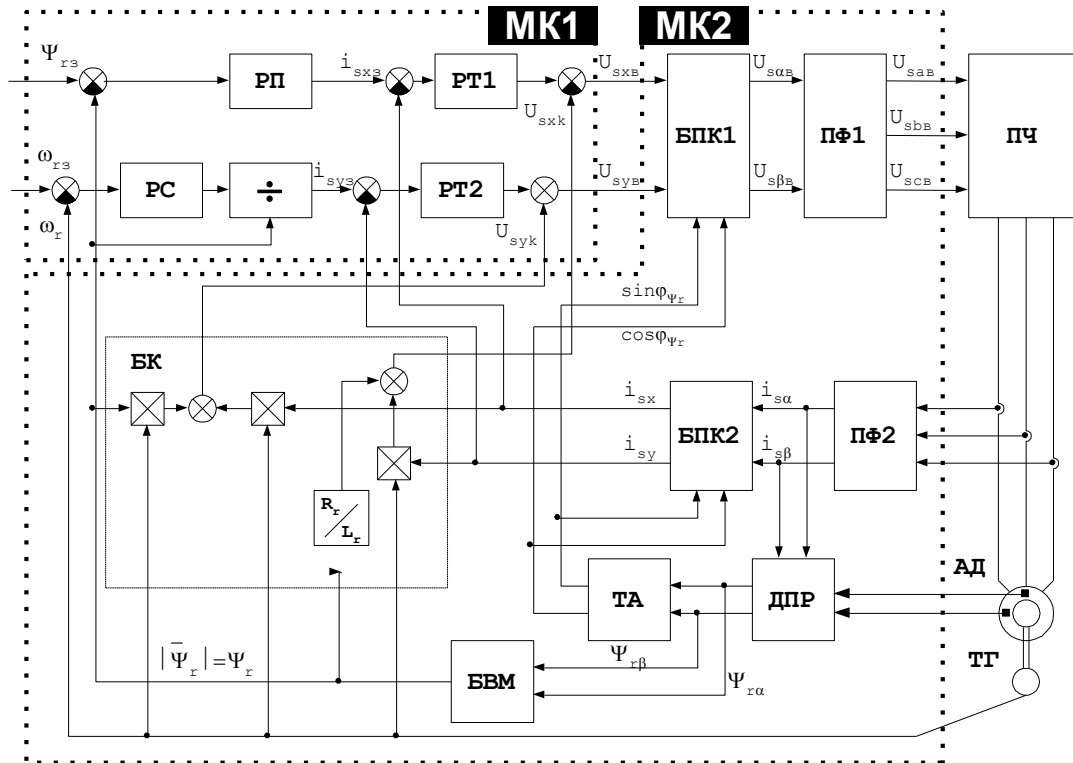


Рис. 3.19. Распределение функциональных элементов по МПСУ с ориентацией по вектору потокосцепления ротора при наличии датчиков скорости и потока.

Таким образом, даже предварительный анализ показывает необходимость распределения основных функций САУ ЭГПА на несколько микроконтроллеров (МК).

Не менее очевидно и то, что наличие датчиков потокосцепления и скорости вращения ухудшает технико-экономические показатели всего электропривода. Косвенное измерение этих параметров возможно, но требует дополнительных вычислительных ресурсов. Поэтому целесообразная структура системы векторного управления ЭГПА с ориентацией по вектору потокосцепления представлена рис. 3.19 и 3.20. Она представляет собой мультипроцессорную архитектуру с распределением всех функций на 2 МК (для приводов с датчиками скорости и потокосцепления) или 3 (в случае бездатчикового электропривода).

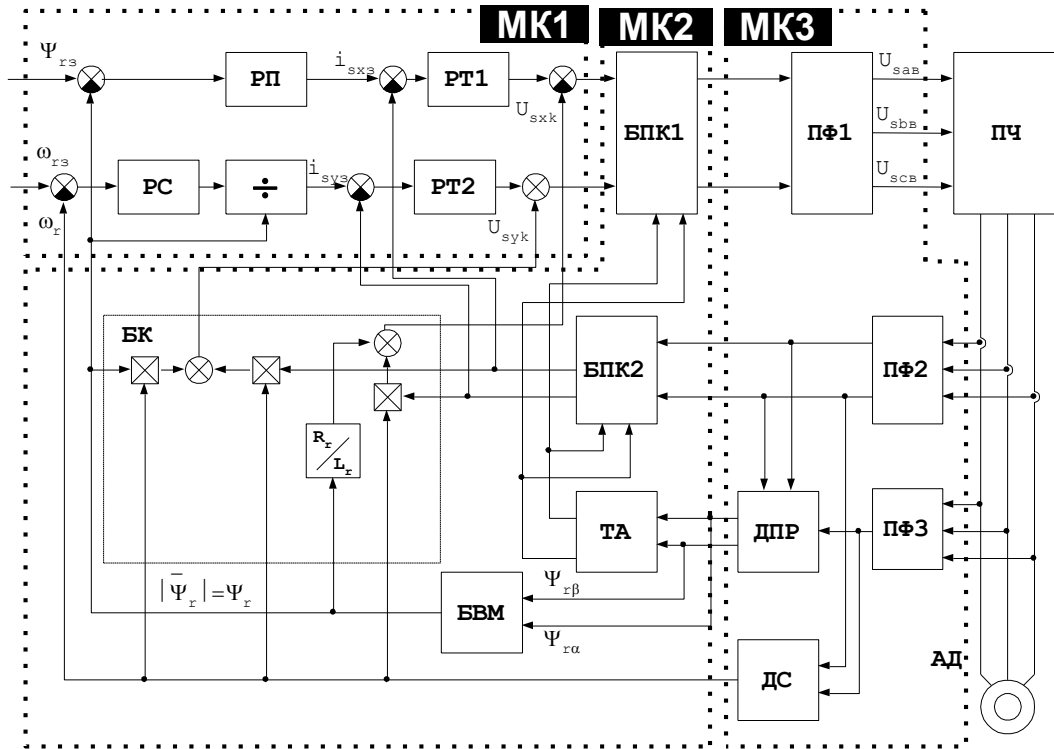


Рис. 3.20. Распределение функциональных элементов по МПСУ с ориентацией по вектору потокосцепления ротора при отсутствии датчиков скорости и потока.

Для мультипроцессорных САУ большое значение имеет принцип обмена информацией между отдельными МП и устройствами памятью, т.к. этот фактор определяет такие важнейшие параметры как быстродействие, устойчивость работы, наращиваемость [116]. Рассмотрим возможности существующих сегодня трех классов распределенных систем:

1. Системы с общей памятью имеют общую сосредоточенную память, которая через систему каналов связана с МП, но обмен информацией между памятью и процессорами может осуществляться только поочередно.

2. МПСУ с распределенной локальной памятью, где каждый МП имеет прямой канал связи с определенным сектором и непосредственно подключен к общей шине (СКС), что позволяет организовать самый быстрый и эффективный прямой обмен.

3. Комбинированная организация памяти (сосредоточенно-распределенная), при которой информация, используемая достаточно редко, хранится в ОП, а обмен между ОП и РП осуществляется через общую СКС.

При соответствующем распределении отдельных задач между группами МП разных уровней иерархическая архитектура позволяет достичь в совокупности с распределенной памятью наивысшей производительности и устойчивости в работе всей МПСУ. Именно этот тип архитектуры является наиболее перспективным при создании МПСУ ЭГПА.

В целом, структура МПСУ ЭГПА определяется тем набором функций, которые она должна реализовывать. На рис. 3.21 приведена обобщенная схема МПСУ ЭГПА, содержащая минимально необходимые функциональные блоки. Как видно из схемы, МПСУ должна обеспечить реализацию требуемого закона регулирования амплитуды в функции частоты, реализуя необходимый алгоритм широтно-импульсной модуляции.

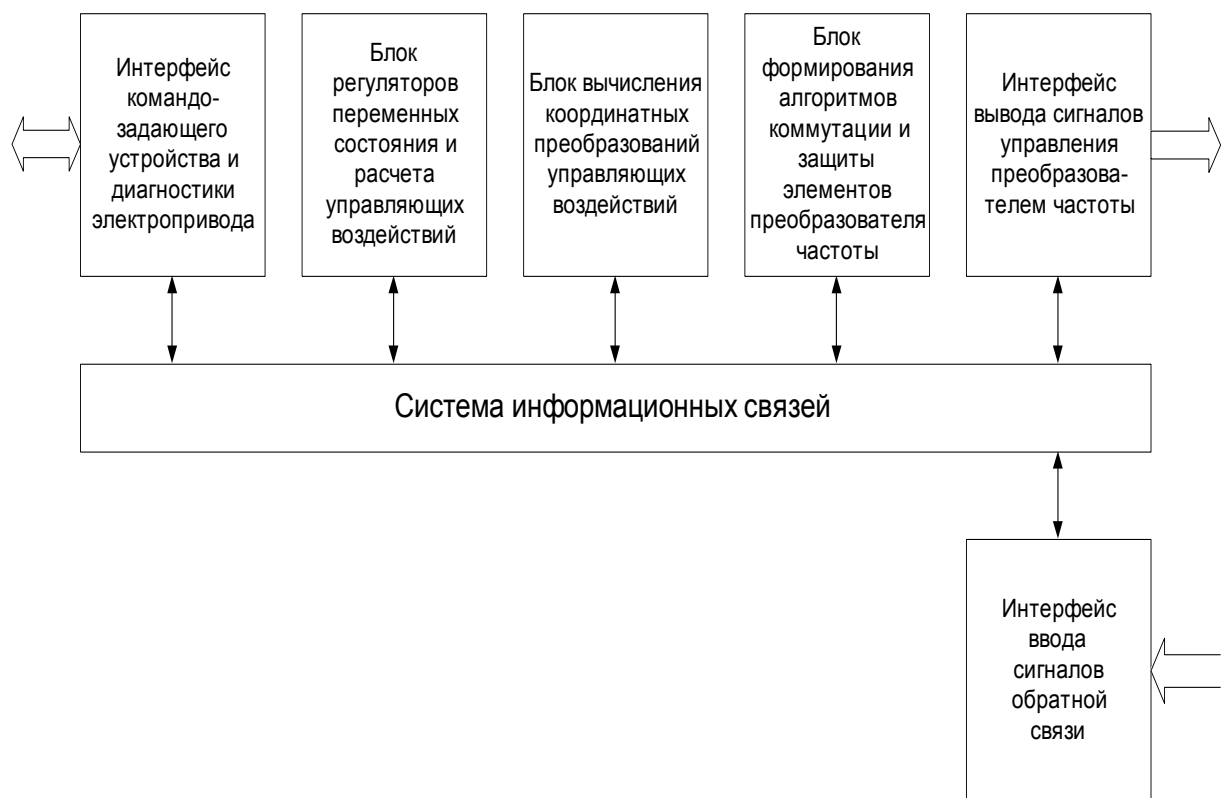


Рис. 3.21. Обобщенная схема МПСУ ЭГПА, содержащая минимально необходимые функциональные блоки.

Кроме этого, необходима также обработка сигналов, поступающих через АЦП с датчиков координат ЭГПА, с целью получения информации о потокоцеплении, токе статора и других параметрах для организации соответствующих контуров регулирования.

Реализация микропроцессорных алгоритмов регулирования координатами электроприводов связана с организацией вычислений по рекуррентным алгоритмам ПИ- и ПИД- регуляторов. Время цикла вычислений напрямую связано с полосой пропускания контура регулирования системы. Разрядность вычислений определяет диапазон и точность регулирования. В общем случае рекуррентное уравнение микропроцессорного ПИД-регулятора имеет вид:

$$U(k)=U(k-1)+q_0e(k)+q_1e(k-1)+q_2e(k-2), \quad (3.73)$$

где $u(k)$ и $u(k-1)$ - вычисленное управляющее воздействие на текущем и предыдущем тактах квантования соответственно; $e(k)$, $e(k-1)$, $e(k-2)$ - коды сигналов ошибки трех последних тактов квантования; q_0 , q_1 , q_2 - коэффициенты цифрового регулятора.

Как правило, внешний контур регулирования ЭГПА имеет полосу пропускания порядка 30 Гц при полосе пропускания контура регулирования скорости 300 Гц и контура тока 3-5 кГц. В этом случае частота несущей ШИМ составляет 6-12 кГц. Следовательно, время цикла регулирования МПСУ должно составлять 80-170 мкс.

Неотъемлемая часть любых САУ электроприводов переменного тока - координатные преобразователи (КП), устанавливающие связь регулируемых переменных в различных системах координат. Математическое описание синхронных и асинхронных электродвигателей и последующий синтез регуляторов САУ осуществляются во вращающейся системе координат, связанной с опорным вектором. Однако управление двигателями посредством автономных инверторов напряжения или тока и измерение токов в фазах реально происходит в неподвижной трехфазной системе координат $a-b-c$, связанной со статорными обмотками. Поэтому в общем случае КП осуществляют прямую и обратную трансляцию сигналов между вращающейся $x-y$ и неподвижными двухфазной $\alpha-\beta$ и трехфазной $a-b-c$ системами координат в соответствии с уравнениями Кларка.

В цифро-аналоговых схемах управления реализация этих уравнений достаточно сложна, поскольку требует большого количества интегральных

микросхем, в том числе аналоговых перемножителей. При использовании в САУ микроконтроллеров задача построения КП значительно упрощается. Однако большое число операций перемножения, как отмечено выше, уменьшает частоту цикла регулирования. Поэтому часто контур регулирования тока замыкается в неподвижной системе координат статора a - b - c , что сокращает число координатных преобразований и упрощает алгоритм работы МК.

В настоящее время для выполнения КП и других сложных алгебраических вычислений применяются специальные цифровые вычислительные устройства, эти вычисления производятся комбинированным программно-аппаратным способом. В технической литературе эти устройства получили название микропроцессоры цифровой обработки сигналов - Digital Signal Processor (DSP).

Во всех DSP имеется аппаратная поддержка многоразрядных перемножителей, во многих - прецизионное АЦП, в некоторых - разложения в ряд Фурье. Большинство DSP выполняется по RISC-архитектуре (Reduce Instruction Set Computer), позволяющей выполнять любые программные и аппаратные команды за один-два машинных цикла. Примером реализации ММПСУ АЭП с векторным управлением является схема, представленная на рис. 3.22. Регулирование тока здесь осуществляется по двум каналам, которые соответствуют проекциям вектора на оси вращающейся системы координат, совмещенной с вектором потокосцепления ротора.

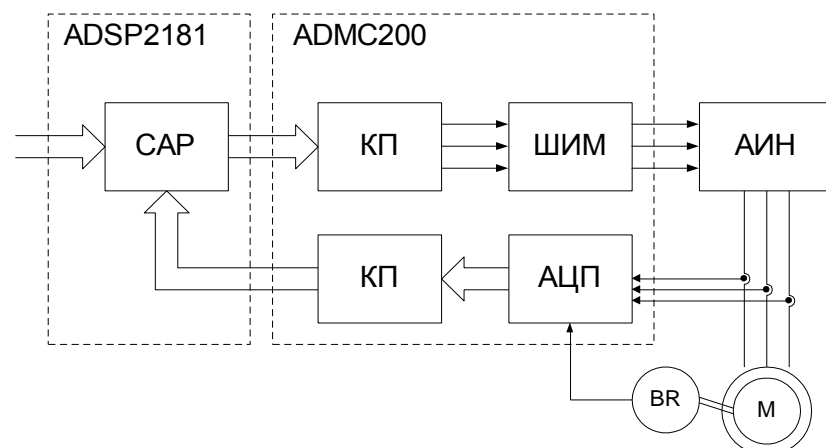


Рис. 3.22. МПУ ЭГПА с векторным управлением на элементах фирмы Analog Devices.

Рассмотренные системы иллюстрируют тот факт, что разработку идеологии архитектуры МПСУ для ЭГПА определяют не специалисты-приводчики, а фирмы-изготовители, занимающиеся выпуском номенклатуры МК. Поэтому реализация вспомогательных функций МПСУ на современной элементной базе выливается в использование дополнительных, прежде всего, аппаратных средств.

Таким образом, САУ ЭГПА должна быть:

- мультипроцессорной;
- векторной с ориентацией по вектору потокосцепления ротора;
- с перенастройкой САР в зависимости от режимов работы;
- адаптивной со сложными алгоритмами САУ ПЧ с ШИМ;
- иметь ресурсы для функций мониторинга и автоматизации.

Структурная схема многопроцессорной САУ ЭГПА приведена на рис.

3.23.

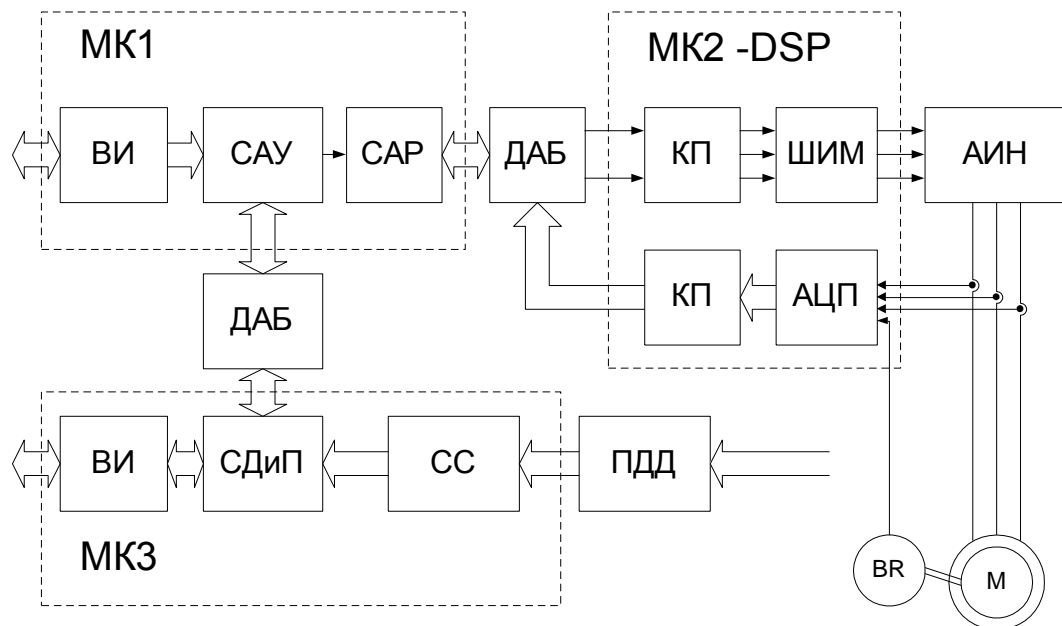


Рис. 3.23. Структурная схема ЭГПА с ММПСУ.

С точки зрения интеграционных возможностей данная архитектура помимо стандартного интерфейса с внешними устройствами для обмена информацией о заданных и текущих параметрах и режимах работы всего электропривода ПЧ-СД или ПЧ-АД и самой МПСУ, имеется отдельный интерфейс, предназначенный исключительно для обеспечения функций

диагностирования и прогнозирования состояния ЭГПА. Такой подход позволяет достичь наивысшей надежности и универсальности электропривода в рамках единой АСУ сложным технологическим процессом КС.

Инвариантность к используемой элементной базе обеспечивается внутренним интерфейсом, реализуемым с помощью двунаправленных асинхронных буферов (ДАБ). Объем буфера выбирается достаточным для того, чтобы он не переполнялся. Фактически работа системы в этом случае будет такой же, как и в отсутствии буфера.

В связи с бурным развитием микропроцессорной техники появились технические возможности реализации новых законов и принципов управления ЭГПА с использованием спектральных методов на основе кусочно-постоянных функций, среди которых преобразование Уолша более предпочтительно другим преобразованиям Фурье [53]. Это связано с трудностями минимизации времени обработки в компьютере даже при реализации быстрого преобразования Фурье (БПФ), сохраняя необходимость в выполнении большого числа умножений, занимающих основное время процессора.

Несмотря на то, что для ряда функций достаточно удовлетворительная их аппроксимация получается уже при сравнительно небольшом числе коэффициентов ряда Фурье, обычно не выполняется условие быстрой сходимости ряда Фурье. Поэтому для удовлетворительного воспроизведения формы сигналов в микропроцессорных системах обычно необходимо суммировать большое число гармоник.

Суть преобразований Уолша состоит в том, что в формуле коэффициента ряда Фурье

$$a_k = \frac{2}{\pi} \int_{-T/2}^{T/2} f(t) \cdot \cos(k\omega_1 t) dt, \quad (3.74)$$

вместо базисной функции $\cos(k\omega_1 t)$ вводим величину, являющуюся для данного интервала разложения постоянной. Если при всех k на заданном интервале значением базисной функции является 1 или -1, то в формуле

вычисления коэффициента a_k ряда вместо выражения $\cos(k \cdot \omega_1 \cdot t)$ будут соответственно 1 или -1. Таким образом, отпадает необходимость в выполнении операций умножения, ускорение обработки информации при применении в качестве базисных кусочно-постоянных функций, среди которых основными являются функции Уолша и Хаара [53].

В общем виде колебания $f(t)$ можно представить при помощи ряда

$$f(t) = \sum_{i=0}^n C_i \cdot Wal(i, t), \quad (3.75)$$

где значение коэффициента C_i определяется по выражению

$$C_i = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) \cdot Wal(i, t) dt. \quad (3.76)$$

В ЭГПА при синтезе алгоритмов преобразовательных схем необходимо осуществлять суммирование различных сигналов в виде отдельных членов функции Уолша. Для синтеза сигналов управления ЭГПА при помощи восьми первых членов функции Уолша имеем:

$$\left. \begin{aligned} f(t) = \sin(\omega t) &= \sum_{i=0}^7 C_{ai} \cdot Wal(7, t), \\ f(t) = \sin\left(\omega \cdot t - \frac{4\pi}{3}\right) &= \sum_{i=0}^7 C_{bi} \cdot Wal(7, t), \\ f(t) = \sin\left(\omega \cdot t - \frac{2\pi}{3}\right) &= \sum_{i=0}^7 C_{ci} \cdot Wal(7, t). \end{aligned} \right\} \cdot (3.77)$$

К преимуществам МПСУ по Уолшу можно отнести более быстрое, по сравнению со временной областью, формирование сигнала управления и возможность применения адаптивных законов при релейно-векторном управлении ЭГПА. Для реализации спектрального анализа управляемой координаты ЭГПА необходимо задаваться системой базисных функций, наиболее оптимальной из которых является система функций Уолша.

В системах управления ЭГПА со статистической обработкой сигналов можно формировать управления по критериям качества корреляционной функции, которую целесообразно вычислять в спектральной области.

В качестве управляемой координаты может выступать выходное напряжение или ток ПЧ ЭГПА на основе ШИМ по синусоидальному закону. Известно, что в переходных режимах на модулирующий сигнал ПЧ накладывается сигнал ошибки системы, форма которого в общем случае может быть произвольной. Вследствие этого в динамике закон ШИМ отличается от синусоидального, что приводит к ухудшению спектрального состава выходного напряжения ПЧ. Синусоидальная ШИМ восстановится тем быстрее, чем быстрее закончится переходный процесс. Традиционные способы повышения быстродействия ЭГПА, выполненных с использованием принципа управления по отклонению, сводятся к повышению коэффициента усиления и астатизма системы, включением корректирующих цепей. Однако этот путь приводит к противоречию между точностью в установившихся и быстродействием в переходных режимах. Используя выходное напряжение ПЧ в качестве управляемой координаты, можно избежать этого противоречия, выполняя данную систему по принципу самонастраивающихся (адаптивных) систем управления.

Выводы по главе 3

1. В соответствии с приоритетными задачами отрасли по оптимизации затрат на транспорт газа автором предложен способ магистрального транспорта газа, обеспечивающий наивысшую энергоэффективность при любых режимах работы газопроводов, и интеллектуальные модели его реализации. При этом температура и давление компримированного газа на выходе всех КС в начале каждого линейного участка газопровода измеряются и автоматически регулируются из условия поддержания их на оптимальном уровне в соответствии с заданием и значениями внешних возмущений, действующих на параметры потока газа в газопроводах. Возможности ЧРП ЭГПА позволяют оптимизировать энергопотребление магистрального транспорта газа в соответствии с факторами режима, энергии и цели с автоматическим слежением за возмущениями детерминированного и стохастического характера.

2. В результате исследования экспериментальных данных компримирования природного газа на КС установлен сам факт наличия устойчивых связей нелинейного характера между давлением компримированного газа и величинами стохастических возмущений метеорологического и технологического характера, действующих непрерывно на элементы КС МГ. Разработаны методологические основы формализации возмущений, базирующиеся на теории планирования эксперимента и центральную теорему теории вероятностей. Предложены прикладные методики расчета алгоритмов регрессионного управления ЭГПА и исследования результатов методами корреляционного, ковариационного, факторного и дисперсионного анализа. Получены линеаризованные и нелинейные 2х- и 4х-факторные регрессионные алгоритмы управления ЭГПА для синхронной машины СТД-12500-2.

3. Анализ полученных регрессионных алгоритмов с использованием средств и методов статистической обработки пакета Mathcad показал, что график взаимокорреляционной функции имеет связь управляющей функции с внешними возмущениями при нормальном законе распределения входных параметров ЭГПА без взаимовлияния. При этом парный коэффициент корреляции Пирсона 2-факторных уравнений составил: $\text{corr}(\omega, \theta) = 0.932$, $\text{corr}(\omega, \beta) = -0.147$, $\text{corr}(\theta, \beta) = -0.32$, что характеризует стохастические процессы как стационарные и эргодичные. При уровне значимости $\alpha=0.05$ значение критерия Фишера для степеней свободы $f_1=f_2=26$ составляет менее 1.95, что доказывает адекватность обеих моделей. Но дисперсии уровней каждого фактора подтверждают точность линейной регрессионной модели.

4. Открытость структуры и алгоритмов современных САУ ЧРП ЭГПА позволяют реализовать их мультипроцессорными, с векторным принципом ориентации по вектору потокосцепления и с перенастройкой САР в зависимости от режимов работы и адаптивными алгоритмами САУ ПЧ с ШИМ, а также иметь ресурсы для функций мониторинга и автоматизации.

Глава 4. ВСТРОЕННАЯ СИСТЕМА И ЛИНГВИСТИЧЕСКИЕ АЛГОРИТМЫ ОПЕРАТИВНОГО МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭГПА

4.1. Анализ ЭГПА как объектов диагностики и требования нормативно-технической документации ОАО «Газпром»

В настоящее время все магистральные газопроводы Российской Федерации и стран ближнего зарубежья относятся к промышленным объектам повышенной опасности (ОПО) [5,11,25,95-97], и независимо от режимов работы электроприводных КС с каждым годом федеральными и отраслевыми нормативно-техническими документами ужесточаются требования обеспечения повышенной надежности и безаварийности работы всего оборудования. Это обусловлено не только объективными причинами (устаревшее оборудование, ненадежное электроснабжение КС и т.п.), но и нередко наличием неквалифицированного обслуживания и попыток внешнего проникновения.

В этой связи в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 года и СТО Газпром 2-3.5-454-2010 [95], разработка универсальных систем мониторинга надежности нефтегазовых объектов, действующих в режиме реального времени и позволяющих осуществлять контроль и управление при различных уровнях и в масштабах систем, является задачей первого приоритета по повышению надежности и безопасности систем энергетики. Кроме того, пункты 4.11.1, 4.11.2 и 4.11.6 правил СТО Газпром 2-3.5-454-2010 регламентируют осуществление контроля работоспособности, надежности и безопасности оборудования КС с помощью технических и программных средств мониторинга и диагностики. Они должны с требуемой достоверностью производить оценку технического состояния оборудования КС и прогнозировать его изменение не менее чем за период до следующего проведения измерений. Установка систем мониторинга и диагностики должна обеспечиваться при новом строительстве и реновации КС, а также в процессе модернизации эксплуатируемых КС. Вводимые в эксплуатацию пол-

нофункциональные системы должны обеспечивать эксплуатацию КС с учетом реального фактического состояния каждого вида, типа и конкретного объекта диагностируемого оборудования.

Более того, в Программе ОАО «Газпром» [97] содержатся основные положения, касающиеся систем диагностики. Общим для всех типов ЭГПА является проведение следующих видов работ:

1. Полномасштабная комплексная многопараметрическая диагностика и обследование всего электрооборудования ЭГПА, включая вибродиагностику, диагностику методом измерения частичных разрядов в изоляции, термографию с целью определения фактического состояния и оценки остаточного ресурса, а также установление очередности проведения восстановительных работ по КС и отдельным агрегатам.

2. Адаптация автоматизированной системы управления КС с системой постоянного мониторинга контроля и диагностики ЭГПА, систем постоянного тока и системы электроснабжения КС.

В стандарте ассоциации «Росэкспертиза» [103] сформулированы основные технические требования к комплексным системам мониторинга, предназначенным для оценки технического состояния и прогноза ресурса оборудования опасных производственных объектов в реальном масштабе времени без их остановки, разборки и вывода из эксплуатации.

В настоящее время разработка и внедрение мониторинга и прогнозирования технического состояния в составе САУ КС реализуется, в основном, для газотурбинных ГПА. Надежность ЭГПА, в целом, значительно выше газотурбинных ГПА (средняя наработка на отказ ЭГПА составляет около 4000 ч; газотурбинных ГПА – 1300 ч). Однако необходимо учитывать, что вынужденная или аварийная остановка любого агрегата ведет не только к большим затратам на ремонтно-восстановительные работы, но и к снижению, при отсутствии необходимых резервов на КС, производительности магистрального газопровода в целом, потерям пускового и топливного газа, электроэнергии, ГСМ и др.

В зависимости от типа ЭГПА имеют наработку 1500–3000 ч в год, и вывести их из работы для плановой диагностики не всегда представляется возможным. Поэтому необходим их оперативный контроль в режиме реального времени. Однако все известные системы диагностики не рассчитаны на определение технического состояния приводного высоковольтного электродвигателя и иных наиболее ответственных частей оборудования ЭГПА.

Как было показано выше в §1.4, на КС ЕСГ России эксплуатируется сегодня 725 ЭГПА различных типов и мощностей. Однако наиболее распространенной машиной до сих пор является синхронная – СТД-12500-2Р [33,54,116]. Функциональная базовая схема ЭГПА-12,5 показана на рис. 4.1.

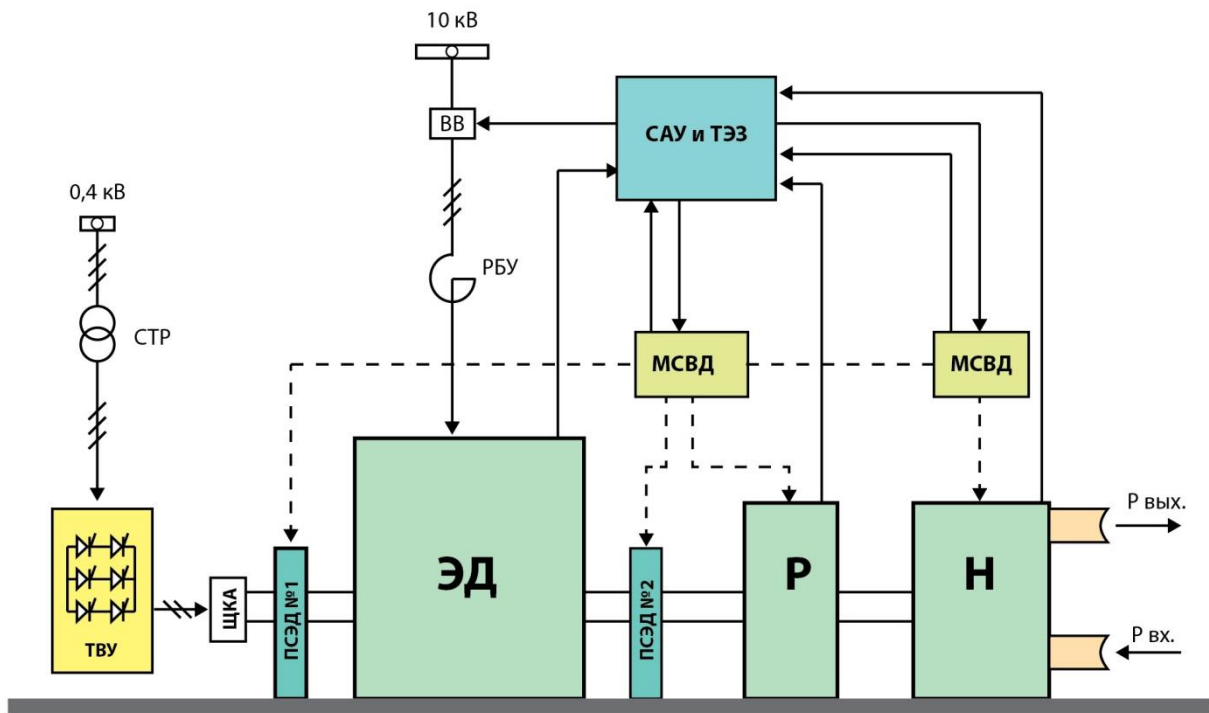


Рис. 4.1. Структурная схема ЭГПА-12,5:

Н- центробежный нагнетатель типа Н-235-21-3, Р- повышающий редуктор, ЭД- синхронный двигатель типа СТД-12500-2Р, ТВУ- тиристорный щеточный возбудитель, ЩКА- щеточно-контактный аппарат, ПСЭД- подшипниками скольжения, СТР- согласующий трансформатор, РБУ- токоограничивающий реактор, ВВ- высоковольтный выключатель, ТЭЗ- системы технологических и электрических защит, МСВД- маслосистемы низкого и МСВД- высокого давления.

Следовательно, современный ЭГПА как объект диагностирования представляет собой сложную и пространственно-распределенную техническую систему. Она состоит из большого множества различных взаимосвязан-

ных узлов и механизмов (электронных, электротехнических, механических и гидравлических), отличающихся принципами действия, типоразмерами и уровнями надежности. Однако независимо от этого, выход из строя любого элемента, как правило, приводит к возникновению аварийной ситуации и выходу из строя ЭГПА в целом.

В таблице 4.1 приведена классификация основных причин отказов электроприводных ГПА в процессе эксплуатации [11,33,54].

Таблица 4.1

Основные причины выхода из эксплуатации ЭГПА

Электрооборудование 40%					САУ и КИП 30%			Механические узлы, 25%			Действия персонала, 5%	
Внешнее электроснабжение 220кВ, 20%	Система возбуждения, 35%	Вспомогательное электро- оборудование 0,4 кВ, 25%	Высоковольтные узлы, 15%	Статор приводного СД, 5%	Элементная база САУ	Программное обеспечение	Датчики	Подшипники	Ротор СД	Система уплотнения	Оперативного	Ремонтного

Наиболее тяжелым отказом ЭГПА является выход из строя статора приводного синхронного электродвигателя (СД), аварии которого в большинстве случаев возникают вследствие пробоя корпусной или пазовой изоляции. В связи с этим разработка новых методов неразрушающего контроля, диагностики и прогнозирования эксплуатационной надежности высоковольтных СД с учетом электрических и механических свойств изоляции и изменения их под воздействием различных факторов представляет наибольший практический интерес.

Поэтому работа всех элементов ЭГПА, отличающихся значительной установленной мощностью, стоимостью и массогабаритными показателями, должна контролироваться встроенной системой мониторинга и прогнозирования (ВСМП) технического состояния (ТС) в режиме “on-line”. При этом

проектирование ее должно производиться параллельно с созданием всех остальных систем диагностики КС. Ведущиеся в настоящее время разработки в области технической диагностики ЭГПА не отвечают пока требованиям оперативности обнаружения и принятия решений и поэтому не всегда адекватны на практике. Это, как правило, переносные или автономные однопараметрические системы, фиксирующие наличие уже самого факта неисправностей или отказов. Данные локальные средства контроля и диагностики решают только частные задачи, не обеспечивая функций достоверного предупреждения (прогнозирования) наступления аварий, автоматического выявления их причин и быстрого восстановления штатных режимов, а также комплекса проблем автоматизации современного дорогостоящего оборудования КС. Анализ крупнейших аварий и нештатных ситуаций электроэнергетического оборудования в последнее время и принятые нормативные акты РФ дополнительно стимулируют поиск инновационных технологий мониторинга и достоверности прогноза технического состояния приводов нагнетателей для повышения надёжности и удобства обслуживания ЭГПА и в целом КС и линейных производственных участков магистральных газопроводов.

Для выявления наиболее существенных эксплуатационных факторов, влияющих на надёжность СД, необходимо предварительно выполнить комплексный анализ условий эксплуатации ЭГПА на характерных и типичных КС, включающий систематический сбор и обработку достоверной информации о повреждаемости основных узлов СД [32,85]; анализ режимов его работы в номинальных режимах работы и при режимных возмущениях питающей сети на компрессорных станциях магистральных газопроводов России.

4.2. Статистический анализ причин повреждаемости ЭГПА

4.2.1. Общий анализ эксплуатационной надёжности ЭГПА

В настоящее время на компрессорных станциях МГ ОАО «Газпром» используется периодическое диагностирование выведенных в ремонт ЭГПА. По программе диагностирования проводятся следующие испытания:

- визуальный осмотр состояния статора и ротора СД;
- оценка состояния изоляции листов активной стали и выявление местных КЗ в сердечнике статора электромагнитным методом;
- оценка вибрационного состояния электродвигателя путем измерения размаха колебаний, среднеквадратического состояния виброскорости и виброускорения на подшипниках, фундаментной плите и середине статора;
- оценка изоляции обмотки СД на основе инструментального обследования, а также измерения уровня частичных разрядов в изоляции при подаче переменного напряжения от источника $(0,7 - 1,0)U_{\phi}$;
- тепловизионный контроль состояния паяк стержней обмотки в лобовых частях при подаче тока от постороннего источника.

Известно, что численное определение критических параметров и постоянный их контроль, позволяет повысить эффективность мониторинга и прогнозировать изменение технического состояния СД. Однако в условиях реальной эксплуатации не всегда удается выполнить весь комплекс испытаний и измерений, а периодичность выполнения диагностики на одном ЭГПА составляет 3–4 года. Поэтому необходим анализ эксплуатационной надежности, результат которого может установить наиболее уязвимые элементы СД.

Для выявления наиболее существенных эксплуатационных факторов, влияющих на надежность электродвигателей, выполнен комплексный анализ условий эксплуатации ЭГПА включающий в себя: сбор и обработку информации о повреждаемости двигателей; анализ режимов работы электродвигателей в номинальных режимах работы; анализ режимов работы электродвигателей при режимных возмущениях питающей сети.

Для определения наиболее опасных и критичных элементов составных частей ЭГПА, влияющих на уровень его надежности в целом, проанализирована статистика отказов 131 ЭГПА на 6 КС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» за 2006–2010 годы [11-13,33,54], результаты которого с учётом градации тяжести последствий отказов по пятибалльной шкале (1 – низшая, 5 – высшая тяжесть последствий) сведены в табл. 4.2.

Сводные данные по отказам ЭГПА

Тип отказавшего оборудования в ЭГПА	% от общего числа отказов	Время устарения от-каза, ч	Тяжесть последствий отказа, балл
Внешнее электроснабжение	15	до 0,5	1
Высоковольтная ячейка в ЗРУ-10 кВ	5	4-40	2-3
Пробой изоляции статора приводного СД	3	80-8000	5
Система возбуждения приводного СД	25	4-16	2
АЩСУ 0,4 кВ для нужд ЭГПА	10	4-16	2
ЩАВР 0,4кВ АВР возбудителя	2	4-16	2
Подшипники скольжения двигателя	8	17-40	3
Система масляного уплотнения ЦБН	2	4-40	2-3
САУ ЭГПА (датчики, сбой ПО и др.)	30	4-16	2

При этом тяжесть последствий определялась по экспертному комплексному показателю, зависящему от опасности обслуживающему персоналу, последствиям для технологического процесса и экономического ущерба. Отказы различных систем и элементов ЭГПА имеют не только прямые последствия по ущербу, которые можно рассчитать, но и отказы, влияние которых сказывается на сокращении ресурса других деталей и узлов ЭГПА в будущем. Как видно из табл. 4.2, наиболее тяжелым по своим последствиям является повреждение изоляции статора приводного двигателя. При этом стоимость ремонта может достигать 50-80% от стоимости нового СД.

Характерные примеры повреждений статоров электродвигателей СТД-12500-2 ЭГПА-12,5 по ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» в виде фотографий приведены на рис. 4.2.



а) ЭГПА5 Ямбург-ЗГ КС «Сеченовская»; б) ЭГПА2 Ямбург-Елец-2 КС «Сеченовская»;



в) ЭГПА4 Ямбург-Елец-2 КС «Помары»; з) ЭГПА7 Уренгой-Центр-2 КС «Починки»;



д) ЭГПА4 Ямбург-Елец-2 КС «Помары»; е) ЭГПА7 Уренгой-Центр-2 КС «Починки»;
Рис. 4.2. Фотографии повреждений статоров приводных электродвигателей СТД.

Наработку на отказ статоров электродвигателей ЭГПА можно определить исходя их повреждаемости в процессе эксплуатации (рис. 4.3).

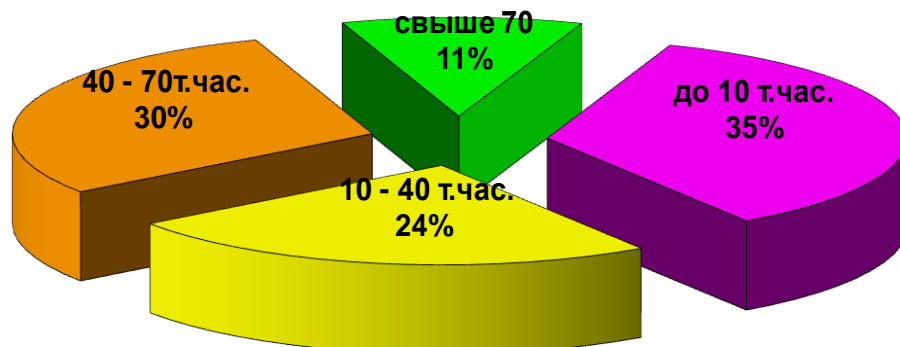


Рис. 4.3. Статистика повреждаемости статоров приводных электродвигателей ЭГПА в зависимости от наработки на отказ.

Как показали результаты анализа данных рис. 4.3, повреждаемость приводных СТД не зависит от их наработки в процессе эксплуатации, а определяется в основном условиями их эксплуатации. Общие статистические данные по выходу из строя приводных высоковольтных электродвигателей

типа СТД-12500-2 и СДГ-12500-2 с 1985 по 2010 год на КС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» представлены на рис. 4.4 [33,54,59]. Всего же с момента ввода в эксплуатацию зафиксировано 62 случая выхода из строя электродвигателей типа СТД-12500-2 и СДГ-12500-2 при средней аварийности СД из-за повреждений обмоток статора составляет 2,7 шт./год.

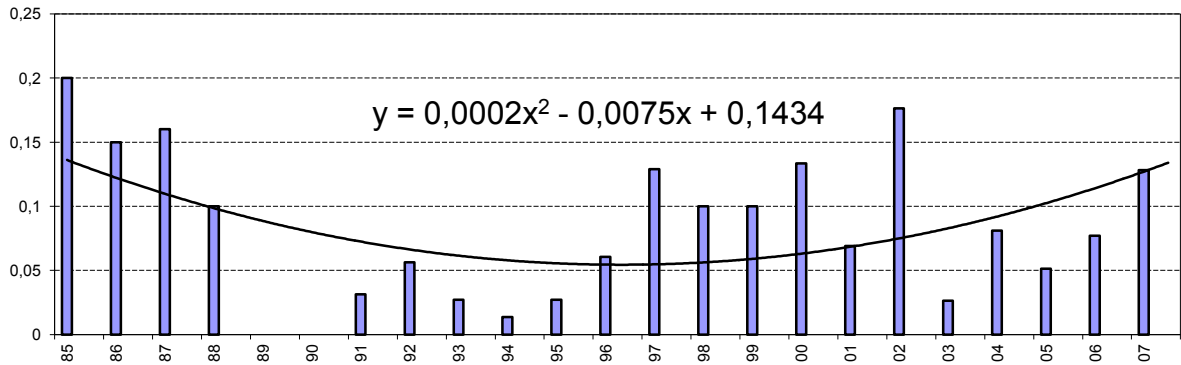


Рис. 4.4. Расчетная кривая изменения параметра потока отказов ЭГПА.

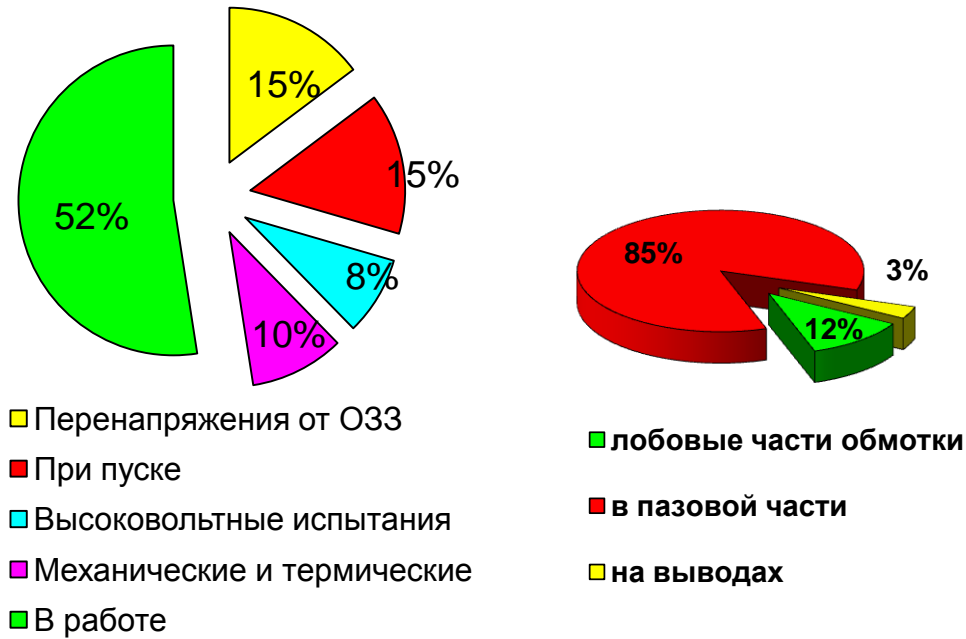
Результаты распределения повреждений показывают, что наибольшее количество выходов из строя ЭГПА связано с электрическим пробоем изоляции в пазовой части обмотки. По данным аварийной статистики ЭГПА, в соответствии с выражением потока отказов

$$\lambda(t) = \frac{N(t) - N(t + \Delta t)}{N(t)\Delta t} \quad (4.1)$$

выполнен интерполяционный расчет изменения эксплуатационной надежности ЭГПА за анализируемый период. При этом интерполяционной функцией потока отказов является кривая, близкая к параболе.

Полученные данные практически совпадают с классическими положениями теории надежности, в соответствии с которой при увеличении времени эксплуатации параметр потока отказов оборудования возрастает.

При анализе мест повреждения статора СД выявлено, что доля повреждений в пазовой части обмотки составляет 86% и возникают они в основном в штатном режиме работы ЭГПА (рис. 4.5). Из приведенных данных видно, что в основном повреждения происходят в установившемся режиме СД, причем, подавляющее большинство из них – в пазах обмотки.



а) б)
Рис. 4.5 Статистика повреждений СТД:

а) по условиям возникновения и б) места повреждения обмотки.

Несмотря на сложности точного определения номера паза и стержня обмотки, в которых произошел пробой при эксплуатации СД ЭГПА, фиксированные места повреждений на десяти испытуемых синхронных машинах установлены и сведены в таблицу 4.3.

Таблица 4.3.

Результаты определения номеров пазов и стержней статорной обмотки СД, в которых фиксировались пробои изоляции.

№ паза статора	Фаза	Фазное рабочее напряжение стержня, В		Количество случаев пробоя изоляции
		Верхний	Нижний	
5	А	4500		3
	С		6000	
6	А	4125		1
	С		5625	
17	В	6000		2
	В		1875	
28	А	1500		1
	А		3375	
40	С	3375		3
	В		4875	

Сопоставление мест повреждений изоляции обмоток двигателя СТД-12500-2 показало, что более 60% повреждений в пазовой части произошло в первых витках обмотки при наибольшем рабочем напряжении стержней.

Как правило, развитие аварии начинается с момента срабатывания защиты от замыкания на землю с последующим междуфазным замыканием при повреждениях корпусной изоляции. В середине пазовой части обмотки наибольшее влияние на интенсивность старения изоляции оказывают температура и электрические поля. Причем, 40% всех повреждений в пазовой части произошло при наработке 50-60 тысяч часов.

Как показали исследования [3,6,11,33,54] наибольшее влияние на надежность ВВ изоляции СД оказывают четыре эксплуатационных факторов:

1. Старение органических составляющих изоляции статора под воздействием высоких температур.
2. Воздействие на изоляцию рабочих напряжений и перенапряжений при режимных возмущениях сети.
3. Механические нагрузки на изоляцию (вибрация, электродинамические и термомеханические нагрузки).
4. Частичные разряды (ЧР) между витками, секциями и частями статорной обмотки различной амплитуды и интенсивности.

Эти эксплуатационные факторы поддаются прямому или косвенному измерению. Имея данные о текущих параметрах работы двигателя возможно построение «кривой жизни электрической изоляции» (рис.4.6) [11-13,33] согласно ГОСТ 27905.1-88 для прогнозирования остаточного ресурса машины.

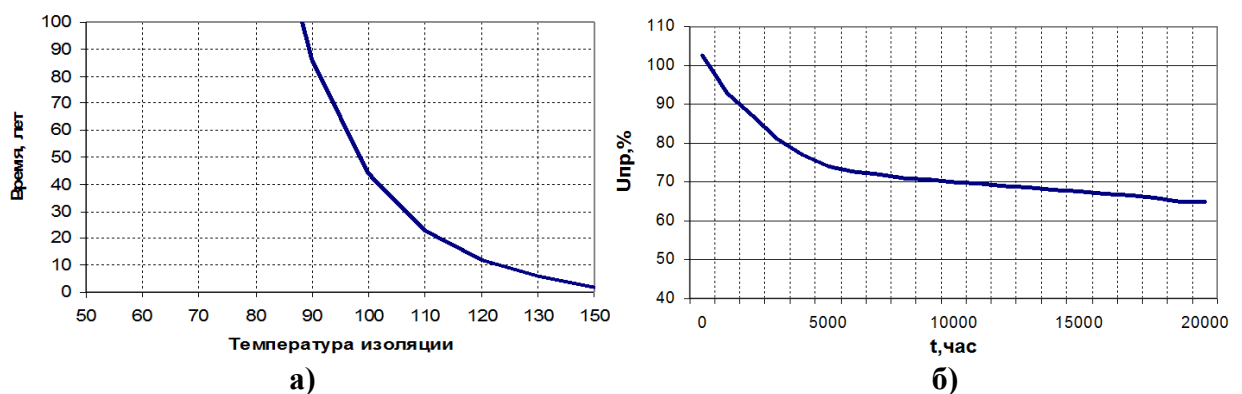


Рис. 4.6. Статистические зависимости: а) ресурса изоляции класса В от рабочей температуры, б) напряжения пробоя от наработки СД.

Поэтому для контроля состояния двигателя в режиме “*on-line*” необходимо непрерывно получать и анализировать следующую информацию:

- величину фазных и линейных напряжений, подаваемых на обмотки;
- значения фазных токов в статических и динамических режимах;
- температуру секций обмотки и сердечника статора;
- интенсивность и амплитуду ЧР на поверхности изоляции статора.

4.2.2. Влияние нагрева статорных обмоток на ресурс изоляции СД

Двигатели СТД-12500-2 и их модификаций имеют разомкнутый цикл воздушного охлаждения и изоляцию обмоток статора типа «Монолит-2» класса нагревостойкости «В» [32]. Согласно ГОСТ 8865-93 «Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация», на срок службы изоляции их в основном влияет рабочая температура обмоток. Как следует из кинетической термофлуктуационной теории прочности полимерных диэлектриков [6,33,69] компоненты ВВ изоляции обмоток СД, работая даже в штатных температурных режимах, снижают свою эластичность и подвергаются микроразрушениям от механических усилий.

В настоящее время на ЭГПА параметры токов и напряжений получают с соответствующих трансформаторов. Температура меди обмоток и магнитопровода статора ЭГПА-12,5 контролируется штатными датчиками температуры типа ТСМ-50 (ТСМ-9502), которые уложены в середине расточки статора в каждой фазе, как показано на рис. 4.7 всего по 3 датчика температуры.

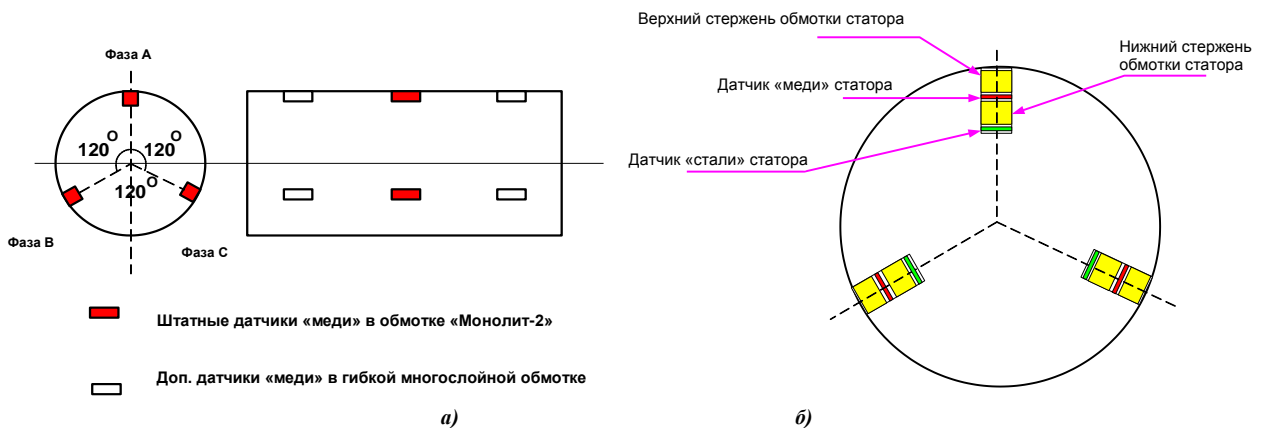


Рис. 4.7. Установка датчиков температуры «меди» и «стали» при капитальном ремонте статора электродвигателя: а) схема расположения датчиков температуры ТСМ-50, б) конструкция обмоток статора с датчиками.

Как показала практика эксплуатации ЭГПА, данного количества датчиков недостаточно для полного анализа температурного состояния статора, т.к. на различных режимах работы нагрев лобовой и средней частей расточки статора происходит неравномерно.

При двухсторонней системе вентиляции электродвигателя СТД-12500-2, наиболее нагретой частью обмотки статора являться средняя ее часть [16,69]. На рис. 4.8 приведена термограмма и фотография статора работающего ЭГПА 7 КЦ «Ямбург–Западная граница» КС «Починковская».

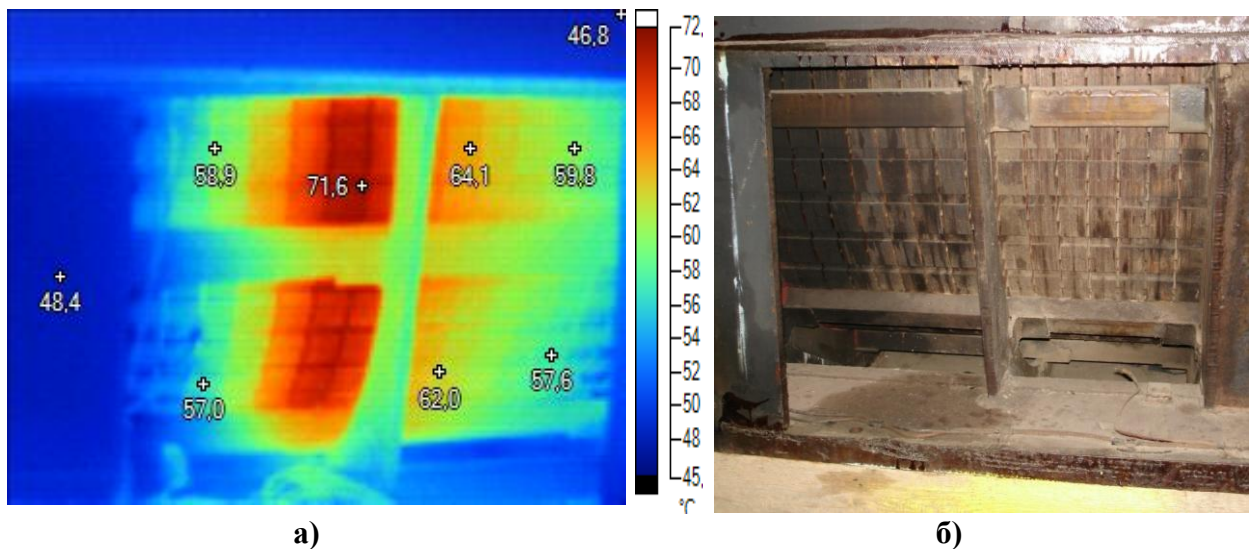


Рис. 4.8. Термограмма (а) и фотография (б) статора СД работающего ЭГПА 7 КЦ МГ «Ямбург-Западная граница».

Из термограммы, полученной на тепловизоре “Терма САМ Е25” видно, что температура средней части статора на $23,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, выше наиболее холодной точки. Аналогичная картина наблюдается и на других ЭГПА. Как уже было отмечено ранее, 86% случаев пробоя изоляции приходится именно на пазовую часть обмотки примерно в середине длины стержня. Таким образом, можно сделать вывод о том, что наибольшее влияние на пробой изоляции статоров СТД-12500-2, оказывает именно температура.

Результаты измерения температуры меди (обмотки по одной точке в каждой фазе) и стали (сердечника) в одном из КЦ приведены на рис. 4.9. Все замеры выполнены с интервалом 2 часа по показаниям штатных систем контроля температуры ЭГПА из суточных ведомостей агрегатов.

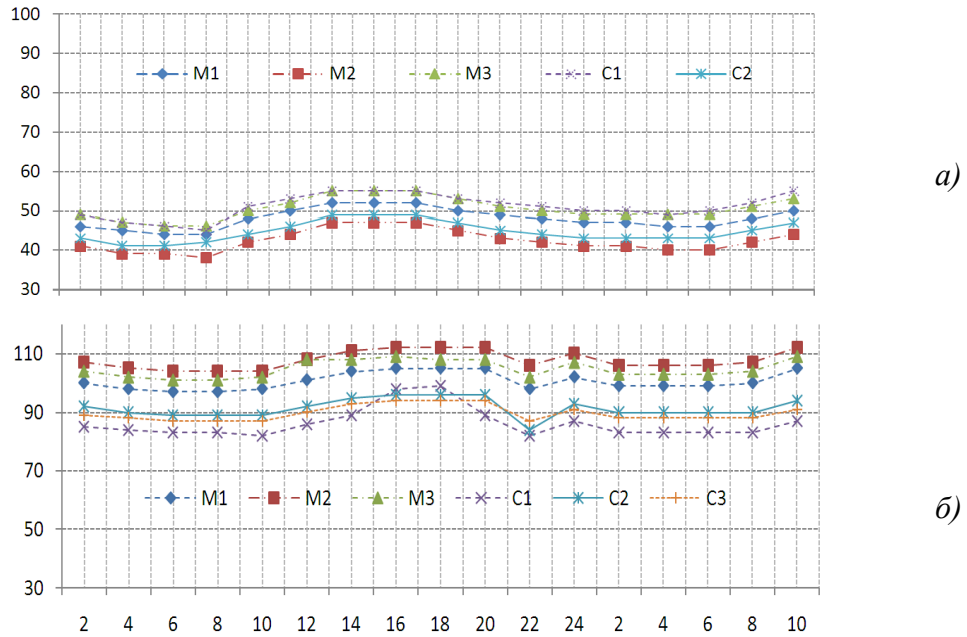


Рис. 4.9. Суточные изменения температуры статоров ЭГПА-12,5 КС «Починки»: а) штатная работа, б) аварийный режим СД, где М1,М2,М3 и С1,С2,С3 – температуры соответственно меди и стали фаз А,В,С

Основные среднесуточные параметры агрегатов приведены в табл. 4.4. На агрегатах, работающих при одинаковой нагрузке и температуре охлаждающего воздуха, наблюдались значительные отличия в температурных режимах. Большинство ЭГПА работают при средней температуре меди и стали не более 70–80 С°, но на отдельных агрегатах температура обмоток и сердечника СД увеличивалась до 100–120 С°.

Таблица 4.4

Основные среднесуточные параметры работы СД агрегатов

Температура	а) ЭГПА4 КЦ Елец2	б) ЭГПА 3 КЦ Елец 2	в) ЭГПА1 КЦ Елец1	г) ЭГПА6 КЦ Елец2
Меди t_M, C^0	46,9	52,9	104,4	89,2
Стали, t_C, C^0	51,0	75,3	75,3	87,0
Горячего воздуха, $t_{ГВ}, C^0$	62,0	65,0	79,0	76,0
Медь–сталь, $\Delta t_{M-C}, C^0$	4,1	22,4	29,1	2,2
Ток статора $I_{СТ}, A$	642	621	650	618

При останове ЭГПА происходит «тепловой удар» в обмотках СД из-за ухудшения самовентилиации и температура повышается еще на 10–15 С° с градиентом между медью и сталью более 20 С°. Причинами таких температурных отклонений могут быть неисправности в системе охлаждения СД,

снижение эффективности работы, дефекты сердечника статора, перевозбуждение СД или повышение напряжения питания выше 105 %.

Для определения максимальных отклонений в температуре статора при изменении режимов работы ЭГПА выполнены измерения температуры при пуске и останове, а также изменении потребляемой мощности при перестроении режима работы МГ. Измерения выполнены с интервалом 2 часа, в течение 6 суток на КС «Починковская» и КС «Сеченовская» (рис. 4.10).

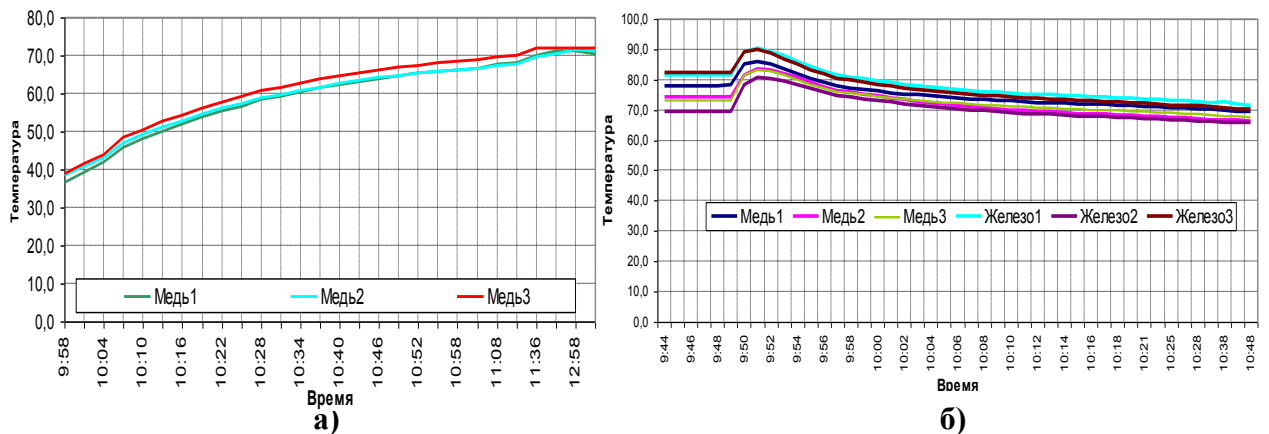


Рис. 4.10. Изменение температуры обмоток статора: а) после пуска ЭГПА №6 КЦ «Ямбург-Елец-2» КС 25 «Починковская»; б) после останова ЭГПА №1 КЦ «Ямбург-Елец-1» КС-25 «Починковская».

Анализ результатов измерений показал, что колебания температуры статора летом связаны с суточными изменениями температуры охлаждающего воздуха. Зимой же перепады температуры наружного воздуха не оказывают влияния на изменение температуры СД, и его температура в основном зависит от количества ЭГПА, одновременно работающих в КЦ. При останове ЭГПА за короткий промежуток времени происходит рост температуры обмоток на 10–15 С° выше температуры, предшествующей отключению СД, и может превышать допустимые значения для данного класса изоляции.

В соответствии с [32] номинальная мощность двигателя СТД 12500-2 определяется при номинальных значениях параметров, и при отклонении их от номинала изменяются допустимые режимы работы СД. В табл. 4.5 приведены соотношения допустимых параметров СД при изменении напряжения питания. Кроме этого на режимы работы СД существенное влияние оказывает температура охлаждающего воздуха. В табл. 4.6 приведена зависимость

максимальной полной мощности от температуры входящего в СД охлаждающего воздуха.

Таблица 4.5

Зависимость параметров СД при изменении напряжения

$U_{\text{питания}}, \%$	110	105	100	95
$S_{\text{двигателя}}, \%$	90	100	100	100
$I_{\text{статора}}, \%$	82	95,5	100	105
$\text{Cos } \varphi$	0,985	0,945	0,900	0,870

Таблица 4.6

Зависимость максимальной полной мощности от температуры воздуха

$t_{\text{входящего воздуха}}, \text{C}^\circ$	50	45	40	30
$S_{\text{max}}, \%$ от номинальной	87	95	100	106

Анализ режимов работы СД ЭГПА, проведенный в соответствии со значениями допустимых параметров, показал, что во многих случаях двигатели работали с превышением допустимых значений полной мощности. Например, отмечено, что температура обмоток СД, получившего в дальнейшем пробой изоляции статора, даже в зимнее время увеличилась за 6 суток на 21C° . Однако, в соответствии с зафиксированными перед аварийным остановом ЭГПА значениями параметров, этот СД работал с полной мощностью 12,9 МВА при напряжении питания 10,9 кВ и температурой входящего воздуха 73C° . Вместе с тем, по табл. 4.10 полная мощность данного двигателя при таких условиях не должна быть более 11,1 МВА.

Следует отметить, что статистическая обработка экспериментальных данных показала наибольшую зависимость теплового состояния СД ЭГПА от температуры окружающего воздуха (достоверность 0,9027) и величины тока статора (достоверность 0,3107).

Таким образом, температурные режимы работы СД необходимо контролировать в режиме “on-line” и обеспечивать достоверный прогноз теплового состояния обмоток статора двигателя с помощью встроенной системы мониторинга.

4.2.3. Анализ влияния изменений питающего напряжения

На изоляцию любого высоковольтного электрооборудования находящегося в эксплуатации воздействуют длительное рабочее напряжение и внутреннее перенапряжение от 1 мс до минутного диапазона. Типовая схема электроснабжения электроприводного КЦ показана на рис. 4.11.

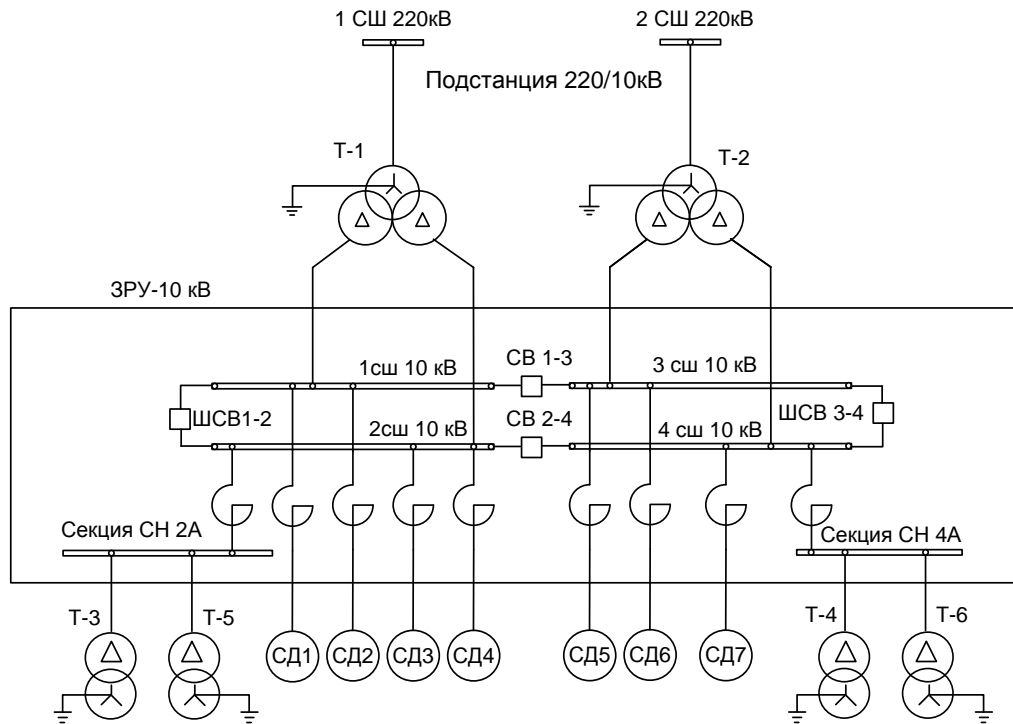


Рис. 4.11. Схема электроснабжения электроприводного КЦ:
Т-1,Т-2 трансформаторы типа ТРДЦН-63000/220, СД1-СД7 электродвигатели ЭГПА типа СТД 12500-2, ШСВ1-4 шиносоединительные выключатели, СВ1-4 – секционные выключатели Т3-Т6 трансформаторы 10/0,4 кВ питания КС.

Из рис. 4.11 видно, что СЭС КЦ осуществляется от двух трансформаторов 220/10 кВ с расщепленными обмотками. Электрооборудование 10 кВ размещено в ЗРУ-10 кВ. В связи с невозможностью по технологическим причинам осуществлять самозапуск ЭГПА-12,5 АВР выведен из работы. Схема отличается от стандартных РУ наличием ШСВ для быстрого запуска ЭГПА и снижения просадки напряжения на секциях шин 10кВ.

На рис. 4.12 приведены результаты измерения линейных напряжений на секции шин ЗРУ-10 кВ с интервалом 1 час в течение 82 часов. В связи с отсутствием на КС устройств регулирования напряжения 10 кВ, линейное напряжение на двигателях может колебаться в зависимости от режима ра-

боты самих электродвигателей, так и питающей сети. Основную составляющую изменений напряжения вносит энергосистема. В ночные часы происходит увеличение напряжения на шинах ЗРУ-10 кВ, а в дневные – снижение.

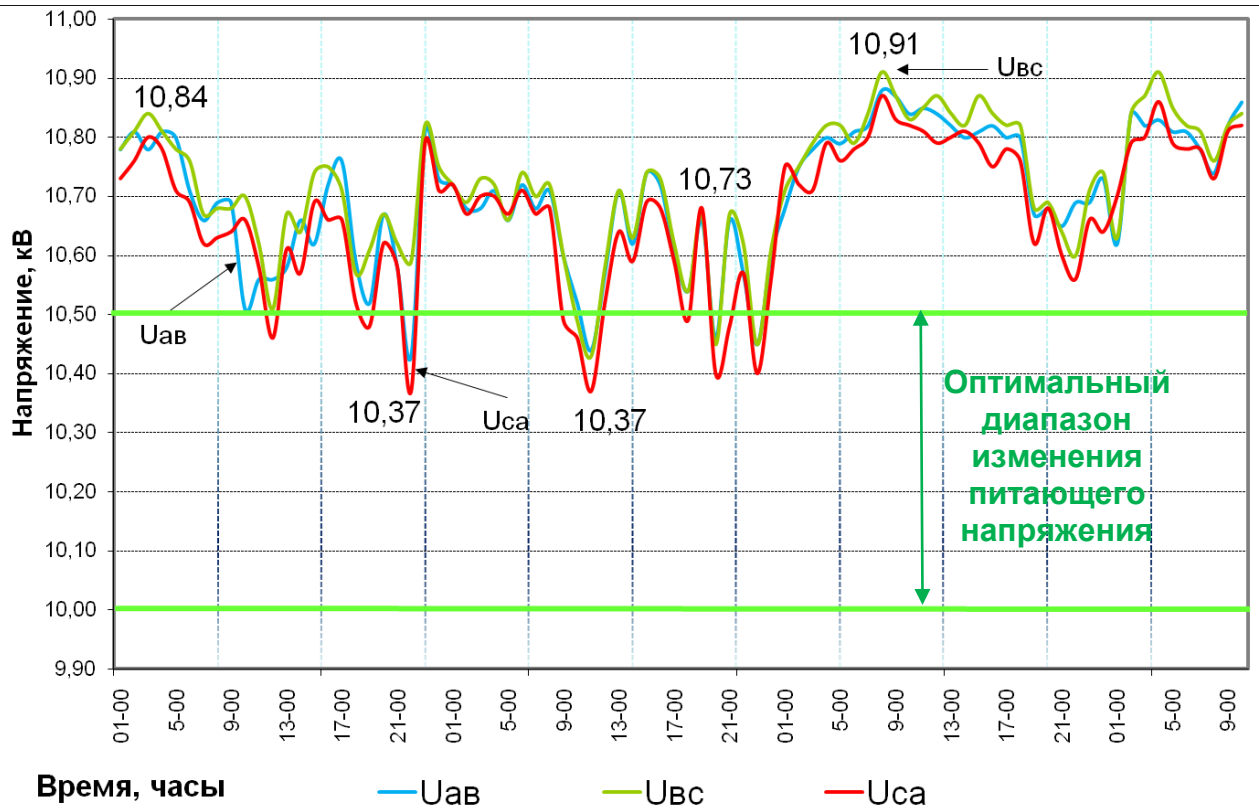


Рис. 4.12. График изменения линейных напряжений на шинах ЗРУ-10кВ КЦ МГ «Ямбург-Елец1» КС «Починковская» при одном работающем ЭГПА

Поскольку СД являются регулируемым источником реактивной мощности они, также оказывают влияние на уровень напряжения секций шин 10 кВ. Проведенные на КС опыты показывают, что при изменении $\cos\varphi$ в диапазоне от 1 до 0,95 (емкостный), напряжение на секции шин с одним работающим ЭГПА, при дневном минимуме, увеличивается на 150-200 В.

Изменения напряжения питания электродвигателя при проведении измерений (рис. 4.12) составили от 10,37 кВ до 10,91 кВ. В интервале наблюдения, напряжение удовлетворяет требованиям ПУЭ, однако как уже отмечалось выше, при этих значениях напряжения питающей сети необходимо контролировать полную мощность электродвигателя и температуру обмоток статора. Повышение напряжения питания сверх 110% от номинального недопустимо. Иначе, вследствие насыщения стали, даже незначительный подъем на-

пряжения выше допустимого приводит к возрастанию магнитной индукции, резкому (в несколько раз) увеличению потоков рассеяния и появлению в ребрах корпуса СД и в других конструктивных элементах очень больших паразитных токов вызывающих дополнительный нагрев. При снижении напряжения ниже 10кВ увеличивается ток статора и возрастает нагрев обмоток.

Аномалии питающего напряжения, подаваемого на электродвигатели ЭГПА №3 КЦ МГ «Ямбург-Елец-2» КС «Починковская» показаны в виде экспериментальных осциллограмм на рис. 4.13.

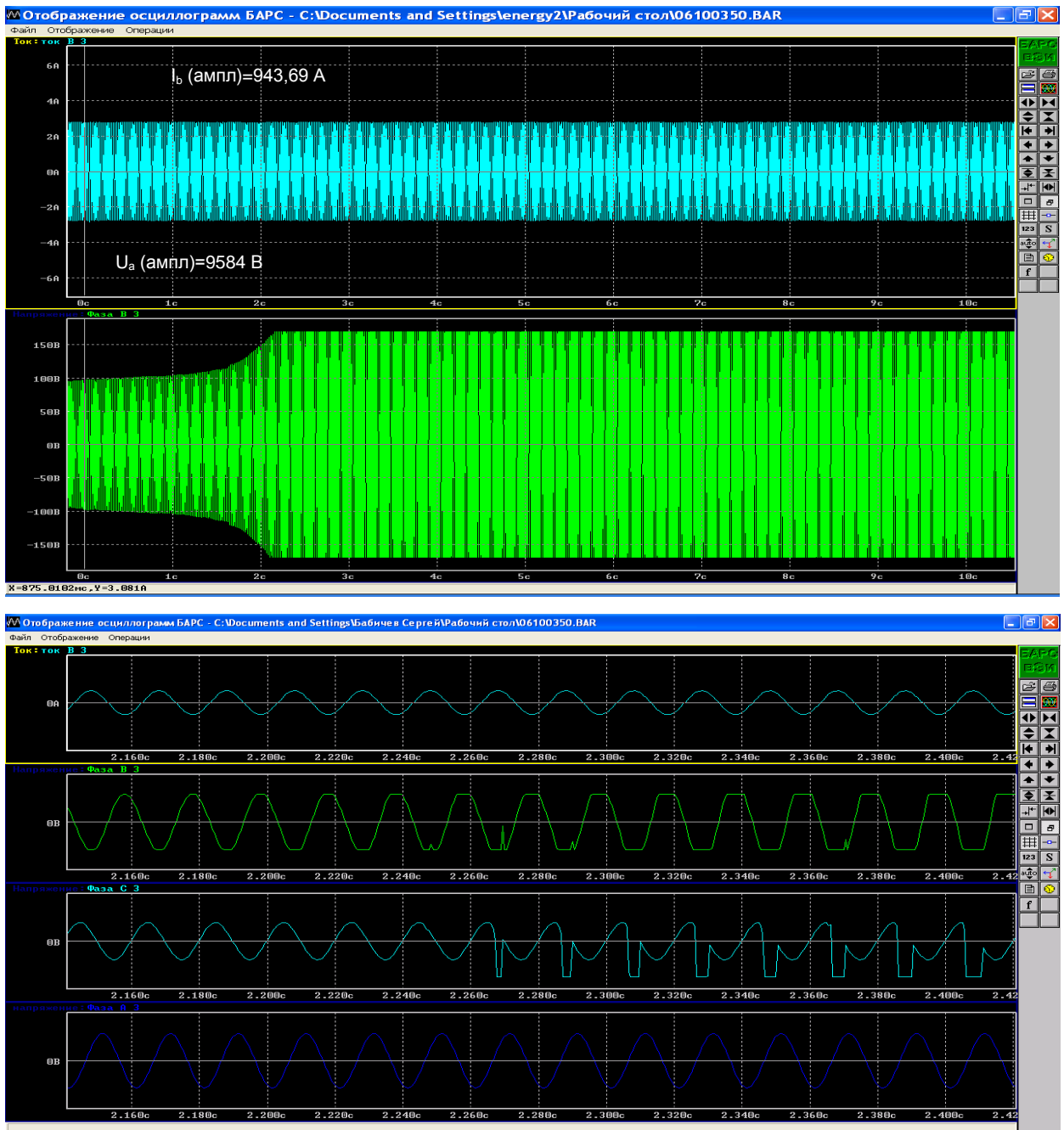


Рис. 4.13. Осциллограммы системы питающих напряжений и токов в обмотках СТД-12500-2.

В связи с отсутствием систем мониторинга параметров электродвигателя, напряжение питания периодически выходит за пределы оптимального диапазона. Фазные и линейные напряжения и токи имеют отчетливо выраженный несинусоидальный вид с искажениями, особенно в фазе «С» при амплитудных величинах, значительно превосходящих стандартные $\pm 10\%$.

Наибольшие уровни перенапряжений на изоляции СД могут возникать при грозовых перенапряжениях, дуговых однофазных замыканиях на землю в сети с изолированной нейтралью, включении СД при пуске, отключении СД в нормальных и аварийных режимах. В результате анализа схем электропитания и теоретических расчетов [13,74,117], определены параметры перенапряжений, возникающих в различных переходных режимах работы ЭГ-ПА КС «Сеченовская». На рис. 4.14 приведены некоторые результаты моделирования переходного процесса при отключении выпавшего из синхронизма электродвигателя СТД-12500 с возникновением перенапряжений имеющих наибольшую кратность.

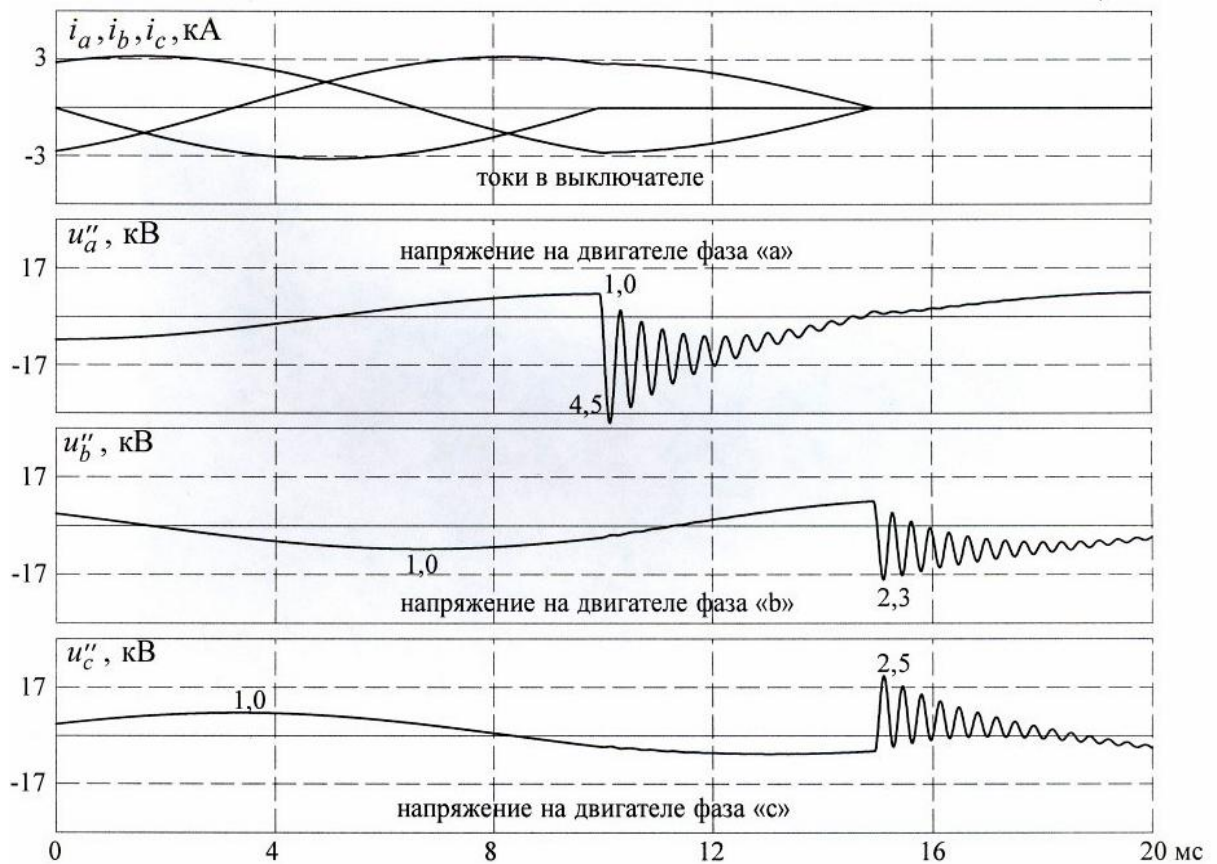


Рис. 4.14. Моделирование процесса отключения выпавшего из синхронизма СТД-12500.

Момент отключения соответствует противофазному положению напряжения на шинах и внутренней ЭДС. При этом отключение первой фазы вызывает перенапряжение кратностью 4,5 о.е., а второй и третьей – до 2,3-2,5 о.е. Осциллограммы получены с помощью ПО NRAST. Таким образом, при отключениях выпавших из синхронизма СД возможны перенапряжения в статорных обмотках высокой кратности.

Приведённые расчётные случаи возникновения перенапряжений в обмотках статора СД соответствуют условиям, существующим в сетях 10 кВ Сеченовского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и хорошо согласуются с имеющейся экспериментальной базой данных. При этом полученный анализ подтвердил вероятность выхода из строя сразу двух электродвигателей 10 кВ с повреждением разноименных фаз.

4.2.4. Электродинамические нагрузки в стержнях статора СТД

В процессе эксплуатации на изоляцию обмотки статора действуют механические нагрузки различного происхождения: электродинамические, вибрационные и термомеханические в стационарных и переходных режимах.

В установившихся режимах работы витковая и корпусная изоляция обмоток подвергается действию относительно незначительных электродинамических усилий [33,123-125]. Удельное усилие на единицу длины стержня, находящегося в пазу, определяется по формуле:

$$P = 6,3 \cdot 10^{-3} \frac{I^2}{b_n}, H/m^2, \quad (4.2)$$

где P - усилие на 1 м длины проводника, H ; b_n – ширина паза, м; I – мгновенное значение силы тока в стержне, А.

Предельные значения удельных амплитудных электродинамических давлений по (4.2) не превышают $10^3 H/m^2$. Значительно более высоких значений достигают усилия, действующие на обмотку в переходных режимах и, в частности при реакторном пуске электродвигателя. С учетом проведенных замеров пусковых токов это значение на изоляцию у дна паза составляет 25

кН/м^2 . Наряду с усилиями, действующими на стержни обмотки в радиальном направлении и вызывающими их спрессовку, в пазовой части действуют также тангенциальные пульсирующие усилия, прижимающие стержни к стенке паза. Величина этих усилий может быть подсчитана по формуле:

$$P = 1,02 \cdot H \cdot J \cdot 10^{-4}, \text{Н/м}^2, \quad (4.3)$$

где H - радиальная магнитная индукция в пазу, Гс .

Для электродвигателей СТД -12500-2, рассчитанная по (4.3) величина радиального удельного усилия на 1 м длины стержня не превышает $0,15 \text{ Н}$.

Особенности действия механических нагрузок на изоляцию статорных обмоток СД иллюстрирует рис. 4.15, где наблюдается значительная величина амплитуды ударного тока, в несколько раз, превосходящего номинальные значения статорных токов.

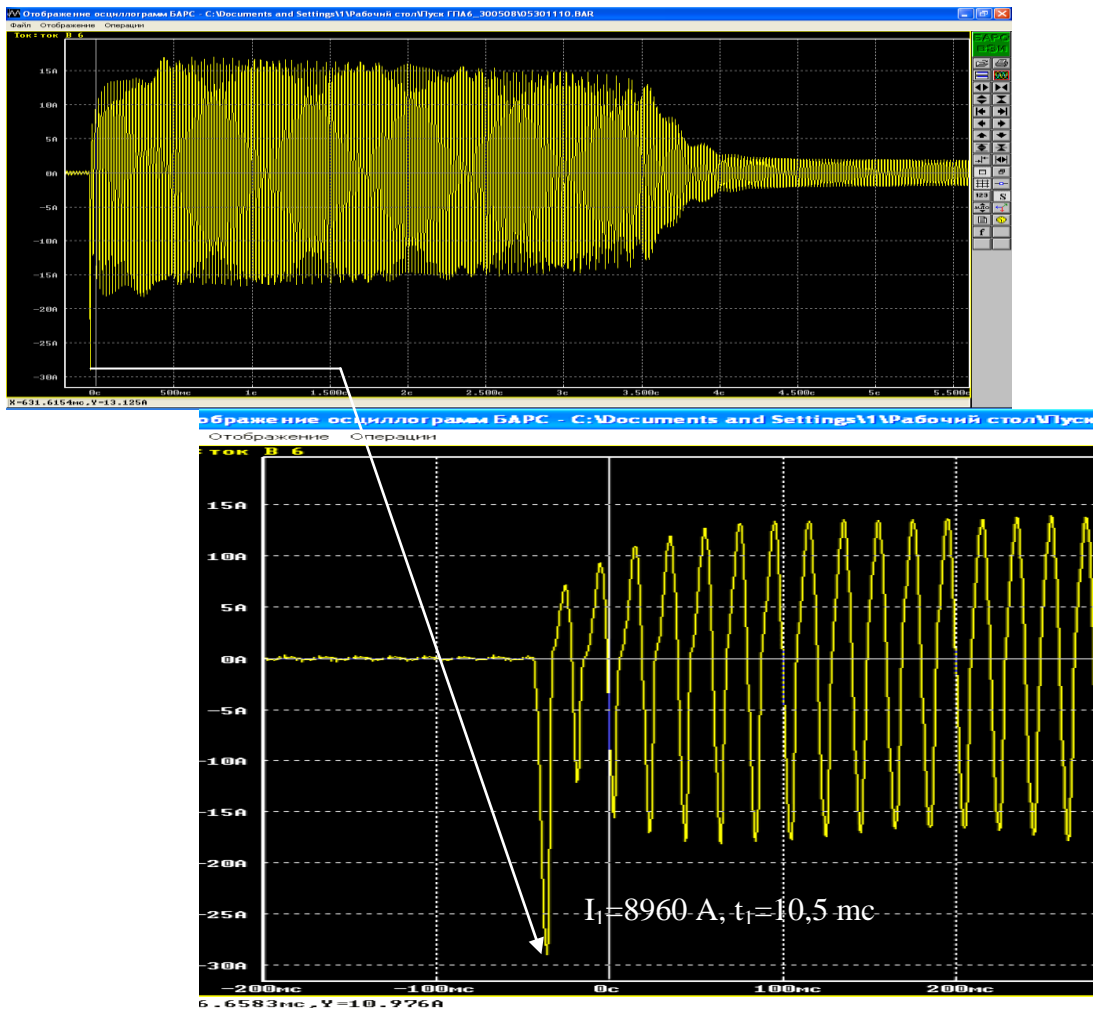


Рис. 4.15. Механические нагрузки в пазовой части обмотки СТД-12500.

Существенные механические нагрузки на обмотку статора при пуске - маловероятны. При этом, однако, наибольшее влияние на износ изоляции оказывают термомеханические нагрузки и вибрации при недостаточной жесткости крепления стержней обмотки.

4.2.5. Частичные разряды в высоковольтной обмотке СД

Одним из существенных факторов ускоренного разрушения изоляции, под воздействием электрических полей является возникновение частичных разрядов (ЧР) во внутренних полостях и по поверхности изоляции высоковольтной статорной обмотки синхронного двигателя. В соответствии с методикой, описанной в [33,119-121] был проведен контроль изоляции обмотки статоров более 80 ЭГПА с использованием метода измерения ЧР при подаче регулируемого напряжения от постороннего источника. Методика позволяет выявлять наличие скрытых дефектов во внутренних полостях изоляции, критические разряды в пазовой части изоляции, скользящие разряды в лобовых частях обмотки. По результатам диагностики установлено, что практически все электродвигатели имеют наличие ЧР различной интенсивности и амплитуды. На некоторых ЭГПА наблюдаются следы активности ЧР в лобовых частях обмотки, в виде налета белого порошка соединений азота (рис. 4.16а) или даже вздутие изоляции (рис. 4.16б).

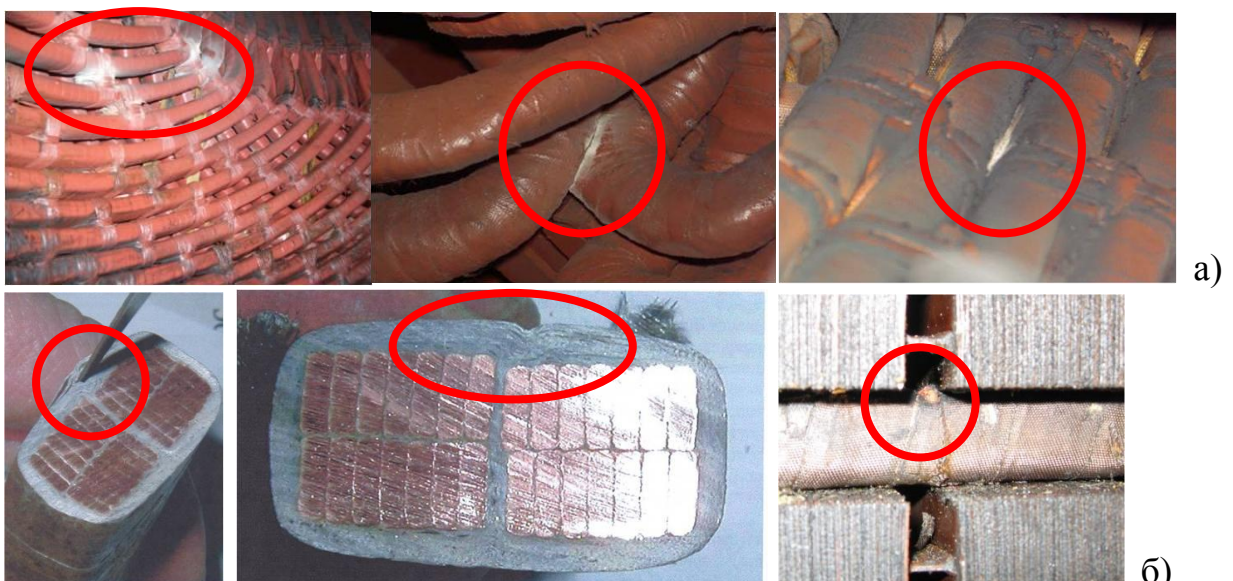


Рис. 4.16. Проявления ЧР: а) белый порошок NO_x ; б) вздутие и расслоение изоляции.

На рис. 4.16 приведены фотографии обмоток статора СТД-12600-2 ЭГ-ПА 7 КЦ МГ «Ямбург-Елец-2» КС-25 «Починковская» после пробоя изоляции при проведении высоковольтных испытаний [11,33,54] при наработке статора 78108 часов с количеством пусков 144. При этом разность температур стали и меди в фазе С (стержень на рис. 4.16б справа) до пробоя составляла 22 °С, а рабочее напряжение стержня по отношению к сердечнику в месте выпучивания изоляции составляло 5250 В.

Основными параметрами импульсов ЧР являются:

- Время нарастания импульса порядка 1-5 нс, соответствующее частоте в диапазоне 50-250 МГц;
- Амплитуда импульсов прямо пропорциональна размерам полости, а число ЧР соответствует количеству пустот и полостей, т.е. степени разрушения высоковольтной изоляции;
- Полярность и фаза импульсов ЧР по отношению к первой гармонике питающего напряжения позволяет определить место их возникновения в расточке статора и, соответственно, доминирующий разрушающий механизм (рис. 4.17);
- ЧР начинают проявляться при напряжениях более 3 кВ/мм и наиболее опасна для пробоя динамика увеличения амплитуды и частоты ЧР.

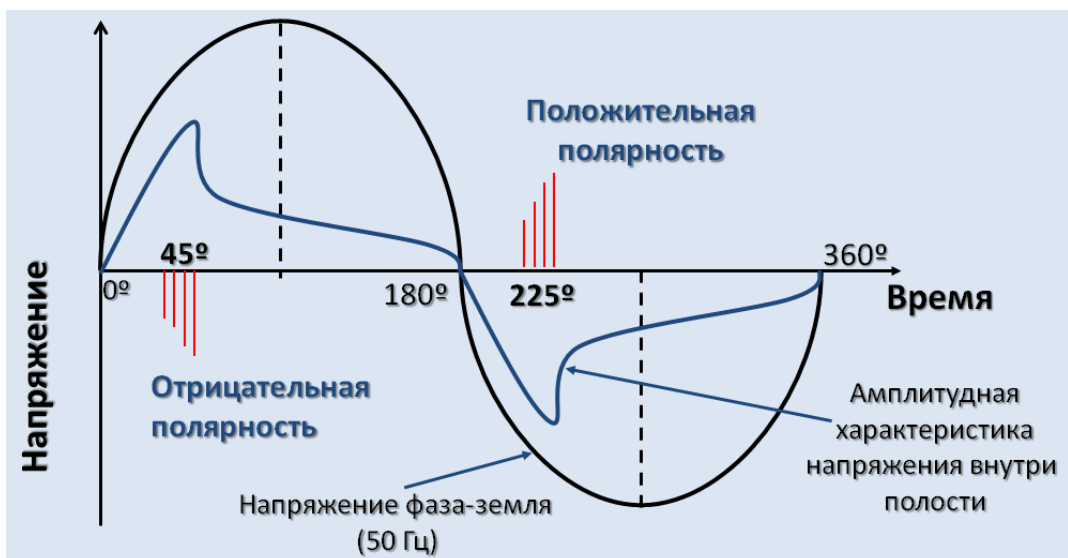


Рис. 4.17. Положение импульсов ЧР относительно фазы напряжения.

На рис. 4.18а) приведен пример амплитудно-фазовой диаграммы распределения ЧР фазы А обмотки ЭГПА 3 КЦ МГ «Ямбург-Елец-1» КС «Починковская».

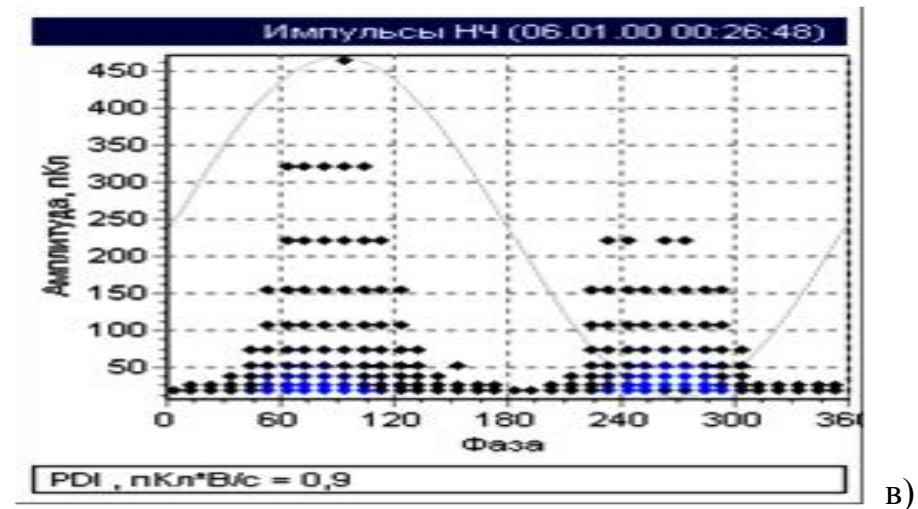
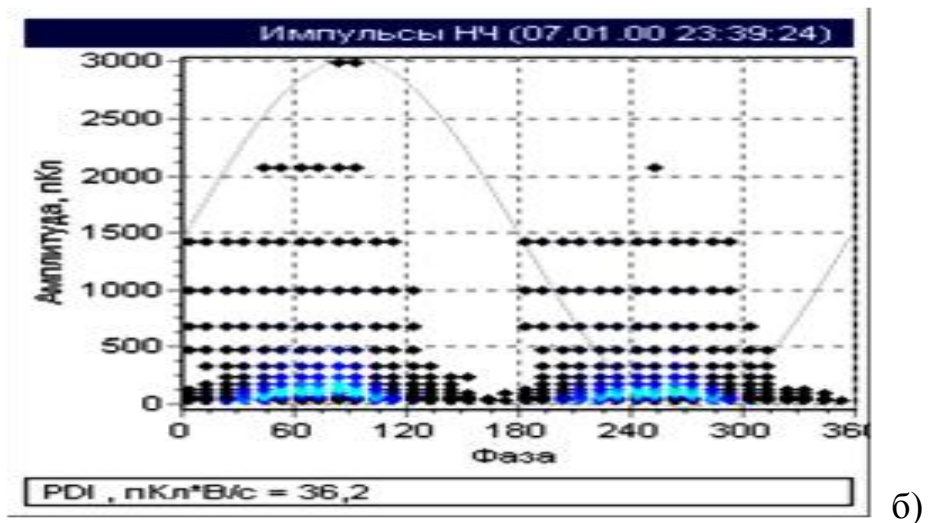
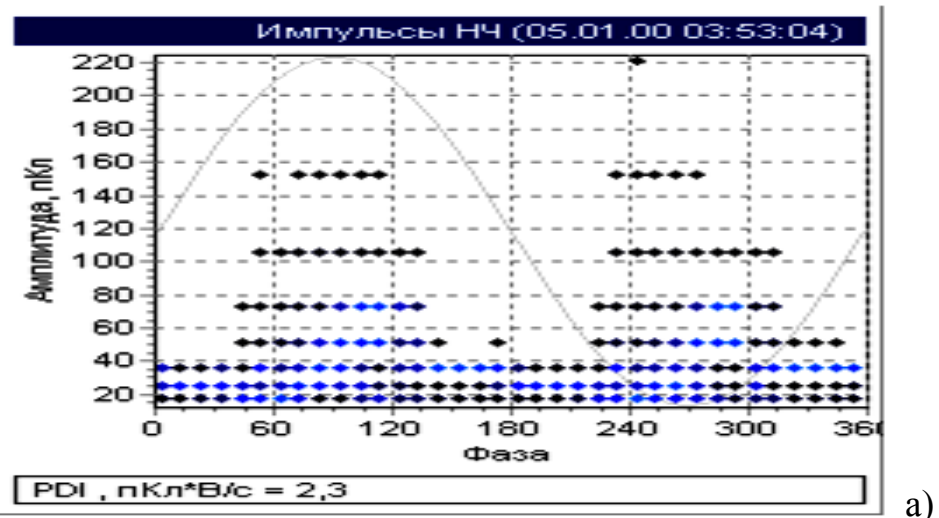


Рис. 4.18. Результаты измерения ЧР статорной обмотке СД ЭГПА-12,5.

На диаграмме *a)* зафиксировано большое количество ЧР низкой амплитуды в диапазоне от 0° до 360° , что свидетельствует о сильном загрязнении лобовых частей обмотки масляно-графитовой смесью.

На рис. 4.18*б)* приведена диаграмма ЧР фазы С ЭГПА 7 КЦ МГ «Ямбург-Елец-1» КС «Починковская». Здесь видно большое количество ЧР, возникающих до достижения максимума амплитуды испытательного напряжения. ЧР имеют большую амплитуду до 3000 пКл и интенсивность 36,2 PDI (пКл·В/с). В этом случае обмотка имеет дефекты в пазовой части изоляции и возможен ее пробой.

На рис. 4.18*в)* приведен пример диаграммы ЧР фазы В ЭГПА 2 КЦ МГ «Ямбург-Елец-2» КС «Починковская» при отсутствии признаков значительных дефектов изоляции. Все диаграммы получены при измерении прибором контроля ЧР в изоляции типа R-400.

Для выделения истинного значения импульсов ЧР и отделения их от шумов по частоте производится (рис. 4.19):

- выделение полосы спектра, содержащей импульсы ЧР с помощью емкостных датчиков;
- разделение импульсов ЧР и шума, используя метод установки и калибровки датчиков на основе анализа параметров импульса;
- цифровой метод обработки информации, используя приборы-анализаторы и специализированное ПО.

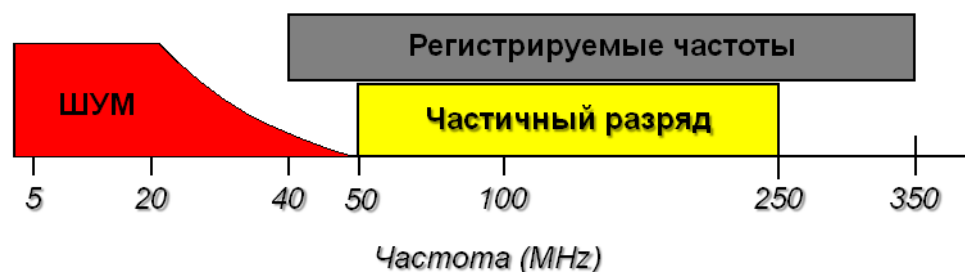


Рис. 4.19. Порядок выделения импульсов ЧР.

Эффективность оценки технического состояния изоляции СД методом анализа ЧР доказывает сопоставление результатов замеров параметров ЧР до и после перемотки статорной обмотки одного из двигателей СТД-12500, при-

веденное на рис. 4.20 с помощью аппаратуры фирмы IRIS POWER (Канада) с эпоксидно-слюдяными датчиками 80 пФ на напряжение 16 кВ.

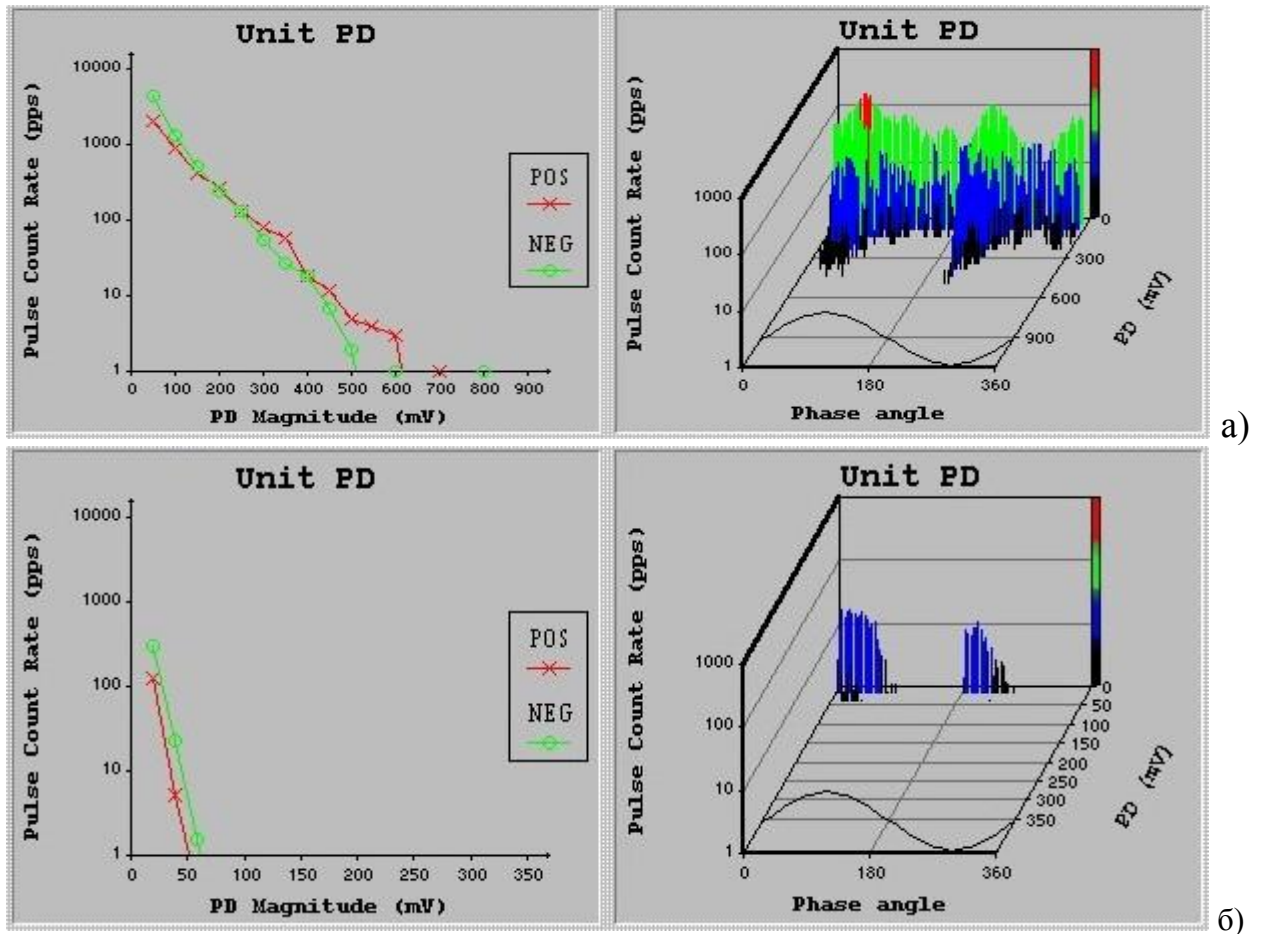


Рис. 4.20. Сопоставление результатов замеров параметров ЧР до (а) и после (б) перемотки статорной обмотки СТД.

Таким образом, использование системы мониторинга ЧР высоковольтной изоляции СД в режиме “on-line” может позволить:

- адекватно оценить техническое состояние машины;
- автоматизировать процесс регистрации и локализации повреждений,
- интегрировать результаты мониторинга ЧР в АСУ КС,
- организовать удаленное управление сбором данных о состоянии СД.

Следовательно, для реализации эффективных и адекватных систем оперативной диагностики и прогнозирования технического состояния приводных двигателей ЭГПА необходимо разработать структуру и алгоритмы обработки информации о параметрах рассмотренных эксплуатационных факторов в реальном времени.

4.3. Математическое описание процедуры диагностирования ЭГПА

4.3.1. Методологический подход к диагностированию ЭГПА

Изучение ЭГПА как объекта диагностирования связано с исследованием функционирования исправного состояния системы, выделением элементов и связей между ними, анализом возможных их состояний, пределов измерения и технических возможностей их контроля, видов, причин и частот появления дефектов (глубины диагностирования), сбором данных о затратах, связанных с осуществлением элементарных проверок [33,57-60,93].

Теоретическое обобщение процесса диагностирования ЭГПА при ограниченной информации о его техническом состоянии предопределяет использование формального описания агрегата, то есть его математической модели диагностирования с необходимой глубиной мониторинга. Окончательный синтез алгоритмов диагностирования должен предусматривать оптимизацию поиска дефектов с учетом показателей надежности элементов ЭГПА, временных, материальных и других затрат на реализацию алгоритмов.

При разработке математической модели диагностирования ЭГПА приходится учитывать, что в электроприводе тесно взаимосвязаны электрические, электромеханические и механические устройства и элементы, отличающиеся функциональным назначением и принципом действия. При описании их технического состояния обычно применяются соответствующие математические формы и аппараты (дифференциальные, разностные, логические уравнения, структурные схемы, ориентированные графы, конечные автоматы и т.п.) [61]. Необходимость сопряжения между собой разнородных математических моделей вынуждает пользоваться более общими математическими формализациями. К числу таких методов относится представление ЭГПА абстрактной динамической системой, процесс работы которой состоит в изменении состояния системы под воздействием причин, которые составляют множества: S - множество состояний s системы; T - множество моментов времени t ; X и Z - множества входных x и выходных z сигналов. Математическая модель системы определяется как взаимосвязь переменных:

$$s=f(x,z,t,F^*,F,L^*,L), \quad (4.4)$$

где $s \in S$, $x \in X$, $z \in Z$, $t \in T$, $F^*(t,x,s)=P^*$, $F(t,x,s)=P$ - операторы переходов, отражающие изменения состояния системы под воздействием внешних и внутренних возмущений; $L^*(t,x,s)=y^*$, $L(t,x,s)=y$ - операторы выходов, описывающие формирование выходного сигнала под действием внутренних и внешних возмущений. Индекс (*) учитывает действие внутренних возмущений.

Такой способ описания ЭГПА является наиболее универсальным и позволяет объединить в себе все возможные классы технических состояний. Однако для решения практических задач мониторинга подобное описание слишком общее. Удобнее отдельно анализировать каждый класс состояний устройств, входящих в ЭГПА, и их состояний. Для распознавания технического состояния системы воспользуемся множеством состояний E . Входящие в него подмножества E_i (где $i=0,1,2,\dots,N$) описывают состояния e_i объекта, характеризующие совокупность возможных состояний s_i . Тогда подмножество E_0 (при $i=0$) соответствует исправному состоянию объекта, а подмножества E_i (при $i \neq 0$) - его неисправным, вызванным дефектом в i -й части объекта.

На практике часто нет необходимости строго следить за выполнением функциональных зависимостей между входными и выходными сигналами. Достаточно сделать лишь заключение о техническом состоянии объекта по результатам оценки значений его сигналов вида "в допуске - не в допуске". Обозначим название "в допуске" символом 1, а название "не в допуске" - 0. Тогда результат взаимодействия совокупности операторов $M_i=(L_i, L_i^*, F_i, F_i^*)$ уравнения (4.4) отражает булеву функцию условий работы объекта [61].

При этом каждый i -элемент объекта выполняет лишь один алгоритм функционирования, а фактическое значение выходного сигнала (результат проверки этого элемента) определяется следующим образом:

$$Z_i=\Phi_i \wedge E_i, \quad (4.5)$$

где Φ_i - функция условия работы i -элемента, определяемая конъюнкцией внешних и внутренних переменных:

$$\Phi_i = M_i \wedge x_{i1} \wedge x_{i2} \wedge \dots \wedge x_{ik}, \quad (4.6)$$

Обозначим символом Π множество всех элементарных проверок $Z_j (j=1, 2, \dots, s)$. Тогда прямоугольная таблица, строкам которой соответствуют элементарные проверки Z_j , столбцам - технические состояния s_i , элементов объекта, а клеткам j, i , находящимся на пересечениях строк Z_j и столбцов s_i , соответствуют результаты R_{ij} проверок, будет представлять собой матрицу или таблицу функций неисправностей (ТФН) объекта диагностирования.

Таким образом, ТФН обладает двумя основными свойствами:

- обнаружение любой неисправности $e_i \in E$ – если для любой неисправности есть хотя бы одна элементарная проверка Z_j , чтобы $R_j = R_{ij}$;
- различие всех неисправностей – если для каждой пары неисправностей e_i и $e_k (i \neq k)$, есть 1 элементарная проверка Z_j , чтобы $R_{ij} \neq R_{kj}$.

Однако использование ТФН в инженерной практике трудоемко, поскольку общее число возможных комбинаций состояний объекта мониторинга при его разделении на N логических элементов и дуальном исходе составляет $2^N - 1$. Определить и учесть подобные объемы состояний трудно, даже простых объектов. Поэтому предположим, что в объекте мониторинга одновременно возможен дефект лишь одного элемента. Тогда число возможных неисправных состояний объекта резко сокращается до N , а множество E состояний объекта на 1 больше логических элементов. После такого упрощения на основе ТФН можно проводить синтез алгоритмов диагностирования [61].

Построение алгоритма мониторинга можно сформулировать следующим образом. Через разбиение множества E на λ непересекающихся множеств E_ν (где $\nu=1, 2, \dots, \lambda$), задана требуемая глубина диагностирования. Следует определить минимальную совокупность элементарных проверок Z_j и последовательность их реализации, обеспечивающих эту глубину мониторинга.

Особенность данного способа задания глубины мониторинга в том, что при разбиении объекта на N блоков и возникновении в объекте дефекта только одного блока, число непересекающихся подмножеств E_ν технических со-

стояний объекта минимально – $N+1$ (включает N неисправных и одно исправное состояние). Такое разбиение объекта хорошо сочетается с представлением его функциональной моделью и соответствует ТФН с минимальным числом столбцов и строк. Чтобы обеспечить требуемую глубину диагностирования, совокупность элементарных проверок алгоритма должна различать каждую пару состояний, принадлежащим разным подмножествам E_v и E_m , ($m \neq v$) его состояний, т.е. обладать свойствами обнаружения и различения заданных дефектов. Совокупность Π элементарных проверок алгоритма диагностирования является полной, если она обеспечивает мониторинг с заданной глубиной и неизбыточностью (при удалении из нее любой одной элементарной проверки уменьшает глубину диагностирования). Полные неизбыточные совокупности с наименьшим числом элементарных проверок называют минимальными, которые определяются по ТФН с помощью операций:

- перебор всех возможных пар столбцов ТФН и выделение пар e_i, e_k ($k \neq i$) состояний с перебором всех строк таблицы для определения подмножества Π_{ik} элементарных проверок Z_j , результаты $R_{ij} \neq R_{kj}$ которых для технических состояний e_i и e_k различны;

- перебор всех множеств Π_{ik} , полученных в результате выполнения первой операции, для поиска таких совокупностей проверок, чтобы в каждой из них для каждого подмножества Π_{ik} нашлась бы одна элементарная проверка Z_i , принадлежащая этому подмножеству Π_{ik} .

Путем преобразования ТФН по этим операциям получаем так называемую “таблицу покрытий”, столбцам которой являются элементы подмножества $U_t = \Pi_{ik}$, строкам – элементарные проверки Z_j , а клеткам (Z_j, U_t) – двоичные переменные $a_{j,t}$:

$$a_{j,t} = \begin{cases} 1, & \text{если } R_{ji} \neq R_{jk} \quad (z_j \text{ различает } e_i \text{ и } e_k) \\ 0, & \text{если } R_{ji} = R_{jk} \quad (z_j \text{ не различает } e_i \text{ и } e_k) \end{cases} \quad (4.7)$$

При выполнении условия различимости пар состояний в каждой строке и в каждом столбце таблицы покрытий будет содержаться хотя бы одна переменная $a_{j,t}=1$. Объединив в подмножество Π_t все проверки Z_j , для которых в заданном столбце U_t переменная $a_{j,t}=1$, обозначим их Z_{ht} ($h=1,2,\dots, |\Pi_t|$). Тогда условие различения состояний e_i и e_k любой одной проверкой $Z_{ht} \in \Pi_t$ представляется дизъюнкцией двоичных переменных Z_{ht} :

$$\bigvee_{h=1}^{|\Pi_t|} Z_{ht} = (Z_{1t} \vee Z_{2t} \vee \dots \vee Z_{|\Pi_t|t}). \quad (4.8)$$

Различие каждой пары состояний $U_t \in U$, $t=1,2,\dots,|U|$, таблицы покрытий любой одной элементарной проверкой определяется конъюнкцией дизъюнкций вида (4.8), т.е. выражением:

$$\bigwedge_{t=1}^{|U|} \bigvee_{h=1}^{|\Pi_t|} Z_{ht} = \bigwedge_{t=1}^{|U|} (Z_{1t} \vee Z_{2t} \vee \dots \vee Z_{|\Pi_t|t})_t. \quad (4.9)$$

Раскрыв все скобки в (4.9) и используя законы алгебры логики, получим выражение, представляющее собой логическую сумму логических произведений двоичных переменных Z_{ht} и характеризующее вторую операцию по определению минимальной совокупности элементарных проверок. Минимальному числу элементарных проверок будут соответствовать проверки Z_j , которые в логической сумме конъюнкций (4.9) входят в состав конъюнкций с наименьшим числом двоичных перемещений Z_j .

Таким образом, последовательность синтеза алгоритмов диагностирования по данному методу включает в себя следующие этапы:

- 1) построение математической модели ЧРП ЭГПА как объекта мониторинга с заданной глубиной диагностирования на основе структурной схемы;
- 2) описание связей между элементами модели по (4.5) и (4.6);
- 3) построение ГФН объекта в соответствии с полученными данными;
- 4) поиск минимальных совокупностей проверок из ГФН по (4.7)-(4.9);
- 5) разработка алгоритма мониторинга по минимальным совокупностям.

4.3.2. Диагностические модели нерегулируемого СД ЭГПА

Как было показано в п. 4.2.5. наиболее эффективным способом контроля состояния изоляции обмоток статора высоковольтных СД ЭГПА является метод измерения ЧР, возникающих в результате искровых разрядов малой мощности на поверхности высоковольтной изоляции статора [33,54], приводя к её пробое. Параметры ЧР в изоляции статорных обмоток определяют по значению тока через емкостной делитель высокого напряжения или по электромагнитному импульсу разряда с помощью высокочастотного датчика, подключаемого к датчику ТСМ-9502. Модель расположения датчиков в соответствии с конструкцией СТД (рис. 4.1 и 4.7), приведена на рис. 4.20.

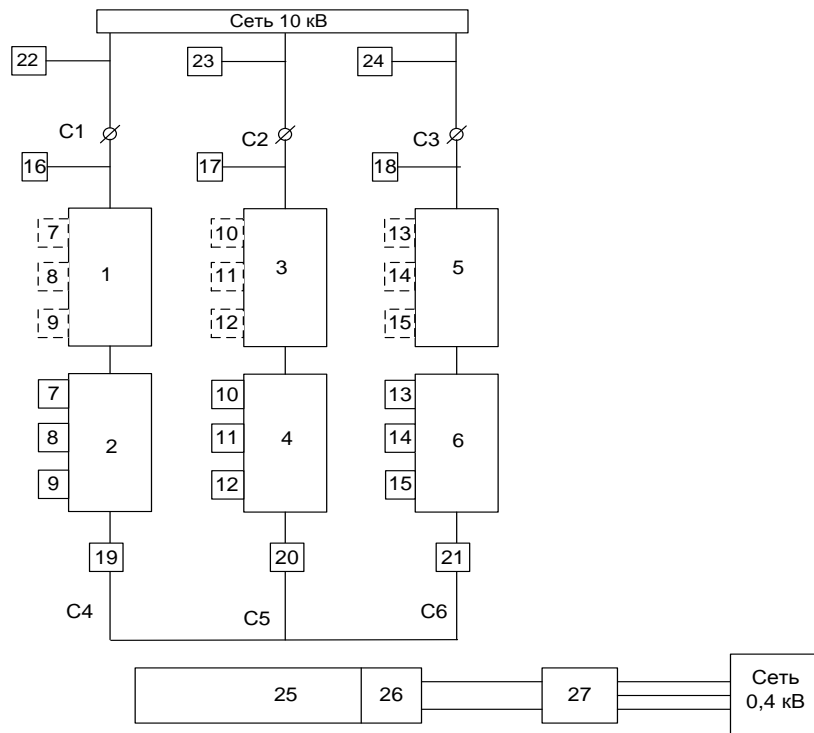


Рис. 4.20. Функциональная схема двигателя СТД-12500-2 как объекта диагностики: 1-6 – катушечные группы обмотки статора, 7-15 – датчики температуры меди, стали и ЧР, 16-18 – высоковольтные емкостные датчики ЧР, 19-21 – трансформаторы тока, 22-24 – трансформаторы напряжения, 25 – ротор ЭД, 26 – ЩКА, 27 – ТВУ.

Для разработки системы мониторинга технического состояния двигателя ЭГПА необходимо проанализировать элементы СТД-12500-2 как объекты диагностирования, осуществить синтез алгоритмов диагностирования узлов ЭГПА и реализовать их в микропроцессорной системе управления (п. 3.7.2).

Как было показано выше, характер соответствия состояний S модели диагностирования (4.4) области S_0 позволяет разделить их на работоспособные и неработоспособные. Если область S_0 выбрать таким образом, чтобы все точки внутри нее соответствовали исправным состояниям объекта, а точки вне ее – неисправным, то попадание точки s на границу области S_0 можно квалифицировать как появление дефекта в объекте. Это событие можно выявить, контролируя сигналы Z на выходе объекта и оценивая попадание множества значений z_i каждого i -го сигнала в интервале $z_{iH} \leq z_i \leq z_{iB}$, где z_{iH} , z_{iB} – множества нижних и верхних допустимых значений z_i сигналов.

Для распознавания технического состояния объекта диагностирования принято пользоваться набором классов технических состояний:

$$E = [E_i], i = 0, 1, 2, \dots, N, \quad (4.10)$$

где E_i – подмножество состояний, характеризующих совокупность возможных s_i с граничными условиями (областей s_{0i}) и выполнимости этих условий по всем переменным состояниям s_i ; класс E_0 (при $i=0$) соответствует исправному состоянию объекта, а класс E_i (при $i \neq 0$) – его неисправному состоянию, вызванному появлением дефекта в i -ой составной части объекта.

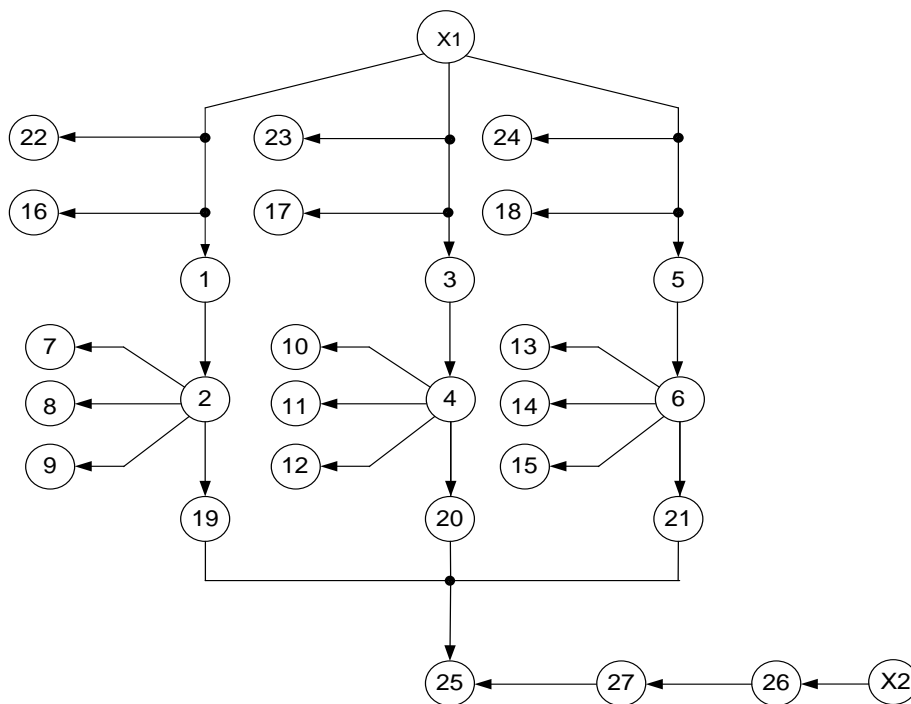


Рис. 4.21. Ориентированный граф ВСМП двигателя СТД-12500-2.

В результате для функциональной схемы (рис. 4.20) получаем граф-модель СД ЭГПА, представленную на рис. 4.21, где x_1 , x_2 – параметры входного питания по силовой цепи и системе возбуждения.

Ее анализ с помощью ТФН показывает, что выход из строя любого элемента СД приводит к необратимым процессам в конструкции и потере работоспособности ЭГПА.

4.3.3. Диагностические модели частотно-регулируемого ЭГПА

При диагностике частотно-регулируемого ЭГПА, структурная схема которого изображена на рис. 4.22, необходимо к диагностической модели СД добавить элементы преобразователя частоты (неуправляемый выпрямитель Пр1 и автономный инвертор Пр2) и САУ. Данная схема не только задает минимально необходимую глубину диагностирования, но и отражает конструктивные решения реального ЭГПА, позволяющие решить вопросы практической реализации системы диагностики.

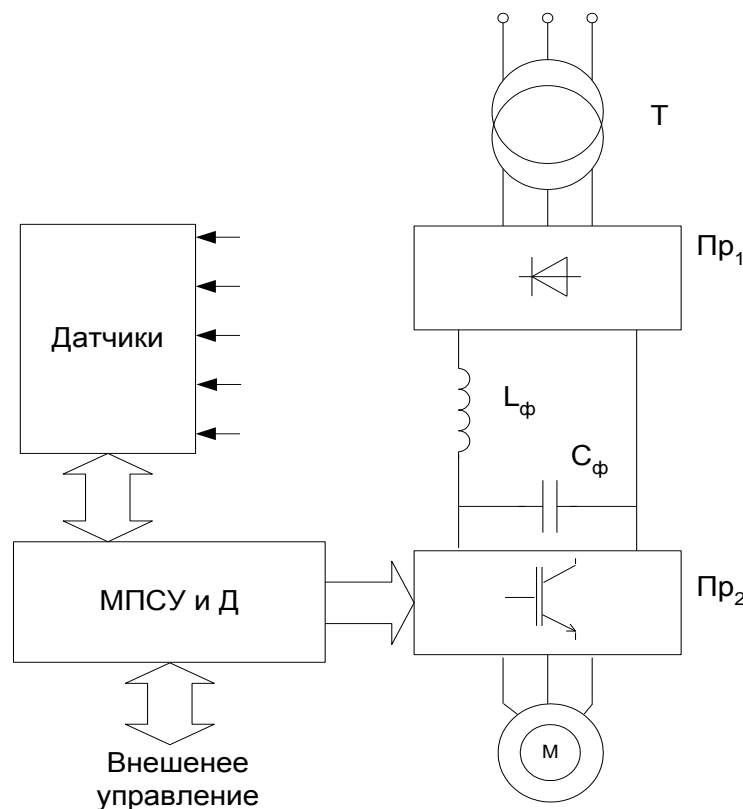


Рис. 4.22. Структурная схема системы ПЧ-СД (ПЧ-АД): Пр1, Пр2 - преобразователи, Т - трансформатор, L_ϕ , C_ϕ - параметры фильтра в цепи выпрямленного тока, МПСУиД - микропроцессорная система управления и диагностирования.

Глубина диагностирования ЧРП ЭГПА зависит, как было показано выше, не только от количества входящих в объект элементов или узлов, но и от практической возможности определения их состояния. В зависимости от применяемой в каждом конкретном случае элементной базы максимальная глубина диагностирования ПЧ будет определяться на одном из трех уровней:

– одиночного вентиля (диод в выпрямителе; транзистор с обратным диодом в инверторе) в случае применения дискретных силовых приборов - обозначим значение глубины диагностирования в этом случае как λ_1 ;

– группы вентиляей, составляющие фазу выпрямителя или инвертора, в случае применения модулей силовых приборов - значение глубины диагностирования в этом случае λ_2 ;

– выпрямители и инвертора (все вентили, образующих узел) в случае применения интегральных силовых модулей - значение глубины диагностирования в этом случае λ_3 .

На определение глубины диагностирования САУ влияют, кроме упомянутых факторов, принципы построения функциональной модели ЧРП ЭГПА как объекта диагностирования:

– каждый функциональный элемент модели может иметь полное множество входных сигналов и только один выходной сигнал;

– для каждого функционального элемента модели известны зависимости входных - выходных сигналов, а также их допустимые значения;

– внешние входные сигналы функционального элемента всегда принимают только допустимые значения;

– линии связи между функциональными элементами модели абсолютно надежны и должны соответствовать направленной взаимосвязи элементов;

– при выходе за пределы допустимых значений хотя бы одного из входных сигналов на выходе элемента появляется недопустимый сигнал;

– функциональный элемент модели считается дефектным, если при допустимых входных сигналах на выходе элемента появляется недопустимый.

Для обеспечения этих принципов микроконтроллеры МК1 и МК2, а также двунаправленный асинхронный буфер ДАБ (см. рис. 3.23) условно разделены каждый на два субблока - по одному на прямой и обратный канал передачи информации. Кроме этого, из МК1 выделен еще один субблок, который связывает САУ и систему диагностики.

В результате разработана функциональная модель ЭГПА как объекта диагностирования (рис. 4.23 и 4.24) [33,57], в которой взаимодействие блоков ПЧ-СД отражено линиями взаимосвязи со стрелками, характеризующими поступление сигналов с выхода одного устройства на вход другого.

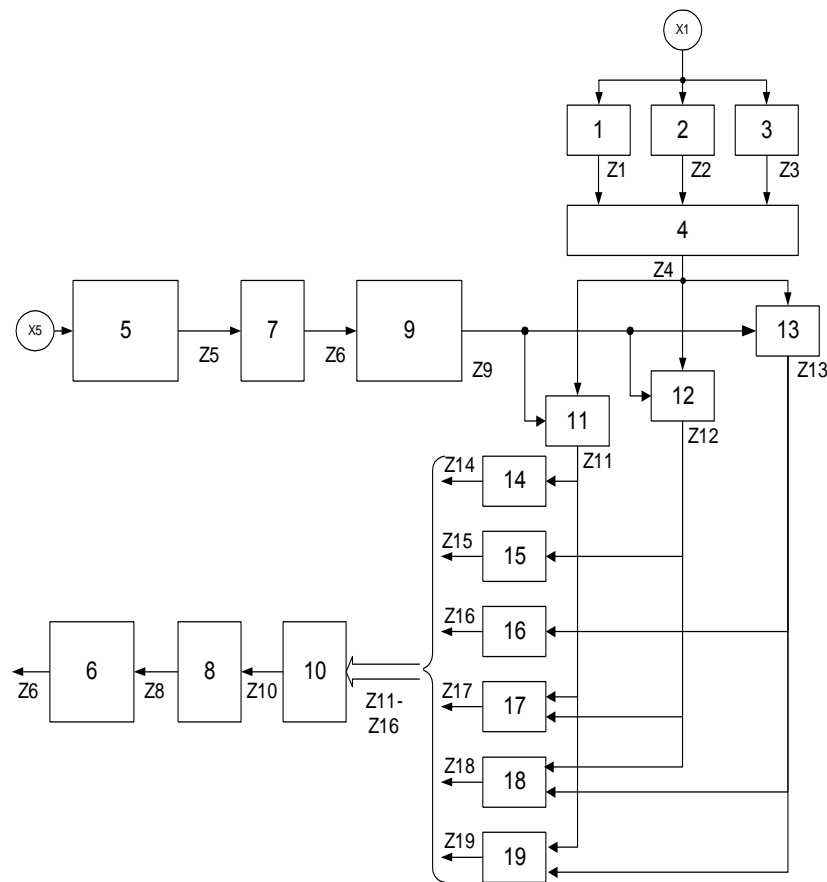


Рис. 4.23. Математическая модель диагностирования системы ЧРП.

Внешними сигналами ЭГПА как объекта диагностирования являются:

- U – входное трехфазное напряжение;
- U_3 – сигнал задания для системы ПЧ-СД;
- U_B – выходной сигнал САУ вышестоящей системе;
- U_D – выходной сигнал САУ, направляемый в систему диагностики.

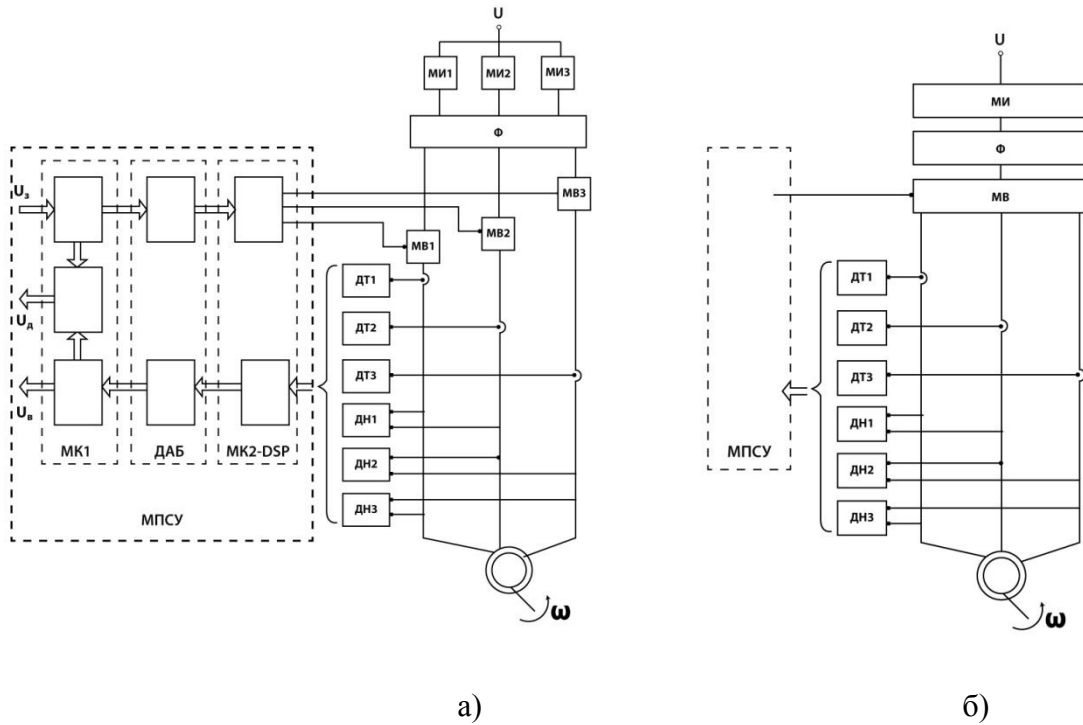


Рис. 4.24. Функциональная модель ЭГПА для случаев: а)- λ_2 , б)- λ_3 .

Для получения математической модели объекта каждый его функциональный элемент заменяется логическим блоком, имеющим один выход и существенные для данного варианта выходы. Выходные сигналы МК ШИМ, подаваемые на фазные модули АИН, а также другие многоразрядные цифровые сигналы САУ приняты как одиночные функциональные сигналы.

Приведенная на рис.4.24б функциональная модель ЭГПА для случая λ_3 является наиболее простым вариантом построения. Ориентируясь на постоянное повышение мощностей создаваемых ЭГПА, где каждый силовой ключ необходимо учитывать как отдельный элемент системы, в дальнейшем рассматриваются только два варианта - λ_1 и λ_2 . Синтезированные на основе функциональных схем (рис. 4.24 и рис. 4.25) математические модели системы ЭГПА в виде ориентированных графов представлены на рис. 4.26.

Входные и выходные сигналы мониторинга ЭГПА представлены дугами с символами X_i и Z_i . Элементы объекта представлены вершинами графа с индексами i , соответствующими номерам элементов на функциональной схеме. Соответствие внешних входных X и выходных Z сигналов следующее: $X_1 \equiv U_3$, $X_2 \equiv U$, $Z_2 \equiv U_D$, $Z_3 \equiv U_B$.

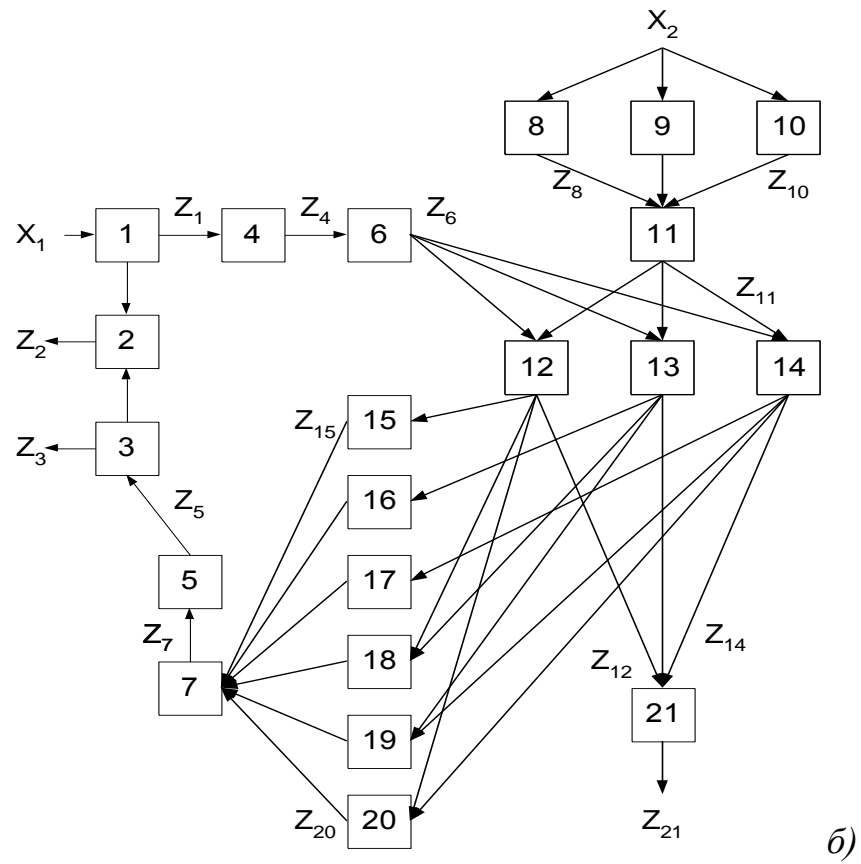
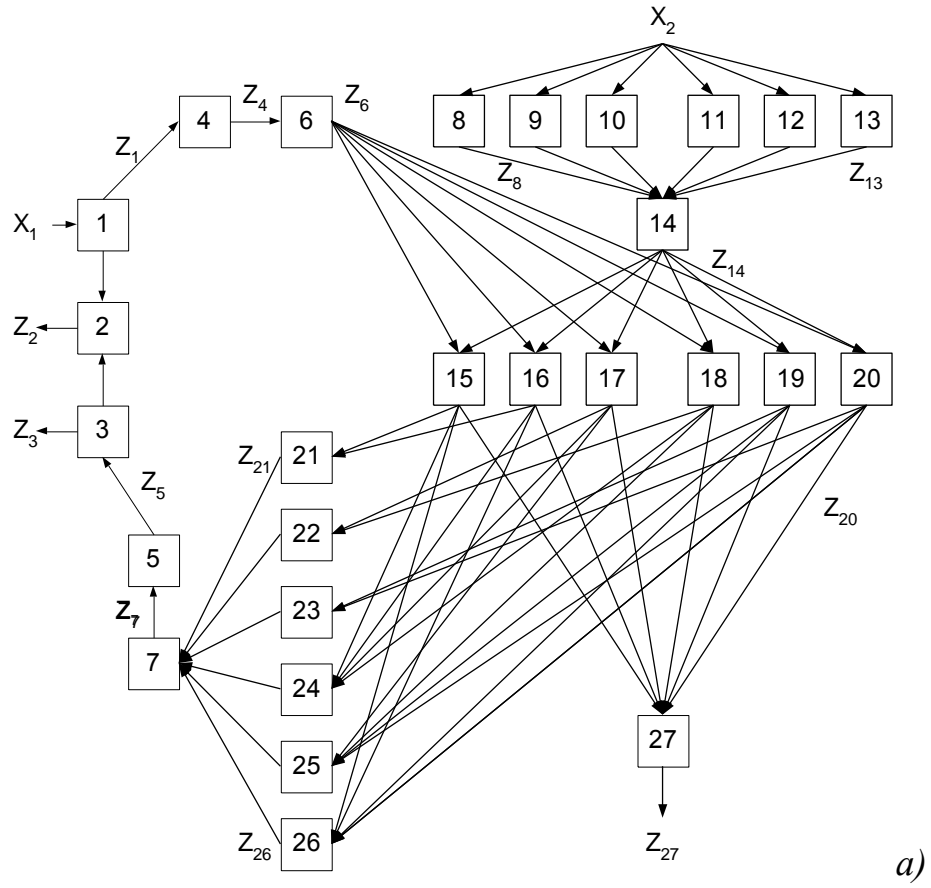


Рис. 4.25. Математические модели ЭГПА: а) λ_1 ; б) λ_2 .

Связь между внешними и внутренними сигналами в соответствии с (4.5) и (4.6) описывается системой логических уравнений, которая учитывает состояния $e_1 \div e_{27}$ системы ЭГПА для случая λ_1 :

$$\left\{ \begin{array}{l} Z_1 = e_1 \wedge X_1; \quad Z_2 = e_2 \wedge Z_1 \wedge Z_3; \quad Z_3 = e_3 \wedge Z_5; \quad Z_4 = e_4 \wedge Z_1; \\ Z_5 = e_5 \wedge Z_7; \quad Z_6 = e_6 \wedge Z_4; \quad Z_7 = e_7 \wedge Z_{21} \wedge Z_{22} \wedge Z_{23} \wedge Z_{24} \wedge Z_{25} \wedge Z_{26}; \\ Z_8 = e_8 \wedge X_2; \quad Z_9 = e_9 \wedge X_2; \quad Z_{10} = e_{10} \wedge X_2; \quad Z_{11} = e_{11} \wedge X_2; \\ Z_{12} = e_{12} \wedge X_2; \quad Z_{13} = e_{13} \wedge X_2; \\ Z_{14} = e_{14} \wedge Z_8 \wedge Z_9 \wedge Z_{10} \wedge Z_{11} \wedge Z_{12} \wedge Z_{13}; \\ Z_{15} = e_{15} \wedge Z_6 \wedge Z_{14}; \quad Z_{16} = e_{16} \wedge Z_6 \wedge Z_{14}; \\ Z_{17} = e_{17} \wedge Z_6 \wedge Z_{14}; \quad Z_{18} = e_{18} \wedge Z_6 \wedge Z_{14}; \quad Z_{19} = e_{19} \wedge Z_6 \wedge Z_{14}; \\ Z_{20} = e_{20} \wedge Z_6 \wedge Z_{14}; \quad Z_{21} = e_{21} \wedge Z_{15} \wedge Z_{16}; \quad Z_{22} = e_{22} \wedge Z_{17} \wedge Z_{18}; \\ Z_{23} = e_{23} \wedge Z_{19} \wedge Z_{20}; \quad Z_{24} = e_{24} \wedge Z_{15} \wedge Z_{16} \wedge Z_{17} \wedge Z_{18}; \\ Z_{25} = e_{25} \wedge Z_{17} \wedge Z_{18} \wedge Z_{19} \wedge Z_{20}; \quad Z_{26} = e_{26} \wedge Z_{15} \wedge Z_{16} \wedge Z_{19} \wedge Z_{20}; \\ Z_{27} = e_{27} \wedge Z_{15} \wedge Z_{16} \wedge Z_{17} \wedge Z_{18} \wedge Z_{19} \wedge Z_{20}. \end{array} \right. \quad (4.11)$$

В соответствии с системой уравнений (4.11) формируем ТФН системы ЭГПА для случаев λ_1 и λ_2 . Имея дизъюнкции вида (4.8) для всех $t = 1, 2, \dots, 378$ и подставляя их в (4.9), после преобразований в логическую сумму логических произведений переменных Z_j получаем:

$$\begin{aligned} \bigwedge_{t=1}^{378} \bigvee_{h=1}^{27} z_{ht} = & (z_1 \wedge z_2 \wedge z_3 \wedge z_4 \wedge z_5 \wedge z_7 \wedge z_8 \wedge z_9 \wedge z_{10} \wedge \\ & \wedge z_{11} \wedge z_{12} \wedge z_{13} \wedge z_{21} \wedge z_{22} \wedge z_{23} \wedge z_{24} \wedge z_{25} \wedge z_{26} \wedge z_{27}) \wedge \\ & \wedge (z_6 \vee z_{14}) \wedge (z_{15} \vee z_{16}) \wedge (z_{17} \vee z_{18}) \wedge (z_{19} \vee z_{20}) \end{aligned} \quad (4.12)$$

Таким образом, для выделения неисправного состояния любого элемента системы электропривода, граф причинно-следственных связей, которой приведен на рис. 4.25а, достаточно воспользоваться одной из шестнадцати минимальных совокупностей элементарных проверок, из которых можно выделить следующие две:

$$(z_1 \wedge z_2 \wedge z_3 \wedge z_4 \wedge z_5 \wedge z_6 \wedge z_7 \wedge z_8 \wedge z_9 \wedge z_{10} \wedge z_{11} \wedge z_{12} \wedge z_{13} \wedge z_{15} \wedge z_{17} \wedge z_{19} \wedge z_{21} \wedge z_{22} \wedge z_{23} \wedge z_{24} \wedge z_{25} \wedge z_{26} \wedge z_{27}),$$

$$(z_1 \wedge z_2 \wedge z_3 \wedge z_4 \wedge z_5 \wedge z_7 \wedge z_8 \wedge z_9 \wedge z_{10} \wedge z_{11} \wedge z_{12} \wedge z_{13} \wedge z_{14} \wedge z_{15} \wedge z_{17} \wedge z_{19} \wedge z_{21} \wedge z_{22} \wedge z_{23} \wedge z_{24} \wedge z_{25} \wedge z_{26} \wedge z_{27})$$

Остальные четырнадцать минимальных совокупностей отличаются только тем, какие ventили АИН подвергаются диагностике - анодные (Z_{16} , Z_{18} , Z_{20}) или катодные (Z_{15} , Z_{14} , Z_{19}).

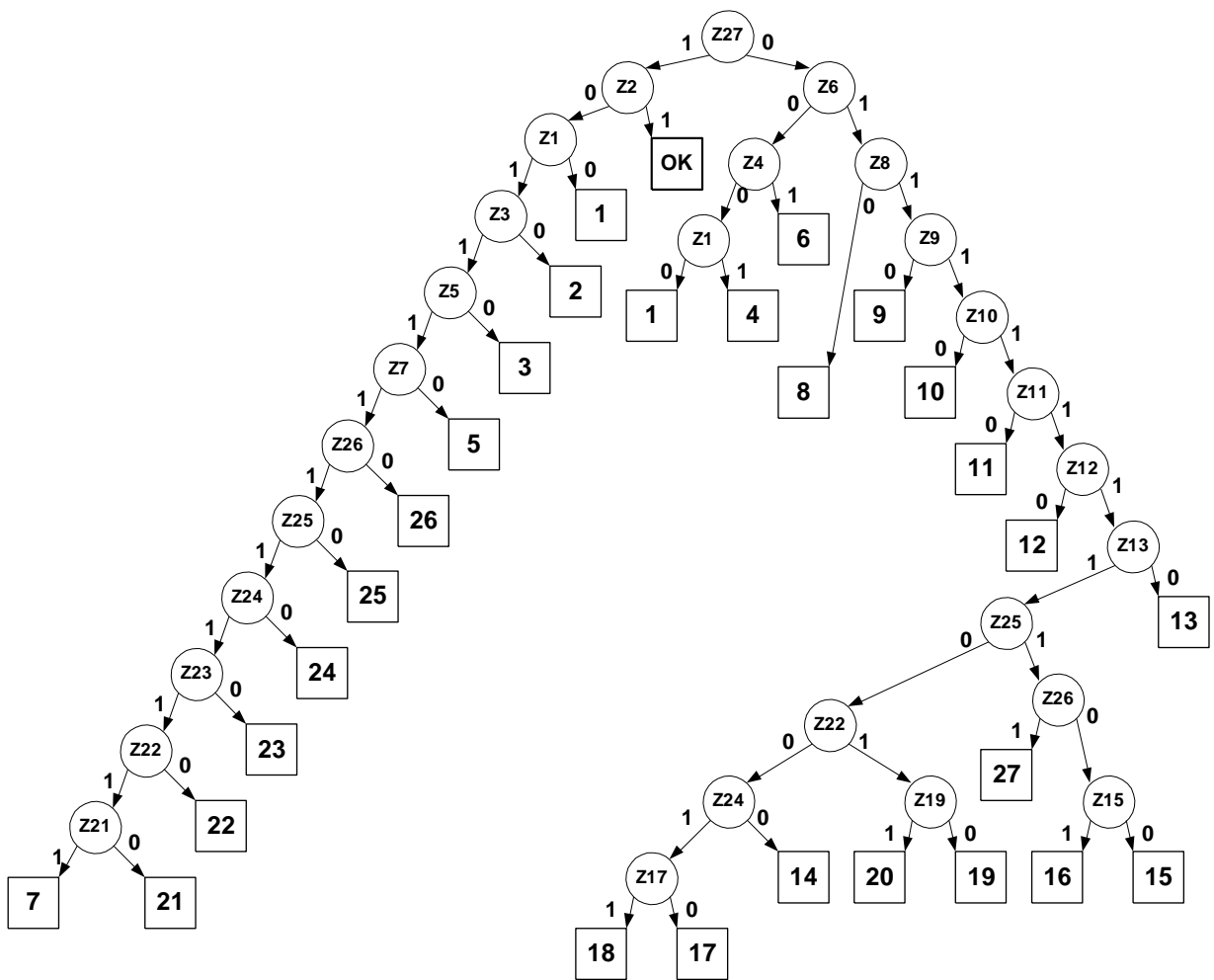


Рис. 4.26. Алгоритм диагностирования ЭГПА для случая λ_1

В связи с тем, что если выбрать для диагностики катодные ventили, то у трех соответствующих датчиков появится общая точка, такой выбор является предпочтительным. В этом случае проверки Z_{14} , Z_{16} , Z_{18} и Z_{20} (либо Z_6 , Z_{15} , Z_{17} и Z_{19}) являются необязательными, поскольку состояние элементов 14,

16, 18 и 20 (рис. 4.25а) может быть определено сравнением результатов проверок, входящих в минимальные совокупности (4.12).

На рис. 4.26 в форме ориентированных графов представлены алгоритмы диагностирования ЭГПА. Внутренние вершины графа представляют собой элементарные проверки (выходные Z_j) состояния j -х элементов функциональной модели, конечные вершины графа отражают те j -е элементы, неисправность которых выявлена, а дуги графа соответствуют результату проверки состояния j -го элемента, из вершины которого исходят дуги. Для наглядности конечные вершины графа изображены квадратами с номерами элементов, неисправности которых выявлены, а над дугами указывается исправное (1) или неисправное (0) состояние j -го элемента.

Определение минимальной совокупности проверок ЭГПА позволяет упростить последующую техническую реализацию системы оперативного мониторинга, поскольку сокращает число элементов, требующих проверки их состояния, без уменьшения требуемой глубины диагностирования.

Однако при большом числе элементов объекта, когда ТФН становится громоздкой, ручной просмотр всех элементарных проверок существенно затруднен. В этом случае целесообразно обратиться к машинным методам обработки ТФН и таблиц покрытий [33,121].

4.4. Синтез алгоритмов прогнозирования состояния ЭГПА

4.4.1. Методология систем прогнозирования ТС ЭГПА

Как было показано выше, более эффективной процедурой мониторинга ЭГПА является не диагностирование СТД, а прогнозирование его технического состояния (ТС) с оценкой остаточного ресурса агрегата, позволяющие предотвратить внезапные нештатные режимы и перейти от плановых процедур ТОиР к обслуживанию по фактическому состоянию оборудования [135].

Управление прогнозом ТС агрегатов ЭГПА целесообразно построить на принципах, изложенных в [33,60,88,113]. Информация о параметрах состояния в режиме «on-line» предоставляется интеллектуальными датчика-

ми для ВСМП ЭГПА. При принятии системой решения о прогнозируемом отказе, ВСМП вырабатывает управляющий сигнал для защиты от аварийных режимов, включая запрет работы САУ без прерывания, а также алгоритм ухода от катастрофических и лавиноопасных последствий отказа с уменьшением длительности ожидаемых процедур ТОиР с минимальными технико-экономическими ущербами.

В настоящее время в практике прогнозирования ТС используется несколько оригинальных методов построения ВСМП ответственными агрегатами, классификация которых представлена на рис. 4.27. Все они базируются на нахождении моделей динамики развития дефектов и повреждений, статистической обработке данных и определении вероятностей оценки совокупностей параметров [33,104,108].



Рис. 4.27. Классификация методов прогнозирования ТС ЭГПА.

Вначале за фиксированный промежуток времени ВСМП ЭГПА находит вероятность $P(z=1/\mathbf{x})$ прогноза аварийного режима (\mathbf{z} – переменная ТС конкретного узла СД, \mathbf{x} – информация интеллектуальных датчиков). Поскольку условия данного заранее не определены, необходимо пользоваться оценками вида $\hat{P}(z=1/\mathbf{x})$, определяемые по итогам структурно-

параметрического синтеза (обучения) предиктора с использованием эмпирической информации по выборкам \mathbf{D} нейро-нечеткого алгоритма.

Принятие решения системой ВСМП о выдаче предупреждения о предполагаемой аварии определяется путем сопоставления с критическими значениями заранее найденной вероятности данного события за фиксированное время прогноза. Алгоритмы нахождения пороговых величин составляют отдельное направление поиска критериев, обеспечивающих адекватность прогнозов [33,88], например, с использованием экспертных систем.

Эффект прогнозирования неисправностей СД ЭГПА связан, прежде всего, с оперативностью принятия решений сокращению издержек, из-за простоя агрегатов, и его целесообразно идентифицировать коэффициентом технического использования в соответствии с формулой $K = T_F / (T_F + T_R)$.

Аналогичное выражение $K' = T'_F / (T'_F + T'_R)$ можно также применять в целом АСУ ЭГПА (T_F и T'_F – периоды наработки до отказа, T_R и T'_R – периоды ТОиР традиционный и с системой прогноза). В этом случае эффективность использования предлагаемой ВСМП определим параметром

$$\nu = \frac{1 - K'}{1 - K} = \frac{(T_R + T_F) T'_R}{(T'_R + T'_F) T_R}. \quad (4.13)$$

Таким образом, он будет оценивать интенсивность вариаций среднего периода простоя агрегата при $\nu < 1$ при снижении традиционно положительного значения ν .

Эффект внедрения ВСМП ЭГПА с прогнозом технического состояния будем однозначно определять вероятностью P_P возникновения нештатной ситуации, если обеспечивается адекватное предсказание, и вероятностью P_E введения нарушения в работу, если происходит ложное срабатывание системы в целом [33,88,113]. Тогда значение α будет соответствовать ошибке 1-го рода или вероятности ложного срабатывания, а β – ошибке 2-го рода, связанной с пропущенным сигналом при действительном наступлении отказа в системе.

Однако, даже если ВСМП не предотвратила нештатную ситуацию в агрегате, то период ТОиР значительно сокращается, составляя значение T_{RP} . Вариации его параметров можно охарактеризовать коэффициентом

$$k_P = T_{RP} / T_R. \quad (4.14)$$

Период ТОиР, связанный с ложным срабатыванием обозначим T_{RE} и, аналогично (4.14), будем иметь соответствующий коэффициент

$$k_E = T_{RE} / T_R. \quad (4.15)$$

Очевидные преобразования позволяют получить универсальную формулу для количественного анализа эффективности процедуры прогноза ТС:

$$v = K_P + \alpha K_E (1 - P_F) / P_F + \beta (1 - K_P). \quad (4.16)$$

В выражении (4.16) обозначена P_F как начальная вероятность возникновения отказов в ЭГПА за фиксированное время. При этом, учтем, что $K_P = k_P P_P$ и $K_E = k_E P_E$.

Таким образом, в соответствии с (4.16) эффект прогнозирования ТС агрегатов увеличивается при снижении значений K_P и K_E , т.к. v уменьшается. Если в пределе достигаются значения $P_P = 0$ и $P_E = 0$, то получаем идеальную для прогнозирования систему с $K_P = 0$ и $K_E = 0$. Это означает, что все прогнозируемые нарушения в системе блокируются, а ошибки 2-го рода не влияют на увеличение общей длительности ТОиР, причем, значения соответствующих параметров равно: $v = \beta$.

Эффективность ВСМП ЭГПА растет при соответствующем снижении параметров α и β , достигая предельных значений $v \approx K_P$ при наивысшем уровне точности прогноза ТОиР $\alpha \approx 0$, $\beta \approx 0$. На практике же, как правило, снижение одного из значений α или β приводит к росту иного. Это обусловлено характером рабочей зависимости предиктора. В этом случае целесообразно синтезировать управляющие правила для оценки наступления нештатной ситуации в соответствии с оптимизацией зависимости (4.16) в целом.

Физически формулу (4.16) можно интерпретировать как средневзвешенный синтез вероятностей отказов 1-го и 2-го рода. Поэтому эффектив-

ность процедуры прогноза можно представить функционалом среднего риска. Таким образом, аналогично логике вывода управляющего правила в соответствии с наименьшим средним риском получаем исходное правило СПР о возникающем нарушении в системе

$$\hat{z} = H(\Lambda(\mathbf{x}) - h), \quad (4.17)$$

где $H(a)$ – функция Хевисайда со значением $H(a) = 1$ при $a \geq 0$ и $H(a) = 0$ при $a < 0$; $\Lambda(\mathbf{x}) = f_1(\mathbf{x})/f_0(\mathbf{x})$ – отношение правдоподобия, где $f_0(\mathbf{x})$ и $f_1(\mathbf{x})$ – плотности вероятности признаков соответственно для рабочего и аварийного режима; h – порог, значение которого находится по формуле

$$h = \frac{(1 - P_F)K_E}{P_F(1 - K_P)} \quad (4.18)$$

Тогда управляющее правило (4.17) можно выразить через апостериорные вероятности отказов

$$\hat{z} = H(P(z = 1/\mathbf{x}) - h_p), \quad (4.19)$$

где h_p – порог, значение которого находится в виде

$$h_p = \frac{K_E}{1 - K_P + K_E} \quad (4.20)$$

Анализ выражений (4.19)-(4.20) показывает, что эффективность процедур прогноза технического состояния снижается, при соответствующем снижении P_F нарушений в фиксированном диапазоне времени наблюдений. Это приводит к необходимости ужесточения адекватности выполнения процедур прогноза ТС. Однако применение наиболее эффективного управляющего правила (4.19) с учетом (4.20) не приводит к уменьшению эффекта в сравнении с системой без ВСМП агрегатов, так как аналитически получаем $v_L \leq 1$.

Применение вероятностной функции для сложной ВСМП связан с тем, что каждый шаг алгоритма обработки данных интеллектуальных датчиков определен конкретными параметрами y_i . В этой связи необходимо в каждом случае производить оценку себестоимости c_i всех процедур, связанных с организацией тестирования.

Значение параметра v_L в искомым выражениях (4.19) - (4.20) определяется сложной совокупностью измеряемых параметров непосредственно или косвенно по информации интеллектуальных датчиков. Поэтому каждый i -ый шаг тестирования влияет на управляющее решение о состоянии агрегатов и должен учитывать данные y_i функции распределения вероятностей $P(z|\mathbf{x}, y_i)$.

Очевидно, что в момент принятия управляющего решения о необходимости тестирования агрегата, определяющий итог его не определен. В этой связи эффективность конкретного тестирования можно оценить исходя из множества вариантов в выражении

$$\bar{v}_L(y_i, \mathbf{x}) = \sum_{y_i \in Y_i} P(y_i | \mathbf{x}) v_L(y_i, \mathbf{x}). \quad (4.21)$$

Тестирование агрегата, безусловно, всегда дает возможность иметь дополнительные данные о текущем состоянии агрегата и поэтому обеспечивает минимизацию значений $\bar{v}_L(y_i, \mathbf{x})$ к исходным $v_L(\mathbf{x})$, получаемым по данным интеллектуальных датчиков. Сравнив соотношения снижения затрат на ТОиР и себестоимость тестирования агрегата на базе ВСМП получаем ценность предлагаемой процедуры прогнозирования.

Алгоритм СПР для ТОиР условно показан на рис. 4.28, где имеется три вершины в соответствии с расширением байесовской сети [88,113].

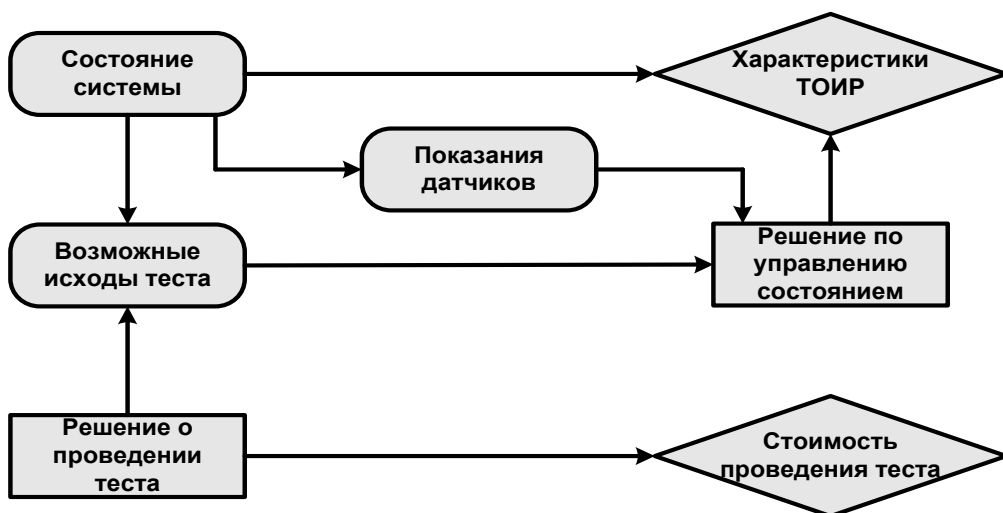


Рис. 4.28. Сеть принятия решений диагностической экспертной системы.

Формально на рис. 4.28 приведена байесовская сеть для элементарной процедуры тестирования. Овальными блоками в данной блок-схеме представлены вершины процедуры жребия для анализа стохастических данных. Ромбовидными блоками показаны вершины СПР с параметрами матриц потерь, основанных на критерии минимума среднего риска (4.19). Перспективы процедур прогнозирования отказов и параметры выражения (4.16) определяются структурой ТОиР и значениями факторов K_P и K_E .

В качестве примера возможной реализации представленного подхода на объектах газотранспортных систем рассмотрим ВСМП высоковольтного приводного электродвигателя ЭГПА, информация о состоянии которой регистрируется интеллектуальными датчиками [33,108].

В случае, когда ВСМП выносит решение, что система в целом исправна, то действия по управлению техническим состоянием ЭГПА не предпринимаются и функционирование системы продолжается в штатном режиме. В предаварийном ТС для предотвращения перехода ЭГПА в неработоспособное состояние выполняется автоматическая разгрузка газоперекачивающего агрегата, отключение СД от сети с последующим восстановлением исправного состояния. При наличии существенной неопределенности относительно ТС может быть вынесено решение о проведении дополнительного тестирования, результаты которого позволяют существенно повысить достоверность определения его технического состояния.

4.4.2. Модели процессов функционирования ЭГПА

Применение традиционных систем на основе булевой алгебры для прогноза ТС ЭГПА не является оправданным в силу громоздкости программ, реализующих алгоритм прогнозирования, и значительного времени обработки результатов измерительной информации. Для работы в режиме реального времени целесообразно использовать алгоритмы нечеткой логики, которая в отличие от булевой двухуровневой логики является многоуровневой с языковым синтаксисом, использующим лингвистические переменные и уровни – «нулевой», «положительный большой», «отрицательный малый», «положительный

средний» и т.д. Первичными источниками информации для такой системы могут служить интеллектуальные датчики (рис. 4.29) на базе серийных термопреобразователей (рис. 4.30), а её обработка производится на нечётких контроллерах [108].

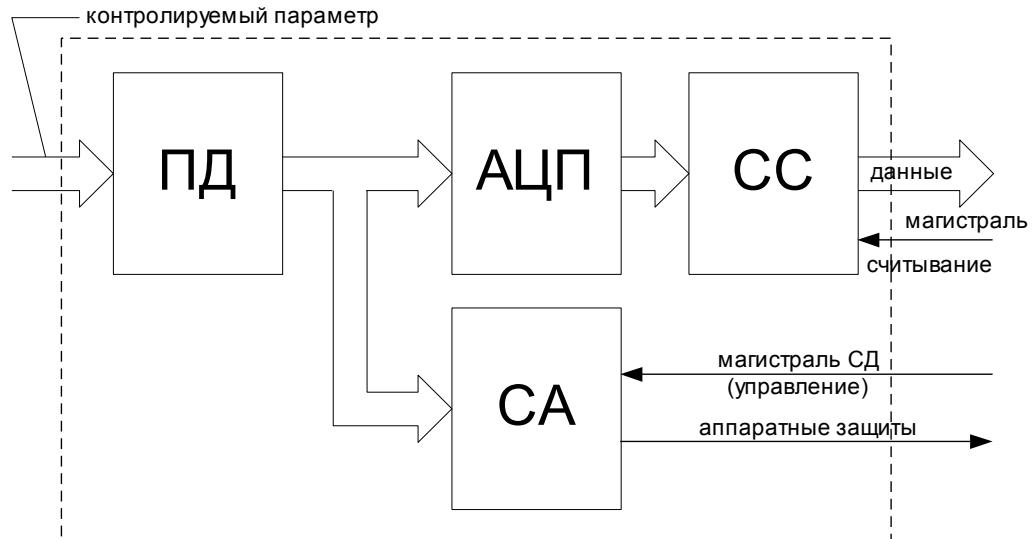


Рис. 4.29. Схема интеллектуального датчика: ПД – первичный датчик, СА – схема анализа, СС – схема сопряжения с системой управления ЭГПА.

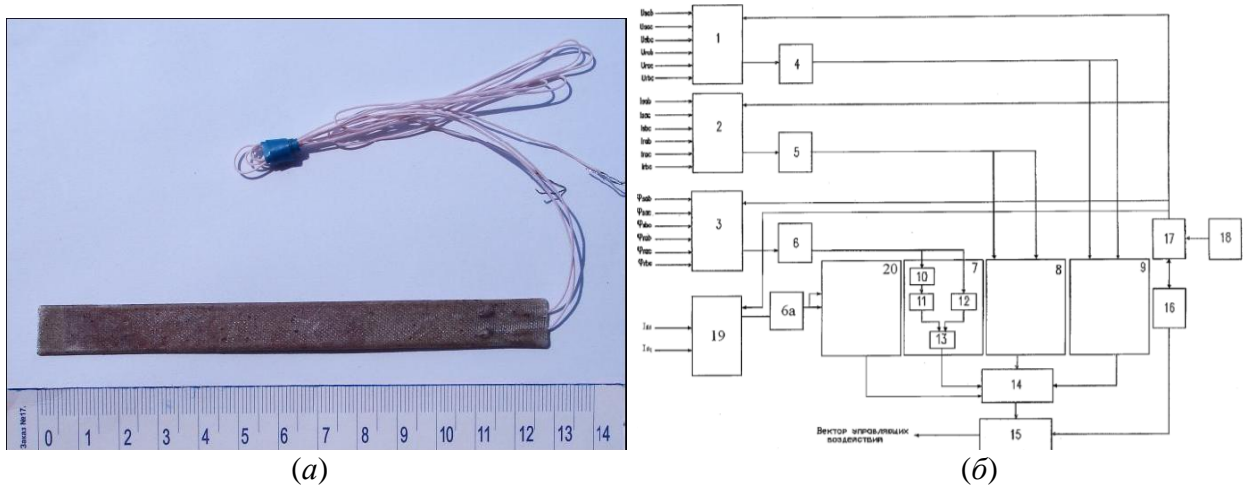


Рис. 4.30. Общий вид датчика температуры и частичных разрядов (а) и функциональная схема интеллектуального датчика прогнозирования (б).

На схеме датчика обозначено: 1,2,3,19 – входные мультиплексоры; 4,5,6,6а – блоки выделения модуля сигнала; 7,8,9,20 - блоки прогнозирования значения сигнала; 16 - счетчик; 17 - дешифратор; 18 – генератор тактовых импульсов; 10 - блок ассоциативной оценки терм-значений сигналов; 11 - модуль памяти; 12 - дифференциатор; 13 - блок оценки скорости изменения сигналов; 14 - блок оценки модуля сигнала; 15 - блок оценки терм-значений.

Для составления алгоритма мониторинга используется предварительная фаззификация текущих переменных и их скоростей изменения и по лингвистическим величинам текущего значения параметра и скорости его изменения определяется прогнозируемое значение каждого фактора (рис. 4.31).

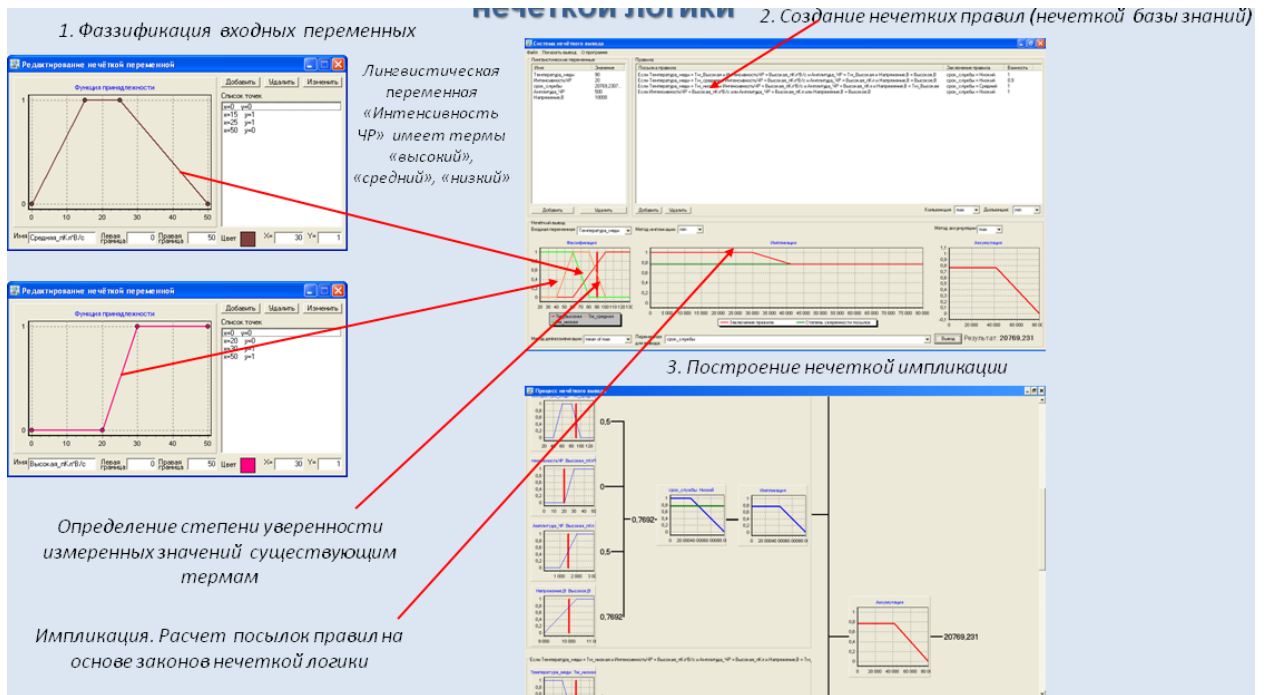


Рис. 4.31. Процедура получения нечеткой импликации.

Рассмотрим математические модели эксплуатационных факторов старения изоляции приводных электродвигателей ЭГПА.

Нагрев статорной обмотки электродвигателя. Для прогнозирования температурных режимов статорной изоляции обмоток СД целесообразно использовать одну из тепловых моделей нагрева двигателей переменного тока. В инженерной практике тепловых расчётов широкое распространение получило упрощенное представление СД как гомогенного тела с одним источником тепла. В соответствии с одноступенчатой теорией нагрева тепловой баланс СД с учётом ряда упрощающих допущений выражается уравнением:

$$C \frac{dv}{dt} + \Lambda \cdot v = \Delta P, \quad (4.22)$$

где C – теплоёмкость двигателя, Λ – теплоотдача статора СД, v – превышение температуры двигателя над окружающей средой, ΔP – потери мощности.

Решение уравнения (4.22) для общего случая машины имеет вид:

$$v = \frac{\Delta P}{\Lambda} + k \cdot e^{-\frac{t}{T}}, \quad (4.23)$$

где k – постоянная интегрирования, определяемая из начальных условий;
 $T = C / \Lambda$ – постоянная времени нагрева, неизменяемая в процессе нагрева.

Однако модель (4.23) для мощных машин, отличающихся большими габаритами и инерционностями, не отвечает требованиям адекватности для оперативного прогнозирования состояния изоляции статорной обмотки.

Поэтому более точной для прогнозного анализа температуры обмоток СД ЭГПА является трёхступенчатая теория нагрева. В основу нее положена физическая картина процесса нагрева СД, состоящего из трёх взаимосвязанных в тепловом отношении тел (рис. 4.32): обмотки статора («медь» пазовой и лобовой частей), самого статора («сталь» сердечника и корпуса) и ротора (обмотка возбуждения, сталь сердечника, вала, подшипников).

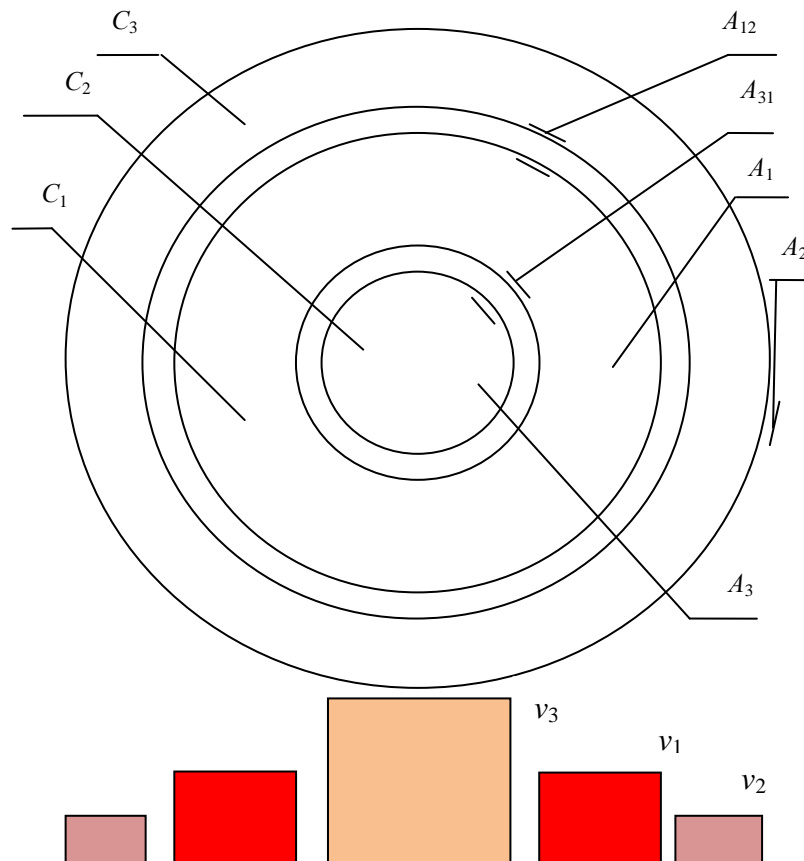


Рис. 4.32. Трёхступенчатая тепловая модель нагрева СД: v_1, v_2, v_3 – превышения температур обмотки статора, корпуса статора и ротора над температурой окружающей среды; C_1, C_2, C_3 теплоёмкости обмотки статора, корпуса и ротора; A_1, A_2, A_3 – коэффициенты теплоотдачи соответствующих частей СД окружающей среде; A_{31}, A_{21} – коэффициенты теплоотдачи между телами.

При этом сделаны общепринятые допущения: каждая часть представляет собой однородное тело, греющие потери являются функциями превышения температуры, теплоемкости не зависят от температуры, теплоотдача во внешнюю среду пропорциональна разности температур, потери в стали постоянны. Тепловой баланс СД как системы трёх совместно нагреваемых тел в установившемся тепловом режиме при неизменном токе нагрузки описывается системой линейных дифференциальных уравнений:

$$\left. \begin{aligned} C_1 \frac{dv_1}{dt} + \Lambda_1 \cdot v_1 + \Lambda_{12}(v_1 - v_2) + \Lambda_{13}(v_1 - v_3) &= \Delta P_{M1}, \\ C_2 \frac{dv_2}{dt} + \Lambda_2 \cdot v_2 + \Lambda_{21}(v_2 - v_1) + \Lambda_{23}(v_2 - v_3) &= \Delta P_{C1}, \\ C_3 \frac{dv_3}{dt} + \Lambda_3 \cdot v_3 + \Lambda_{31}(v_3 - v_1) + \Lambda_{32}(v_3 - v_2) &= \Delta P_2, \end{aligned} \right\} \quad (4.24)$$

где $\Lambda_{12}, \Lambda_{21}$ – взаимная тепловая проводимость между медью и сталью через пазовую изоляцию; $\Lambda_{13}, \Lambda_{31}$ – то же, между обмоткой статора и ротором через пазовую изоляцию и воздушный зазор; $\Lambda_{23}, \Lambda_{32}$ – то же, между сталью статора и ротором через воздушный зазор; $\Delta P_{M1}, \Delta P_{C1}, \Delta P_2$ – потери мощности соответственно в меди статора, стали статора и суммарные потери в роторе. В установившемся режиме при продолжительной нагрузке по току

$$\frac{dv_1}{dt} = \frac{dv_2}{dt} = \frac{dv_3}{dt} = 0, \quad (4.25)$$

следовательно, система (4.24) после очевидных преобразований может быть представлена в более удобном виде:

$$\left\| \begin{array}{ccc} a_1 & -\Lambda_{12} & -\Lambda_{13} \\ -\Lambda_{21} & a_2 & -\Lambda_{23} \\ \Lambda_{31} & -\Lambda_{32} & a_3 \end{array} \right\| \times \left\| \begin{array}{c} v_1 \\ v_2 \\ v_3 \end{array} \right\| = \left\| \begin{array}{c} \Delta P_{M1} \\ \Delta P_{C1} \\ \Delta P_2 \end{array} \right\|, \quad (4.26)$$

$$\left. \begin{aligned} \text{где } a_1 &= \Lambda_1 + \Lambda_{12} + \Lambda_{13} - \alpha \Delta P_{M10}, \\ a_2 &= \Lambda_2 + \Lambda_{21} + \Lambda_{23}, \\ a_3 &= \Lambda_3 + \Lambda_{31} + \Lambda_{32}, \\ \Lambda'_{31} &= \alpha S I_{1 \text{ ном}}^2 R_1 - \Lambda_{31}, \\ \Delta P_{M10} &= I_{1 \text{ ном}}^2 R_1, \\ \Delta P_2 &= P_{\text{ном}} \frac{n_s^3 \cdot s}{n_{\text{ном}}^3 (1-s)}, \end{aligned} \right\} \quad (4.27)$$

где ΔP_{M10} – потери мощности в обмотке статора в начальный момент, α – температурный коэффициент, R_1 – активное сопротивление обмотки статора.

Решая систему (4.26) с учётом выражений (4.27) находим средние значения установившихся превышений температур:

$$v_1 = \frac{\Delta P_{M10}(a_2 a_3 - \Lambda_{23} \Lambda_{32}) + \Delta P_{C1}(a_3 \Lambda_{12} + \Lambda_{32} \Lambda_{32}) + \Delta P_2(a_2 \Lambda_{31} + \Lambda_{12} \Lambda_{23})}{N}, \quad (4.28)$$

$$v_2 = \frac{\Delta P_{M10}(a_3 \Lambda_{21} - \Lambda_{31} \Lambda_{23}) + \Delta P_{C1}(a_1 a_3 + \Lambda_{13} \Lambda_{31}) + \Delta P_2(a_1 \Lambda_{23} + \Lambda_{21} \Lambda_{13})}{N}, \quad (4.29)$$

$$v_3 = \frac{\Delta P_{M10}(\Lambda_{21} \Lambda_{32} - a_2 \Lambda_{31}) + \Delta P_{C1}(a_1 \Lambda_{32} - \Lambda_{12} \Lambda_{31}) + \Delta P_2(a_1 a_2 - \Lambda_{12} \Lambda_{21})}{N}, \quad (4.30)$$

$$N = (a_2 a_3 - \Lambda_{23} \Lambda_{32}) - \Lambda_{21}(a_3 \Lambda_{12} + \Lambda_{13} \Lambda_{32}) - \Lambda_{31}(a_2 \Lambda_{13} + \Lambda_{12} \Lambda_{23}). \quad (4.31)$$

Экспериментальными исследованиями установлено, что величина условной расчётной теплоотдачи СД зависит от его нагрузки (статического момента на валу) в соответствии с эмпирической формулой, справедливой при изменении нагрузки от тока холостого хода до двукратного номинального:

$$\frac{\Lambda}{\Lambda_{НОМ}} = \sqrt{\frac{I_{НОМ}}{I_s}}, \quad (4.32)$$

где $\Lambda/\Lambda_{НОМ}$ – относительная расчетная теплоотдача, I_s и $I_{НОМ}$ – текущее и номинальное значения статорного тока СД. Тогда средние установившиеся превышения температуры рассматриваемых частей СД можно вычислить в соответствии с (4.27) и (4.32) по формулам:

$$a_1 = \Lambda_1 \sqrt{\frac{I_{НОМ}}{I_s}} + \Lambda_{12} + \Lambda_{13} - \alpha I_s^2 R_1, \quad (4.33)$$

$$a_2 = \Lambda_2 \sqrt{\frac{I_{НОМ}}{I_s}} + \Lambda_{21} + \Lambda_{23}, \quad (4.34)$$

$$a_3 = \Lambda_3 \sqrt{\frac{I_{НОМ}}{I_s}} + \Lambda_{31} + \Lambda_{32}, \quad (4.35)$$

$$\Lambda_{31}' = \alpha S I_s^2 R_1 - \Lambda_{31}, \quad (4.36)$$

$$\Delta P_{M10} = I_s^2 R_{20^\circ C} (1 + \alpha \Delta T^\circ), \quad (4.37)$$

где $R_{20^\circ C}$ – сопротивление обмотки статора при температуре 20 °С, ΔT° – разность температур в исследуемом режиме и 20 °С.

Исследования показали, что для СТД-12500-2:

- превышение температуры стали статора v_2 точно “отслеживает” превышение температуры обмотки статора v_1 , а превышение температуры ротора v_3 значительно отличается от них. Очевидно, что $\Lambda_{12} \gg \Lambda_{23} > \Lambda_{13}$;
- максимумы превышения температур, как и максимумы относительных потерь проявляются при $\omega = 0,67\omega_0$;
- существует диапазон скоростей, в пределах которого обеспечивается превышение температур частей машины менее их номинальных значений;
- номинальные превышения температур обмоток статора СД, полученные при расчете по моделям (4.28)–(4.37), в основном, близки к стандартной рабочей температуре, установленной ГОСТ и заводом-производителем для обмоток с изоляцией соответствующего класса нагревостойкости [32].

В соответствии с рассмотренной теорией нагрева может быть определен срок службы статорной изоляции:

$$T = Ae^{-\alpha v}, \quad (4.38)$$

где A , α – экспериментально установленные коэффициенты для изоляции машин, v – температура изоляции, °С. Так, например, для СД с изоляцией класса В имеем $T = 3,31 \cdot 10^4 e^{-0,0662 v}$.

Механические нагрузки, действующие на изоляцию статорных обмоток. При формализации механических нагрузок, выдерживаемых изоляцией, следует, прежде всего, проанализировать их составляющую технологического характера, которая образуется в процессе изготовления и укладки обмоток. Эмпирические выражения для анализа усилий в стержнях изоляции были подробно описаны ранее (см. п.4.2.4 и выражения (4.2)-(4.3)) [69-70].

Формализация воздействия на изоляцию статора напряжений при режимных возмущениях питающей сети. Расчет электромагнитных переходных процессов при пуске электродвигателя СТД-12500, присоединенного к секции кабелем ААШв-3(3х240) длиной 100 м, проводился в сети 10кВ. Кабель с токоограничивающим реактором замещались П-образной схемой с учётом активно-индуктивного сопротивления. Электродвигатель и источник питания представлялись сосредоточенными активно-индуктивными двухпо-

люсниками, а остальные присоединения – сосредоточенной ёмкостью на шинах. Включение первой фазы вызывает на ней скачок напряжения (или «срез») $\Delta U_1 = 1,5$ о.е. ($U_{\text{баз}} = 4,9$ кВ) и свободные колебания на двух других фазах. Замыкание контактов во второй фазе в максимум свободных колебаний вызывает срез напряжения на второй включаемой фазе с $+1,5$ о.е. до $-2,6$ о.е. (напряжение среза достигает $\Delta U_2 = 4,1$ о.е.). При высокой крутизне среза напряжения на СД оно неравномерно распределяется вдоль витков обмотки статора, и его большая часть прикладывается к первым виткам, создавая опасность их пробоя. Крутизна среза напряжения определяется длиной кабеля и входной ёмкостью СД, которая приводит к затягиванию фронта волны.

Включение второй фазы в максимум свободных колебаний вызывает перенапряжение кратностью 2,6 о.е. на корпусной изоляции. Включение третьей фазы после затухания свободных колебаний в ней из-за коммутаций первых двух вызывает перенапряжение кратностью 2,2 о.е. и срез напряжения $\Delta U_3 = 2,7$ о.е., что согласуется с теоретическим анализом.

Приведённые расчётные случаи возникновения перенапряжений в обмотках статора СД соответствуют условиям, существующим в сетях 10 кВ Сеченовского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и хорошо согласуются с имеющейся экспериментальной базой данных. При этом полученный анализ подтвердил вероятность выхода из строя сразу двух электродвигателей 10 кВ с повреждением разноименных фаз.

Моделирование частичных разрядов в изоляции статора. В соответствии с международным стандартом IEEE 1434-2000 и отраслевыми стандартами должны быть определены следующие основные параметры ЧР:

- максимальная амплитуда положительных и отрицательных импульсов ЧР на уровне частоты повторения $10 \text{ имп./с} \pm Q_m$;
- общая ЧР-активность $\pm NQN$ (Normalized Quantity Number);
- положение импульсов ЧР φ относительно фазы промышленного напряжения 50 Гц.

В соответствии с ГОСТ 20074-83 ЧР количественно характеризуются кажущимися зарядами q единичных ЧР и частотой их следования n разрядов. Предусматривается измерение частоты следования импульсов напряжения ЧР n_i с амплитудами в интервале значений $U_{mi} \pm \Delta U$. В результате измерений формируется ряд чисел U_{mi} и n_i , характеризующий распределение числа импульсов от ЧР в единицу времени от значения амплитуды.

Средняя мощность ЧР по ГОСТ 20074-83 определяется выражением:

$$P = \frac{U \sum_{i=1}^m n_i q_i}{\sqrt{3} \cdot 0,02}, \quad (4.39)$$

где U – значение испытательного напряжения, при котором зарегистрировано появление ЧР; m – число интервалов разбиения диапазона регистрируемых амплитуд импульсов напряжения ЧР; n_i – частота следования импульсов напряжения ЧР с амплитудами в интервале $u_{mi} \pm \Delta u_{mi}$ за период частоты (0,02 с).

На основании экспериментальных данных определяются распределение $n(q)$, интенсивности ЧР, а также изменения $n(q)$ или P . Обработка результатов измерений ЧР выполняется вручную экспертом или ПО. При этом практической задачей анализа параметров ЧР является определение места его возникновения и механизма, разрушающего изоляцию: ЧР на поверхности секций катушек или стержней (разрушение полупроводящего покрытия в результате вибрации и ослабления крепления стержней в пазах); в глубине изоляции (полости и расслоения в результате постоянного превышения температуры или длительной работе СД вне области допустимых режимов работы); между изоляцией и проводником (при циклических нагрузках).

Дальнейший анализ ЧР требует обработки огромного массива данных с прогнозом очагов разрушения изоляции СД. Достоверный прогноз ТС на основе ЧР можно достичь, используя алгоритмы нечёткой логики и кластерного анализа ТС ЭГПА. При этом рассматриваемый процесс представляется в виде множества кластеров (групп элементов с подобными признаками), параметры которых обладают количественными, качественными и смешенными свойствами, сгруппированными в матрице наблюдений X [3,59,116]:

$$X = \begin{bmatrix} x_{11} & x_{12} & \dots & x_{1n} \\ x_{21} & x_{22} & \dots & x_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{M1} & x_{M2} & \dots & x_{Mn} \end{bmatrix}, \quad (4.40)$$

каждая строка является значениями n признаков M объектов кластеризации.

Анализ полярности Q_m и NQN позволяет определить место возникновения ЧР и механизм разрушения изоляции, а положение импульсов ЧР относительно фазы напряжения – идентифицировать проблемы, возникающие в пазах, лобовой части или между фазами. Ценность такой оценки заключается в том, что в переходных режимах работы ЭГПА на обмотки СД воздействуют электродинамические усилия, приводящие при плохом состоянии изоляции к повышенному смещению регистрируемых сигналов по фазе и полярности в лобовых частях, где усилия наибольшие. Предлагаемый алгоритм анализа ЧР с использованием метода субтрактивной кластеризации следующий:

1. В качестве исходных параметров принимаем зарегистрированные значения максимальной амплитуды положительных и отрицательных импульсов ЧР на уровне частоты повторения $10 \text{ имп./с} \pm Q_m$ и их угловое положение φ относительно фазы напряжения 50 Гц. Параметр общей ЧР-активности $\pm NQN$ с использованием метода субтрактивной кластеризации будет определяться как потенциал выделенных кластеров в соответствии с выражениями:

$$P(Z_h) = \sum_{k=1, M} \exp(-\alpha D(Z_h, X_k)), h = [1, S], \quad (4.41)$$

где $Z_h = (z_{1,h}, z_{2,h}, \dots, z_{n,h})$ – потенциальный центр h -го кластера; $h = [1, S]$; α – положительная константа; $D(Z_h, X_k)$ – расстояние между потенциальным центром кластера Z_h и объектом кластеризации X_k , которое в евклидовом пространстве определяется выражением:

$$D(Z_h, X_k) = \sqrt{\|Z_h - X_k\|^2}, \quad (4.42)$$

где стандартная евклидова норма $\|Z_h - X_k\|^2 = (Z_h - X_k)B(Z_h - X_k)^T$; B – единичная матрица, T – операция транспонирования матрицы.

Тогда перерасчёт потенциала происходит по формуле:

$$P_2(Z_h) = P_1(Z_h) - P_1(V_1) \exp(-\beta D(Z_h V_1)), \quad (4.43)$$

где $P_1(\cdot)$ – потенциал на 1-ой итерации, $P_2(\cdot)$ – на 2-ой, $V_1 = \arg_Z \max(P_1(Z_1), P_1(Z_2), \dots, P_1(Z_s))$ – центр первого найденного кластера; $\beta \geq 0$ – константа.

Для каждой фазы СД в установившемся режиме работы формируются матрицы наблюдений X_A, X_B, X_C размерностью $[n \times 2]$ в соответствии с (4.40):

$$X_A = \begin{bmatrix} Q_{m(A1)} & \varphi_{(A1)} \\ Q_{m(A2)} & \varphi_{(A2)} \\ \dots & \dots \\ Q_{m(An)} & \varphi_{(An)} \end{bmatrix}, X_B = \begin{bmatrix} Q_{m(B1)} & \varphi_{(B1)} \\ Q_{m(B2)} & \varphi_{(B2)} \\ \dots & \dots \\ Q_{m(Bn)} & \varphi_{(Bn)} \end{bmatrix}, X_C = \begin{bmatrix} Q_{m(C1)} & \varphi_{(C1)} \\ Q_{m(C2)} & \varphi_{(C2)} \\ \dots & \dots \\ Q_{m(Cn)} & \varphi_{(Cn)} \end{bmatrix}, \quad (4.44)$$

где n – число регистрируемых импульсов ЧР на частоте повтора 10 имп./с.

2. В соответствии с (4.41) для всех фаз рассчитывается потенциал n центров кластеров с потенциальным центром h -го кластера $Z_h = (Q_{m,h}, \varphi_h)$, $h = [1, n]$.

3. В соответствии с (4.43) итерационно выполняется перерасчёт потенциалов кластеров, пока расчётное значение потенциала выше некоторого заданного порогового значения P_{lim} . Для каждой фазы машины формируются матрицы F_A, F_B, F_C обнаруженных кластеров ЧР статического режима СД:

$$F_A = \begin{bmatrix} Q_{m(A1)} & \varphi_{(A1)} \\ Q_{m(A2)} & \varphi_{(A2)} \\ \dots & \dots \\ Q_{m(AL1)} & \varphi_{(AL1)} \end{bmatrix}, F_B = \begin{bmatrix} Q_{m(B1)} & \varphi_{(B1)} \\ Q_{m(B2)} & \varphi_{(B2)} \\ \dots & \dots \\ Q_{m(BL2)} & \varphi_{(BL2)} \end{bmatrix}, F_C = \begin{bmatrix} Q_{m(C1)} & \varphi_{(C1)} \\ Q_{m(C2)} & \varphi_{(C2)} \\ \dots & \dots \\ Q_{m(CL3)} & \varphi_{(CL3)} \end{bmatrix}, \quad (4.45)$$

где $L1, L2, L3$ – число обнаруженных кластеров ЧР в фазах A, B, C в статике.

Отдельно формируются векторы соответствующих потенциалов:

$$S_A = [P_{A1} P_{A2} \dots P_{AL1}]; S_B = [P_{B1} P_{B2} \dots P_{BL2}]; S_C = [P_{C1} P_{C2} \dots P_{CL3}] \quad (4.46)$$

4. В переходном режиме работы ЭГПА, связанном с возникновением дополнительных электродинамических усилий на обмотки СД, изменении его вибрационного состояния и других факторов, которые усиливают ЧР в изоляции, анализатор ЧР должен автоматически запускаться и для каждой фазы СД в соответствии с (4.44) формировать матрицы наблюдений $X_{\sim A}, X_{\sim B}, X_{\sim C}$.

5. Определяются матрицы обнаруженных кластеров ЧР переходного режима работы $F_{\sim A}, F_{\sim B}, F_{\sim C}$ и соответствующие им векторы потенциалов кластеров $S_{\sim A}, S_{\sim B}, S_{\sim C}$. Для каждой фазы сравнивается размерность N_{\sim} строк мат-

риц $F_{\sim A}$, $F_{\sim B}$, $F_{\sim C}$ переходного режима (число обнаруженных кластеров) с размерностью N строк матриц F_A , F_B , F_C установившегося режима. Определяется число вновь образовавшихся кластеров $\Delta N = N_{\sim} - N$. В случае, если $\Delta N \leq 0$, делается вывод о нормальном состоянии изоляции обмотки СД.

б. В случае $\Delta N > 0$ определяются параметры $\pm Q_m$, φ и потенциалы $S_{\Delta A}$, $S_{\Delta B}$, $S_{\Delta C}$ дополнительно образовавшихся кластеров ЧР. По значениям $\pm Q_m$ и $S_{\Delta A}$, $S_{\Delta B}$, $S_{\Delta C}$ оценивается опасность вновь возникших ЧР, а по значениям $\pm Q_m$, φ делается вывод о механизме возникающих повреждений и их месте расположения на обмотке. Для анализа дополнительных кластеров ЧР в переходных режимах можно найти отношения между их потенциалами и потенциалом зарегистрированного максимального кластера установившегося режима:

$$k_A = \frac{S_{\Delta A}}{S_{A \max}}; k_B = \frac{S_{\Delta B}}{S_{B \max}}; k_C = \frac{S_{\Delta C}}{S_{C \max}}. \quad (4.47)$$

Значения полученных векторов коэффициентов k_A , k_B , k_C позволяют измерить динамику развития ЧР и фазу СД, осмотр и ремонт которой необходимо выполнить в ближайшее время.

Преимуществом предложенной методики прогноза ТС ЭГПА по сравнению с методами накопления данных о параметрах ЧР на протяжении длительного времени является возможность оперативной экспресс-оценки состояния изоляции. Это объясняется тем, что возмущения, приводящие к возникновению новых ЧР в СД, в процессе работы возникают достаточно часто.

4.4.3 Методология нейронных сетей технического состояния ЭГПА

В настоящее время существует хорошо апробированный в некоторых технических системах математический аппарат автоматизированной настройки параметров диагностических алгоритмов на основе применения *искусственных нейронных сетей* (ИНС), объединенных в систему принятия решений (СПР) по идентификации различных дефектов [33,60,120,134,138].

Особенностью ИНС (по классификации рис.4.27 – поз. 3.2) является то, что она обладает характеристиками, позволяющими автономно решать про-

блемы классификации переменных объекта и их форм, а также самообучения алгоритмам прогнозирования, исходя из опыта отказов. ИНС позволяет разработать непараметрическую модель, которая может воспроизвести любое исправное/неисправное ТС ЭГПА и аппроксимировать свою идентификацию.

Такая модель способна запоминать примеры событий, распределяя на их основании веса соединений структуры, вплоть до устранения нейронов или соединений, которые не влияют на запоминание этих примеров.

Архитектура ВСМП ТС СД на ИНС представляет собой 2 подсистемы:

- Подсистему приема и обработки информации, которая соответствует ВСМП работы СТД-12500-2 ЭГПА с приемом данных по ТС СД и их последующую обработку (распределение данных и оценку переменных);
- Подсистему интерпретации полученной информации о ТС с использованием алгоритмов ИНС с распознаванием неисправностей и рекомендациями по реализации дальнейших ее действий (рис. 4.33).

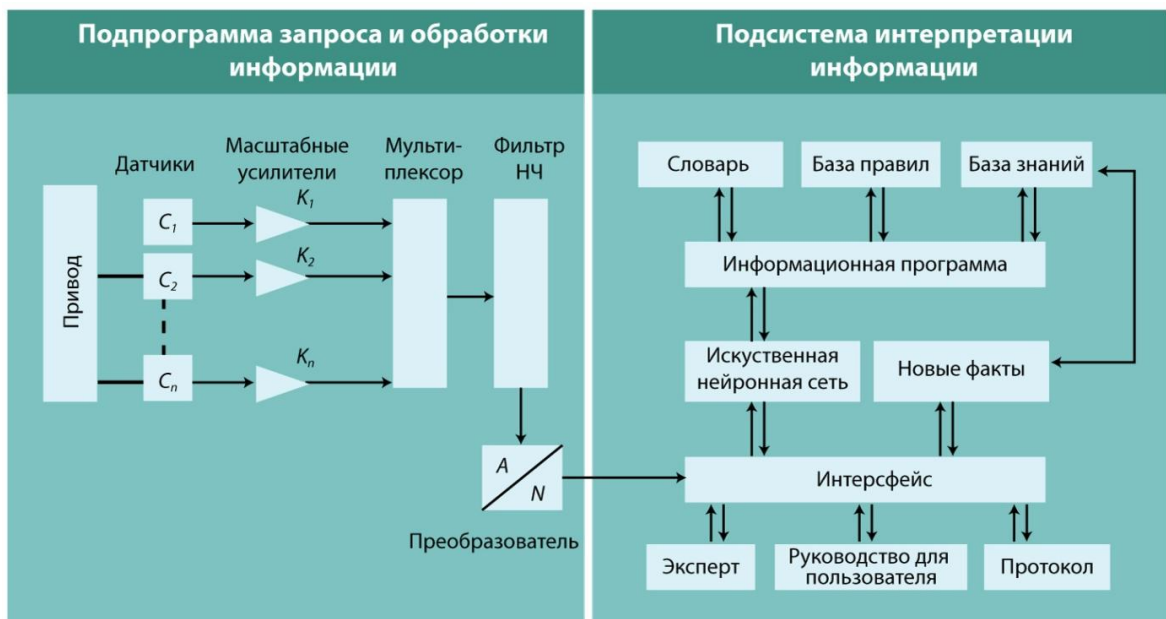


Рис. 4.33. Архитектура автоматизированной ИНС СД ЭГПА.

Порядок построения ИНС ПВСД. Применение при прогнозировании ТС ЭГПА большого числа контролируемых переменных ПВСД (напряжений, токов, ЧР и температуры обмоток статора) позволяет увеличить достоверность процедуры мониторинга и сделать ее более эффективной. Для реализа-

ции модуля ИНС в начале определяют его размеры, т.е. число ее входов и выходов (у нас целесообразно эти значения выбрать равными 3 и 1).

Затем архитектура сети формируется исходя из алгоритма обучения и минимизации среднеквадратической ошибки результатов мониторинга и перспектив прогнозирования ТС СД с определением остаточного ресурса.

Прежде, чем встраивать блок ИНС (рис. 4.33) в подсистему интерпретации информации в структуре ВСМП, необходимо изучить функционирование трех ИНС с входами различной архитектуры. При этом входы данных трех ИНС не одного и того же размера, а, следовательно, и их структуры, выбранные после фазы обучения, будут отличаться и иметь разное число внутренних слоев и число нейронов в этих слоях. В результате выбора наиболее целесообразной сети ВСМП ТС СД на основе объемного параметрического исследования трех ИНС необходимо принять следующие 4 решения.

1. Окончательный выбор диагностируемых переменных. Наиболее информативными входными переменными, характеризующими ТС изоляции обмотки статора СТД-12500-2, являются температура меди, интенсивность ЧР и уровень перенапряжений питающей сети. Это обусловлено тем, что, как показали экспериментальные исследования в натуральных условиях различных КС, именно эти параметры могут адекватно оценить ТС и заранее спрогнозировать наступление нештатных режимов. К тому же эти переменные доступны прямому измерению штатными техническими средствами и непосредственному их представлению в нейронной базе знаний (НБЗ) (рис. 4.7). В публикациях автора [33,54,60,69] представлены результаты замеров данных эксплуатационных факторов и общая статистика наблюдений за период 1985-2010 гг. с фиксацией 62 случаев выхода из строя СТД-12500-2.

2. Конструкция НБЗ. Для создания на основе ИНС модели, описывающей исправное и неисправное состояние статорной обмотки СД ЭГПА, необходимо создать такую оптимальную конструкцию НБЗ, в которой содержалась бы достаточная информация о возможных дефектах, возникающих в различных режимах работы ЭГПА-12,5. Для этого на основе анализа существ-

вующей статистики неисправностей (и симуляции возможных нарушений) машины СТД-12500-2 все они группируются в 12 видов (включая исправные состояния), и по каждому состоянию оцениваются текущие изменения трех выбранных ранее входных переменных в течение всего периода измерений. В итоге НБЗ каждой переменной составила 3000 различных значений (векторов), характеризующих возможные режимы работы электродвигателя. Это значение, соответствующее количеству замеров и результатов поставленных экспериментов, необходимо ввести в конструкцию ИНС (табл. 4.7).

Таблица 4.7.

Конструкция НБЗ на основе ИНС

Тип неисправности обмотки статора	Символ	Код ИНС
Перегрев в пазовой части ротора		000 000 000 001
Перегрев в лобовой части обмотки		000 000 000 010
Перегрев на выводах		000 000 000 100
Перегрев при запуске агрегата		000 000 001 000
Перенапряжения выхода из синхронизма		000 000 010 000
Перенапряжения при дребезге контактов		000 000 100 000
Перенапряжения при ОЗЗ		000 001 000 000
Перенапряжения при МКЗ		000 010 000 000
Загрязнение масляно-графитовой смесью		000 100 000 000
Дефект изоляции в пазовой части		001 000 000 000
Дефект изоляции в лобовой части		010 000 000 000
Отсутствие признаков дефектов изоляции	QN	100 000 000 000

3. *Создание блока ИНС.* Определившиеся нейронные сети являются многоуровневыми с оптимальным алгоритмом своего обучения. Для встраивания блока ИНС в ВСМП СД предлагается исследовать 3 нейронные сети. После фазы их тестирования и сравнения между собой можно выбрать наиболее подходящую для решения всего комплекса задач прогнозирования ИНС. При этом этапы конструирования и пригодности нейронных сетей разделяются на три фазы (рис. 4.34). Первая связана с выбором входов и конструкцией НБЗ исходя из файлов, полученных при анализе всех упомянутых трех параметров мониторинга. Вторая связана с выбором выходов сетей (для каждой отдельно) и их кодов, а третья – с выбором архитектуры сетей.

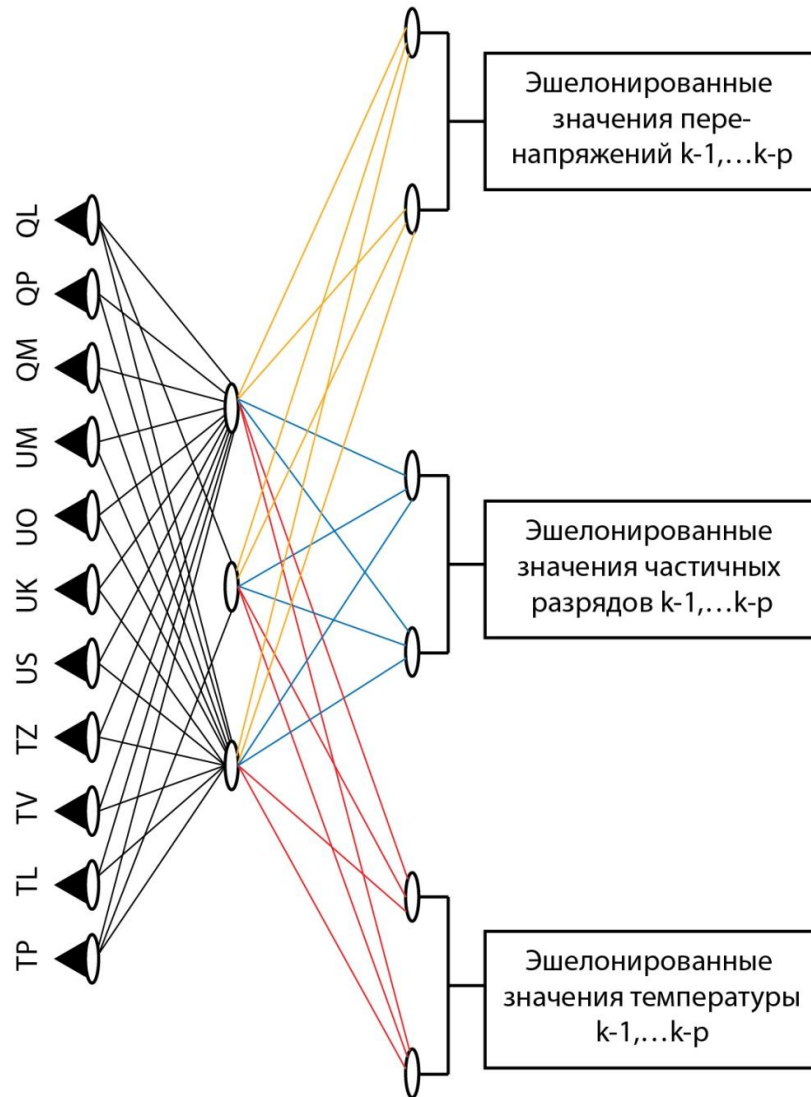


Рис. 4.34. Структура третьей ИНС.

4. *Определение тестов селекционированных сетей.* При числе используемых входов блока ИНС, равном десять (на рис.4.34 $p = 10$) для каждой контролируемой переменной в табл. 4.8 приведены полученные результаты тестирования по [33,60,131].

Таблица 4.8.

Результаты тестирования трех ИНС

№ ИНС	Число нейронов			Среднеквадратичная ошибка
	Входной слой	Внутренний слой	Выходной слой	
1	10	13	11	$3,24221 e^{-15}$
2	20	8	11	$3,71314 e^{-16}$
3	30	6	11	$3,26580 e^{-17}$

Для трех сетей этап селекционирования выполняется после того, как вторая сеть завершает свое тестирование после 148 презентаций каждого

примера. При этом тестирование выполняется в 2 этапа: на первом сеть делает 100 повторяющихся исследований для каждого примера неисправного состояния, на втором – они вновь вводятся в программу тестирования, которая прекращается после 48 итераций со среднеквадратичной ошибкой результатов тестирования, равной $3,7 \text{ Вe}^{-16}$ (рис. 4.35).

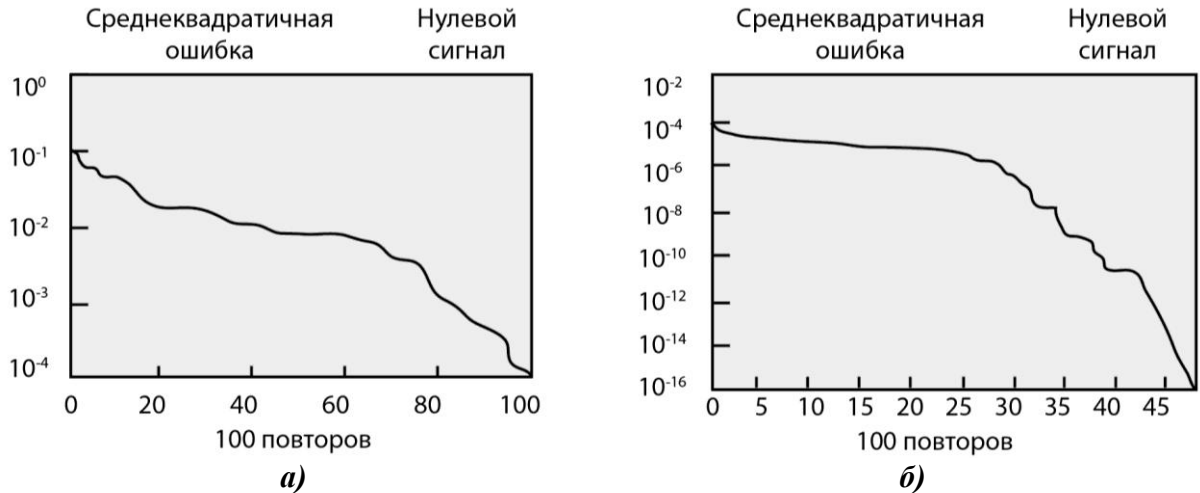


Рис. 4.35. Эволюция среднеквадратичной ошибки для ИНС.

Тесты сетей нейронов. После построения трех сетей нейронов и достижения желаемых точностных показателей при их обучении важнейшим этапом становится их комплексное сопоставление между собой. При этом сравнение производится путем тестирования входов и выходов каждой ИНС. Эта процедура связана с фазой обучения и определением базы тестов, с помощью которых приступают к тестированию способности ИНС распознавать “скрытые” дефекты, ранее не рассматриваемые при оценке работоспособности ЭГПА, и оценки способность ИНС к обобщению результатов.

Так ВСМП технического состояния СД типа СТД-12500-2 предусматривал выбор из трех ИНС (рис. 4.34) наилучшей сети путем тестирования их для ранее приведенных дефектов (табл. 4.7). Он позволил идентифицировать их с большой точностью, что подтверждается значениями среднеквадратичных ошибок результатов диагностирования, близких к нулю (табл. 4.8). При тестировании третьей сети для дефектов СТД-125000-2, которые были изучены на фазе обучения сети, результаты ее моделирования для неисправностей, связанных с перегревом в пазовой части расточки, представлены в табл. 4.9.

Результаты тестирования третьей ИНС.

Выходы ИНС	Нагрузка, % номинала					
	90 %	80 %	60 %	40 %	20 %	10 %
1	1,0000	1,0000	1,0000	0,8570	1,0000	0,9605
2	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0005
3	0,0000	0,0000	0,0002	0,0000	0,0000	0,0034
4	0,0049	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
5	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
6	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
7	0,0000	0,0000	0,0000	0,0057	0,0000	0,0000
8	0,2310	0,0000	0,0067	0,0000	0,0000	0,0000
9	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
10	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Здесь представлены выходы третьей сети при различных относительных нагрузках механической характеристики электродвигателя. Первая строчка табл. 4.9 соответствует дефекту, рассмотренному в данной тестовой фазе, т.е. при перегреве изоляции статорной обмотки СТД-12500-2 в ее средней части расточки. Данный дефект был распознан почти на 100 % для большинства режимов работы ЭГПА. Для других режимов работы результаты тестирования входных переменных ИНС заметно не отличаются. Так, например, минимальное значение результатов тестирования, соответствующих рассматриваемому дефекту равнялось 0,857, что близко проявлению того же дефекта в режиме 40 % номинальной нагрузки СД.

Согласно анализу результатов, полученных на фазе теста всех трех ИНС, выявлено, что третья сеть нейронов (см. табл. 4.8 и табл. 4.9) наиболее производительна и, следовательно, именно она целесообразна для применения в ВСМП ЭГПА. Что же касается выходов третьей сети, которые близки к желаемому значению, они должны быть приближены к “0” или к “1”, чтобы обеспечить достоверность идентификации неисправности в изоляции статора ПВСД с указанием первопричины и места его появления. При этом обоснование объективных рекомендаций для устранения подобных неисправностей является главным результатом работы ВСМП на базе ИНС.

4.4.4. Сопоставление результатов с методом временных рядов

Для сопоставления достоверности результатов прогнозирования ТС СТД различными методами, рассмотрим тренд, описывающий суточные колебания температуры статора СТД в процессе эксплуатации ЭГПА (рис. 4.36, кривая *а*) и произведем анализ эффективности инерционных прогностических методов. Для этого известный временной ряд, описывающий изменение температуры, разобьем на две части, первая из которых будет являться основанием прогноза, а вторая – для проверки апостериорной точности прогноза.

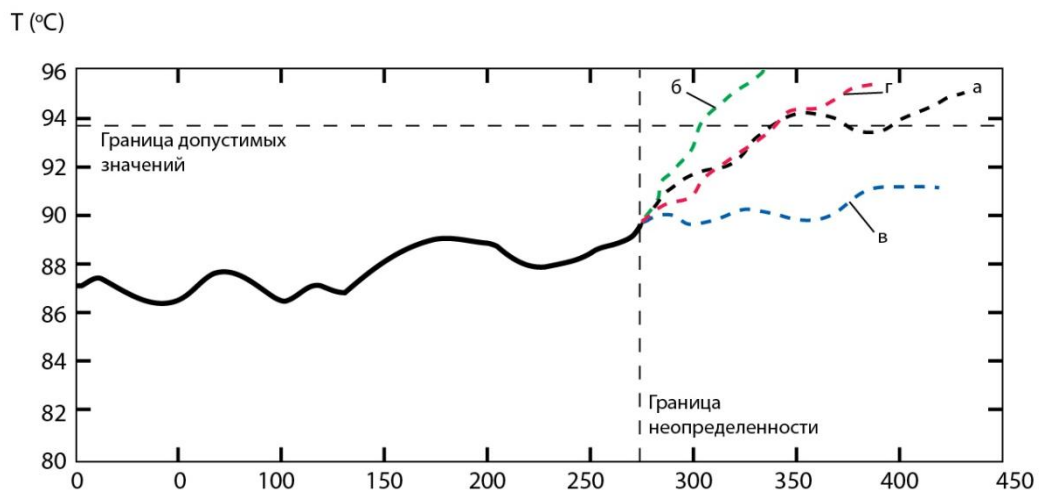


Рис. 4.36. Прогнозирование температуры статора электродвигателя СТД-12500-2: а – фактический температурный ряд, б – прогноз, полученный с использованием ИНС (сеть Ворда), в – прогноз, полученный с использованием модели Бокса-Дженкинса, г- прогноз, полученный с использованием метода АДСС.

Применение методов на основе нечетких (ARMA-моделей, в частности, использовался метод Бокса-Дженкинса) [33,104] возможно, так как числовой ряд разностей первого порядка температурного временного ряда является стационарным. Из графика рис. 4.36 видно, что методы на основе моделей Бокса-Дженкинса дают очень оптимистичный прогноз с возрастающим трендом (кривая *в*). На основе полученных данных нельзя достоверно определить момент выхода значений температуры за допустимые пределы. Значение средней относительной ошибки прогноза составило 23–58% ($\bar{L} = 0.23 - 0.58$).

Так же для проверки эффективности использовался метод на основе ИНС (см. п. 4.4.3). Для этого использовалась сеть Ворда, на входы которой подавались предыдущие значения временного ряда. Выбор именно этого ти-

па связан с тем, что ИНС данного типа способны производить классификацию значимости входных значения. Моделирование показало, что построенная и обученная ИНС на границе неопределенности температурного временного ряда позволяет определить общую тенденцию повышения температуры, но дает пессимистичный прогноз (кривая *б*). В результате можно определить тенденции развития процесса, но достоверно определить момент выхода значений температуры за пределы допустимых значений нельзя. Значение средней относительной ошибки прогноза составило 16–46% ($\bar{L} = 0.16 - 0.46$).

Для прогнозирования тренда температуры методом временных рядов (АДСС) [33,104] использовалась предыстория температурного ряда размером $N=400$ отсчетов. Полученный многошаговый прогноз (кривая *г*) позволяет выделить возрастающую тенденцию ряда и с высокой точностью определить момент выхода значений температуры за допустимые границы. Значение средней относительной ошибки прогноза составило 8–34% ($\bar{L} = 0.08 - 0.34$).

На основании проведенных исследований можно сделать вывод, что использование метода временных рядов позволяет делать более точные прогнозы относительно дрейфа температуры статоров СТД-12500-2 по сравнению с применяемыми методами на основе прогнозных моделей и ИНС.

Аналогичные результаты получены при сопоставлении прогнозирования токов статора СТД-12500-2 (рис. 4.37) методами Бокса-Дженкинса (кривая *в*) с ошибкой 34–127%, ИНС Ворда (кривая *б*) с ошибкой 27–84% и метод временных рядов АДСС (кривая *г*) с ошибкой 11–58%.

Однако спецификой функционирования ЭГПА является большая инерционность (постоянные времени), включая изменения тепловых режимов и параметров ЧР. Поэтому рациональный выбор метода прогнозирования технического состояния конкретного ЭГПА определяется совокупностью условий, режимов работы магистральных газопроводов и различными системными особенностями функционирования газоперекачивающей техники на КС.

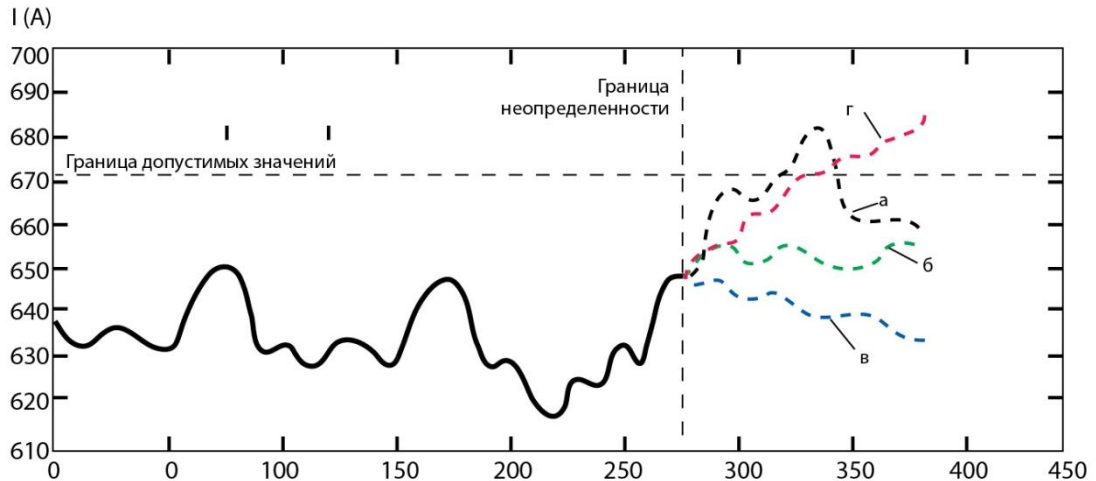


Рис. 4.37. Прогнозирование тока статора электродвигателя СТД-12500-2:
а – фактический временной ряд, **б** – прогноз, полученный с использованием ИНС (Ворда), **в** – прогноз, полученный с использованием модели Бокса-Дженкинса, **г** – прогноз, полученный с использованием метода временных рядов.

Выводы по главе 4

1. Как показали данные статистики и нормативной документации, ЭГПА относится к опасным производственным объектам, и поэтому разработка систем мониторинга их состояния относится к задачам первого приоритета при проектировании КС МГ. Современные ЭГПА как объекты диагностики представляют собой сложную и пространственно-распределенную техническую систему с разнородными элементами. Статистика 131 случаев отказов ЭГПА на 6 КС ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» в 2006-2010гг. показала, что наиболее тяжелым ЭГПА по затратам и времени восстановления является выход из строя СТД и, особенно, пробой изоляции статора. Всего же с 1985-2010гг. зафиксировано 62 случая выхода из строя СТД.

2. Для 60 электродвигателей типа СТД-12500-2 и СДГ-12500 за период эксплуатации с 1987 по 2010 год выполнены измерения основных параметров их работы в различных режимах работы в условиях действующих компрессорных цехов и выявлены наиболее характерные виды повреждений. Проведен комплексный анализ и определены 4 группы эксплуатационных факторов, влияющих на ресурс электродвигателей ЭГПА: нагрев изоляции обмоток статора, изменения параметров питающего напряжения, электродинамические нагрузки в стержнях и частичные разряды в изоляции обмоток.

3. Разработана система мониторинга оценки влияния эксплуатационных факторов СД на ресурс изоляции статора, которая показала:

– нагрев обмоток в средней части двигателя на 23 °С выше, чем лобовых частей, а частота пробоев изоляции здесь составляет более 86 %. Кроме того, при внезапном останове машины температура растет еще на 15-20 °С, вызывая опасность теплового удара и перегрева обмоток;

– линейные напряжения на ЗРУ-10 кВ в течении 82 час наблюдений могут составлять $10,37 \div 10,91$ кВ, превосходя стандартные значения и имея значительные искажения по форме;

– механические нагрузки из-за электродинамических усилий в стержнях на обмотку статора машины незначительны даже при реакторном пуске СТД;

– все машины СТД-12500 имеют ЧР различной амплитуды и интенсивности, а “on-line” мониторинг ЧР позволяет адекватно оценивать ТС СТД.

4. Предложены и запатентованы оптимальная структура, математические модели процессов и алгоритмы работы встроенной системы мониторинга и прогнозирования технического состояния ЧРП ЭГПА. Алгоритмы диагностики и прогнозирования состояния двигателей ЭГПА реализованы на методологии и элементах fuzzy-logic и искусственных нейронных сетей.

5. Результаты исследований эффективности ВСМП СД на основе методов нечёткой логики (Бокса-Дженкинса) и ИНС (сети Ворда) при прогнозировании технических параметров СТД-12500 в случае развития постепенных отказов показали, что они дают более точные результаты по сравнению с традиционными методами экстраполяции и позволяет принимать более адекватные и своевременные решения. При многошаговом прогнозировании быстрых процессов изменения токов в условиях отсутствия дополнительной информации на этапе идентификации модели применение метода прогнозирования на основе временных рядов дает более точный результат. Однако рациональный выбор метода прогнозирования ТС конкретного ЭГПА определяется совокупностью условий, режимов работы МГ и системными особенностями функционирования газоперекачивающей техники на КС.

Глава 5. ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ КОМПРЕССОРНЫМИ СТАНЦИЯМИ В РАМКАХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

5.1. Пути повышения системной энергоэффективности ЭГПА МГ

Как было показано выше, оптимальным по экономическим критериям считается такой режим МГ, при котором удельные затраты энергоресурсов на транспорт 1 кубометр газа были бы минимальны с учетом длительной работы оборудования и бесперебойного обеспечения газом потребителей. Вместе с тем, локальные затраты энергоресурсов на 1 кВт·час политропной работы сжатия ЭГПА не всегда являются объективным критерием энергоэффективности режимов работы КС и МГ. В некоторых случаях можно транспортировать газ с высоким КПД ЭГПА, имея при этом низкую энергоемкость на 1 кВт·час политропной работы сжатия, но при этом чрезмерно компримировать газ, получая слишком высокое давление и температуру в трубопроводах.

В этом случае природный газ придет к потребителям с более высоким давлением, что приведет к росту потерь при снижении давления на ГРС. Дополнительные потери при дросселировании многократно перекрывают выигрыш от увеличения энергоэффективности локальных ЭГПА на линейных КС.

Решить эти проблемы могли бы современные турбодетандерные установки, преобразующие энергию снижения давления газа в электроэнергию и покрывающие все потребности ГРС на собственные нужды. Но сложности их внедрения и, тем более, системной координации их работы с основными агрегатами КС МГ пока не позволяют обеспечить компенсацию от существующих потерь энергии при повышении давления в газопроводах. Кроме того, режим с максимальным давлением значительно увеличивает вероятность возникновения утечек газа и аварийных ситуаций, снижая ресурс, надежность МГ и увеличивая потери газа на линейных участках [9,130].

Таким образом, оптимизация работы локальных ЭГПА на линейных КС (рис. 5.1) по критериям энергоэффективности сегодня не обеспечивает

системной оптимальности режима перекачки природного газа по МГ. Для выработки комплексного решения по выбору оптимальных параметров давления и температуры транспортируемого газа с учетом требований энергосбережения и снижения энергоемкости существующих КС МГ, повышения безаварийности и надежности ГТС необходим системный анализ взаимодействия агрегатов нескольких КС [58,81,122].

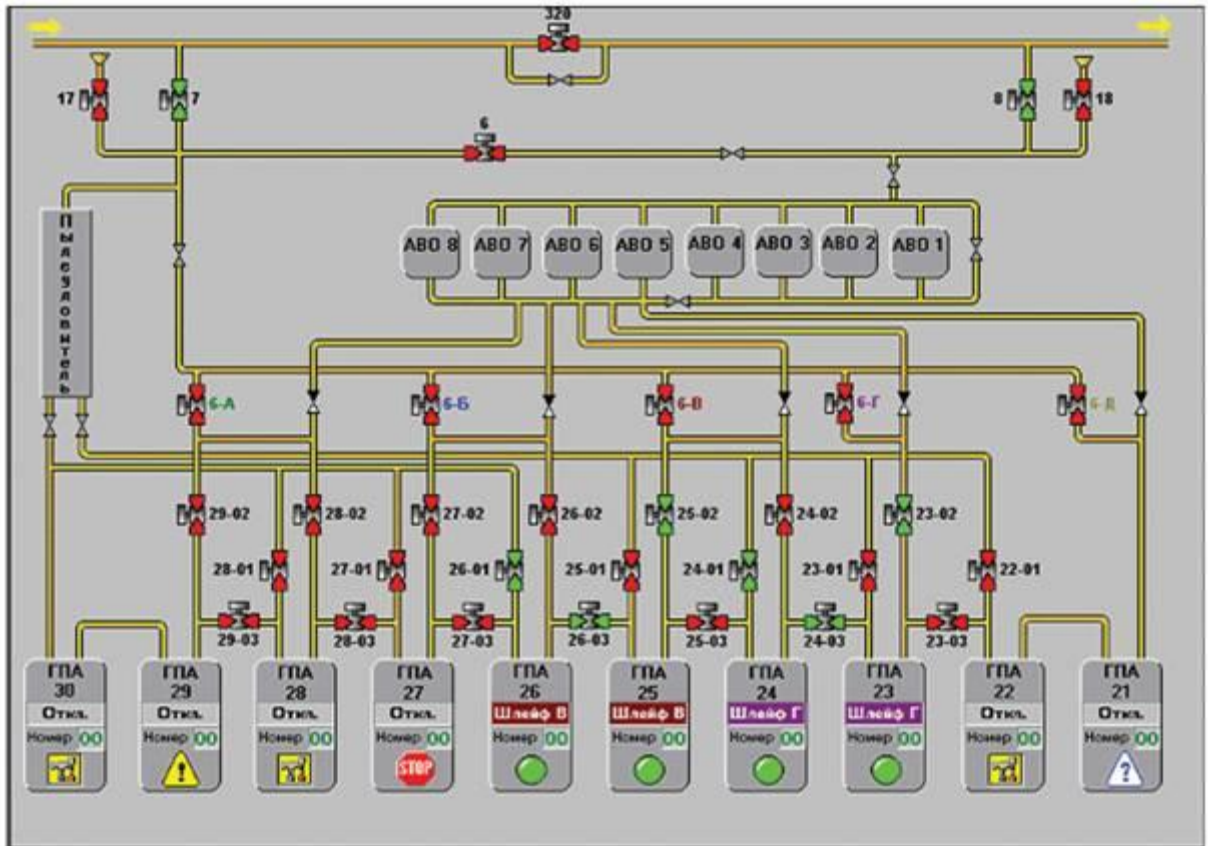


Рис. 5.1. Функциональная схема агрегатов КС.

Так, экспериментальные исследования, проведенные на КС «Сеченовская» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» МГ «Ямбург–Елец 2» по ЭГПА-2 показали [2], что кратность диапазона реального изменения параметров перекачки газа может достигать 5-6. При этом анализ фактической работы КС выявил неэкономичные режимы работы технологического оборудования, обусловленные объективными и субъективными факторами.

Главная причина такого положения заключается в том, что на практике в процессе эксплуатации МГ температура и давление природного газа на выходе КС выбираются диспетчерами без достаточного технико-экономиче-

ского обоснования на основе имеющегося у них опыта и интуиции. Кроме того, нередко диспетчеры не могут выставить требуемые параметры транспорта газа из-за отсутствия технической возможности их регулирования.

Это возникает, например, из-за ограниченной мощности АВО газа в период летнего максимума температур воздуха, отсутствия средств регулирования скорости нагнетателей или существенного различия характеристик параллельно работающих компрессорных агрегатов.

Всесторонний анализ приведенных выше данных и аналогичных результатов по другим МГ, КС и отдельным ЛПУ показал необходимость комплексного использования методов системного анализа, математического моделирования и оптимизационного поиска решения системного решения вопроса управления в технологиях сжатия, охлаждения и транспорта газа.

В соответствии с патентом на изобретение [98] существуют реальные возможности реализации нового способа оптимального согласования режимов работы КС нескольких участков МГ. При этом формирование давления и температуры потока сжатого газа по всей трассе газопровода с помощью ВВ ПЧ ЭГПА и ЧРП вентиляторов АВО газа, установленных на всех КС вначале каждого ЛПУ МГ, позволяет автоматически в зависимости от текущих значений давления и температуры газа в МГ минимизировать энергозатраты на транспорт газа (см. рис. 3.1). Использование предлагаемого способа оптимального магистрального транспорта газа [98] обеспечивает автоматическую стабилизацию давления и температуры газа на выходе КС, поэтому он оптимизирован по энергоэффективности, но, кроме того, в результате повышается и эксплуатационная надежность оборудования и трубопроводов.

Методика выбора оптимальных термодинамических параметров (давления и температуры) природного газа на выходе КС при его передаче по МГ основана на синтезе трех научно-методологических подходов:

- системный анализ статистических данных КС по параметрам и объемам газа и энергетическим показателям технологических установок,

- имитационное моделирование процессов компримирования, восстановления температуры и перекачки газа по МГ в соответствующих агрегатах,
- структурно-параметрическая оптимизация по различным критериям качества в рамках единой теплоэнергетической системы.

Термодинамическая эффективность процессов сжатия и охлаждения газа всецело зависит от выбора параметров его давления и температуры на выходе каждой ступени ЭГПА и в каждой последовательно расположенной КС (рис. 5.1). Очевидно, что для любого ЭГПА, работающего на одну и ту же магистральную нитку, выбор оптимальных термодинамических параметров имеет свою специфику. Поэтому структурно-параметрическая оптимизация параметров газа достигается реализацией следующих мероприятий:

1. Статистическая обработка данных КС по параметрам транспорта газа и энергоемкости используемых технологических установок.
2. Комплексные измерения фактических энергетических характеристик на экспериментальных ЭГПА с различными ЦБН газа.
3. Системные измерения фактических энергетических характеристик АВО газа с различными типами теплообменников.
4. Анализ обследованных ЛПУ МГ для оптимизации их эксплуатационных характеристик во всех возможных режимах работы МГ.
5. Формализация работы локальных участков МГ с КС и адаптация отдельных элементов системы компримирования, охлаждения и перекачки газа.
6. Структурно-параметрический синтез и декомпозиция агрегатов участка МГ, группы ЭГПА, АВО газа в единую оптимизационную модель теплоэнергетической системы МГ.
7. Разработка алгоритмического и ПО для компьютерного исследования функционирования КС и ЛПУ МГ и оптимизации параметров газа.
8. Исследование энергетической эффективности перспективных технологий регулирования режимов КС и рационального выбора средств.

Поскольку для локальных систем ЭГПА данные вопросы были решены ранее в главах 2 и 3, ниже рассмотрим оптимизацию работы АВО и ЛПУ МГ.

5.2. Оптимизация параметров ЭГПА совместно с АВО газа

5.2.1. Методологический подход

В соответствии с рассмотренным способом оптимального управления агрегатами ЛПУ МГ (рис. 3.1) его реализация для АВО газа представлена техническими средствами, показанными на рис. 5.2, и запатентована в [73].

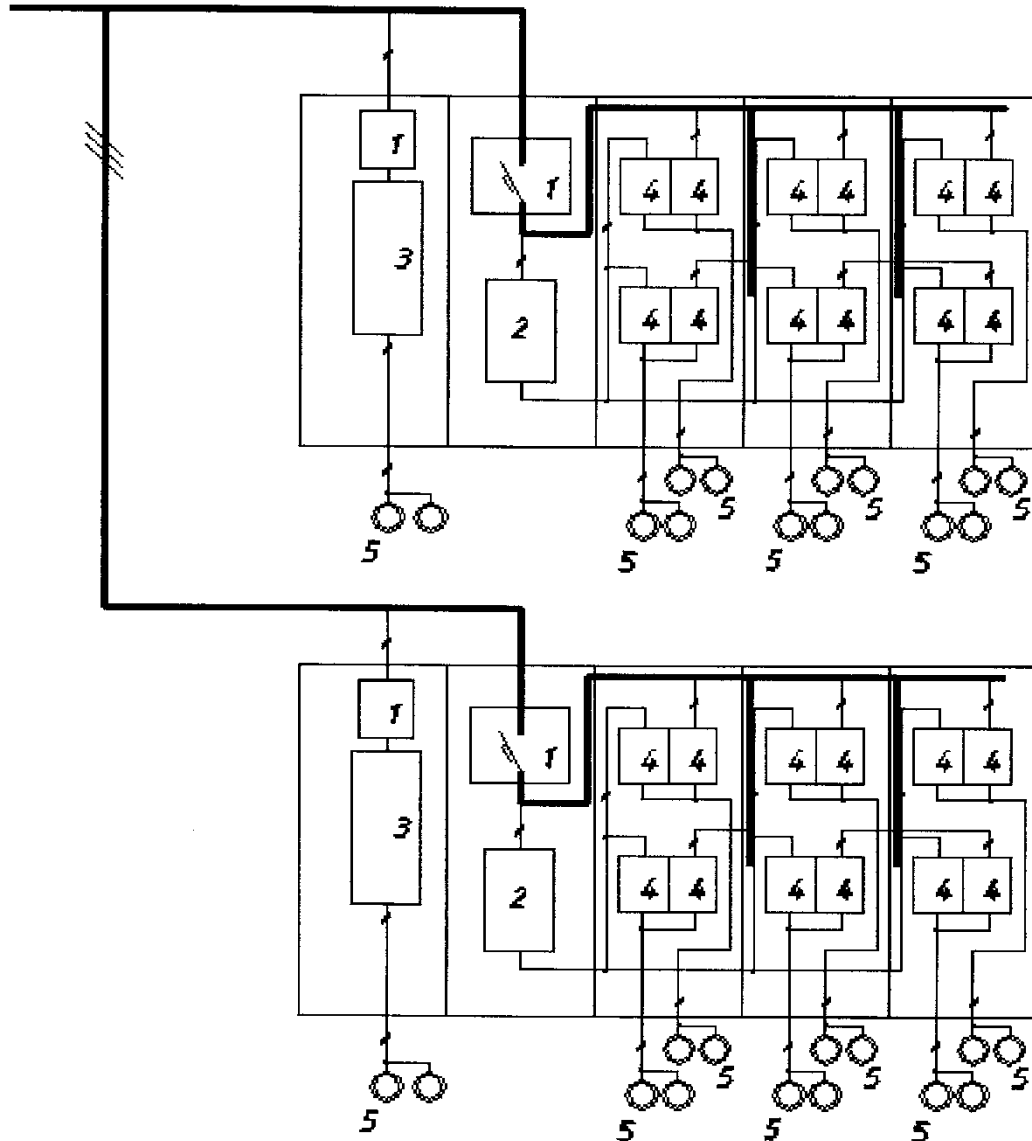


Рис. 5.2. Структурная схема системы оптимального управления группой АВО на КС.

Объектом управления являются секции теплообменных аппаратов, где охлаждение газа производится воздухом, который нагнетает вентилятор посредством электроприводов. Система управления АВО содержит блоки: автоматические выключатели 1; устройства плавного пуска электродвигателей 2; преобразователи частоты 3, коммутационные механизмы 4; электродвигатели с короткозамкнутым ротором 5 вентиляторов АВО газа. Входы одной

пары электродвигателей 5 вентиляторов в каждой группе АВО подключены к выходам ПЧ 3, который, в свою очередь, подключен к сети через автоматический выключатель 1, входы остальных электродвигателей группы АВО подключены к выходам соответствующих коммутационных механизмов 4, которые, в свою очередь, подключены к сети через автоматический выключатель 1, вход устройства плавного пуска 2 электродвигателей подключен к сети через выключатель 1, а выход к входам коммутационных механизмов 4.

В зависимости от требуемой температуры охлаждаемого газа, фиксируемой датчиком, устройство 2 плавного пуска электродвигателей 5 вентиляторов АВО осуществляет поочередный плавный запуск электроприводов с помощью коммутационных механизмов 4 и электродвигатели создают необходимый воздушный поток охлаждающего воздуха. ПЧ 3 с подключенными к ним парами электродвигателей обеспечивают работу системы в поддиапазонах регулирования температуры охлаждаемой среды (газа). В результате температура газа устанавливается и стабилизируется на требуемом уровне.

Таким образом, комбинированная система каскадно-группового управления реализует плавное регулирование одним ЧРП в каждой группе и поочередный пуск и торможение остальных в соответствии с требуемой температурой газа на выходе. Технический эффект состоит в автоматизации контроля за процессом охлаждения газа, стабилизации его температуры на требуемом уровне, а также возможности работы ЧРП в диапазоне 2:1, что приводит к строгому соблюдению условий технологического процесса и позволяет повысить производительность и надежность работы системы.

Для контроля изменения всех стохастических возмущений в соответствии с принципами оптимизации (рис. 3.1) для АВО газа разработана и запатентована схема инвариантного управления ЧРП вентиляторов (рис. 5.3) [67].

Она содержит следующие блоки: датчики измерения внешних воздействий 1 (температуры и влажности воздуха, подачи и температуры газа); блок 2 расчета необходимой скорости вращения вентилятора $\omega_{зад}$; задатчик интенсивности 3; ПИ-регулятор 4 скорости вращения электропривода вентилятора

ω_{ϕ} ; электропривод 5 вентилятора по системе ПЧ-АД с законом управления $U/f^2=\text{const}$; датчик 7 температуры охлажденного газа на выходе $t^{\circ}_{\text{вых}}$; АВО газа 6, в который входит вентилятор и теплообменный аппарат; сумматор 8.

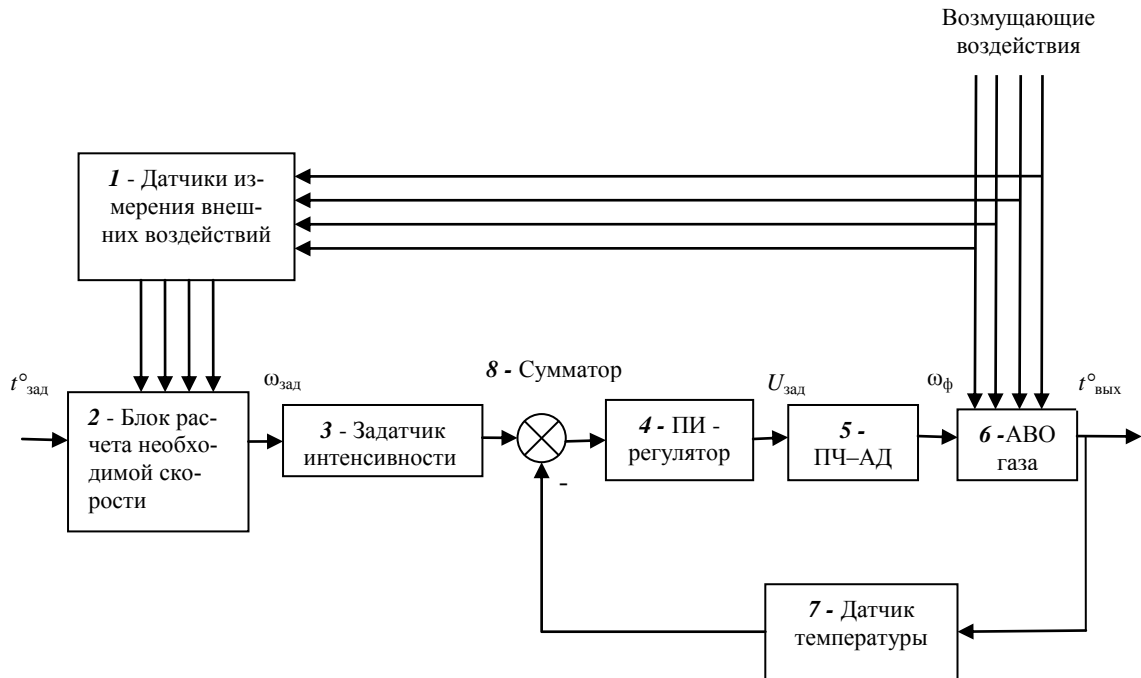


Рис. 5.3. Система инвариантного управления электроприводом вентиляторов АВОГ.

Выходы датчиков 1 внешних воздействий соединены с входами блока 2 расчета необходимой скорости вращения вентилятора, его выход через задатчик интенсивности 3 - с первым входом сумматора 8, второй вход которого соединен с выходом датчика 7 температуры, вход которого соединен с выходом аппарата 6 воздушного охлаждения, вход которого соединен с выходом электропривода 5 вентилятора, который, в свою очередь, соединен с выходом сумматора 8 через ПИ-регулятор 4 скорости вращения вентилятора.

На вход блока 2 расчета скорости вращения вентилятора поступают сигналы о величине возмущений с датчиков 1 измерения внешних воздействий и сигнал задания температуры $t^{\circ}_{\text{зад}}$. Сигнал с выхода блока 2 расчета необходимой скорости вращения вентилятора через задатчик интенсивности 3 поступает на сумматор 8, где корректируется сигналом с датчика 7 температуры. Сигнал с ПИ-регулятора 4 $U_{\text{зад}}$ пропорционален требуемой скорости двигателя 5 и вентилятор создает нужный поток воздуха с температурой газа в теплообменном аппарате 6 на уровне выходной $t^{\circ}_{\text{вых}}$.

5.2.2. Математические модели процессов в АВО газа

Формализация физических процессов в АВО газа основана на теоретической зависимости естественной и вынужденной конвекции в трубчатых теплообменных аппаратах [2,63,71,122].

Поскольку в каждом АВО установлено по два вентилятора, то при рассмотрении секции необходимо площадь установки делить на 2. В результате получаем зависимость температуры газа АВО при дискретном регулировании количеством работающих вентиляторов:

$$t_{\text{вых}}^{ABO} = \frac{n_{ex}^{2вен} \cdot t_2^{2вен} + n_{ex}^{1вен} \cdot t_2^{1вен} + n_{ex}^{0вен} \cdot t_2^{0вен}}{n_{ex}^{2вен} + n_{ex}^{1вен} + n_{ex}^{0вен}}, \quad (5.1)$$

где $t_2^{2вен}$, $t_2^{1вен}$ – температура газа при вращении соответственно 2 или 1 вентилятора, $t_2^{0вен}$ – то же, если вентилятор не работает, $n_{ex}^{2вен}$, $n_{ex}^{1вен}$, $n_{ex}^{0вен}$ – число секций аппаратов, где количество вентиляторов аналогично.

Выходное значение давления природного газа составляет:

$$p_{\text{вых}}^{ABO} = p_{ex}^{ABO} - \Delta p, \quad (5.2)$$

где Δp – падение давления в АВО, состоящее из сопротивления трения, местных сопротивлений и сопротивления на ускорение потока, связанное с изменением плотности среды от входа к выходу.

Потребляемая приводом вентилятора мощность на АВО составляет:

$$N_{\text{вых}} = \frac{V_{\text{воз}}^{\phi} \cdot \Delta p_{ст}}{\eta_{вен} \eta_{эд} \eta_p}, \quad (5.3)$$

где $V_{\text{воз}}^{\phi}$ – производительность вентилятора, $\Delta p_{ст}$ – разность давлений воздуха на входе/выходе, $\eta_{вен}$, $\eta_{эд}$, η_p – соответственно КПД вентилятора, электродвигателя и редуктора.

Теплоотдача аппарата воздушного охлаждения газа по воздуху с вентилятором определяется с учетом специфики поверхности по следующей формуле:

$$Nu_g = 0,223 Re_g^{0,65} \cdot \left(\frac{d_{mp}}{u_p} \right)^{-0,54} \cdot \left(\frac{h_p}{u_p} \right)^{-0,14}, \quad (5.4)$$

где d_{mp} – диаметр трубок, u_p , h_p – соответственно шаг и высота ребер.

Для анализа теплоотдачи от перекачиваемого газа к стенкам трубок АВО используется традиционное критериальное уравнение для турбулентного течения газа в трубе, которое адаптировано для реальных процессов. Объем прокачиваемого воздуха корректируется специальным параметром утечек K_R в вентиляторе [122]:

$$V_{\text{воз}}^{\phi} = \frac{\pi}{4} (d_0^2 - d_{cm}^2) \cdot v_{\text{в.ср}} \cdot K_R, \quad (5.5)$$

где d_0 , d_{cm} – диаметры обечайки и ступицы, $v_{\text{в.ср}}$ – средняя скорость воздуха в сечении входного конфузора АВО.

Количество тепла, отведенного от сжатого газа Q_2 определяется выражением

$$Q_2 = \frac{k \cdot \theta \cdot F}{2} \cdot K_S, \quad (5.6)$$

где θ – температурный напор (логарифмический), F – общая наружная площадь АВО с 2 агрегатами, K_S – параметр учета реальных загрязнений трубок, k – параметр теплопередачи, определяемый выражением:

$$k = \left(\frac{1}{\alpha_{\text{в}}} + \frac{d_{mp} - d_{\text{вн}}}{2\lambda_{cm}} \frac{\varphi \cdot d_{mp}}{d_{\text{вн}}} - \frac{1}{\alpha_2} \frac{\varphi \cdot d_{mp}}{d_{\text{вн}}} \right) \cdot K_Z. \quad (5.7)$$

В формуле (5.7) обозначено: d_{mp} , $d_{\text{вн}}$ – диаметры трубок соответственно у основания и внутренний, $\alpha_{\text{в}}$, α_2 – параметры теплоотдачи соответственно по воздуху и по газу, λ_{cm} – теплопроводность стенок, φ – коэффициент оребрения, K_Z – поправочный коэффициент, учитывающий внутреннее загрязнение.

Теплотехнические исследования показали [122], что все перечисленные выше поправочные коэффициенты принимают следующие значения: $K_R = 1,0 \div 0,6$; $K_S = 1,0 \div 0,55$; $K_Z = 1,0 \div 0,85$. Наибольшую сложность вызывает определение K_S , который с ростом загрязнений трубок с воздушной стороны снижается из-за разницы между температурами газа и стенки трубок.

Методология оптимизации инвариантной системы с АВО газа аналогична ЭГПА (см. главу 3). Главными стохастическими возмущениями АВО

газа, расположенных на открытой местности, являются: метеорологические факторы (температура, влажность окружающего воздуха) и технологические - текущие изменения газоподачи, температуры газа на входе АВО, давление газа после компримирования и др.

Анализ статистических данных на КС, расположенных в районах Крайнего Севера и центральной России, показывает, что наибольшее влияние на процесс охлаждения газа в АВО оказывают 4 параметра: перепад температур газа в диапазоне $\Delta t = 2 \div 15$ °С; температура окружающего воздуха $\theta = \pm 40$ °С; его влажность $\beta = 20 \div 100\%$ и газоподача $Q = 30 \div 50$ млн.нм³/сут.

ЧРП вентилятора АВО газа является единственным каналом воздействия на охлаждающую способность газа, закачиваемого в трубу после КС. Так как скорость вращения вентилятора ω задается в условиях одновременного случайного изменения всех параметров, для получения стабильной и соответствующей регламенту температуры газа необходимо [36,63]:

- получить и обработать достоверную информацию с соответствующих датчиков в цикле с дискретностью порядка минуты;
- вычислить заданную скорость вращения вентилятора АВО газа по аналитическим регрессионным алгоритмам вида:

$$\omega_3 = f(\Delta t, \theta, \beta, Q); \quad (5.8)$$

- скорректировать ω_3 с учетом стабилизирующего действия обратной связи по выходной координате, т.е. температуре охлажденного газа, которая составляет в среднем в зависимости от сезона $t_2 = 30 \div 35$ °С.

Для реализации первых двух задач обработаны экспериментальные данные $\omega = f(\theta)$ и $\omega = f(\beta)$ работы АВО газа типа 2АВГ-75с, включающие 14 секций с вентиляторами ГАЦ-50-4-МЗ (диаметр колеса 2,8 м) и электродвигателями ВАСО16-14-24 (мощностью $P_{\text{ном}} = 37$ кВт, $\omega = 250$ об/мин). Очевидный нелинейный и стохастический характер данных зависимостей и аналогичный вид остальных – $\omega = f(\Delta t)$; $\omega = f(Q)$ и т.п. – предполагает применение аппарата регрессионного анализа для расчета алгоритмов управления ЧРП.

В результате обработки исходных массивов численных данных АВО газа с ЧРП, работающих на вентилятор, с использованием программных средств Mathcad, получены следующие искомые управляющие функции:

- для заданной скорости по линеаризованной 2-факторной модели

$$\omega_2 = 3.8 \cdot \theta + 0.38 \cdot \beta + 30.99; \quad (5.9)$$

- для заданной скорости по линеаризованной 4-факторной модели

$$\omega_4 = 12.21 \cdot \Delta t + 9.20 \cdot \theta + 0.22 \cdot \beta - 0.22 \cdot Q + 9.6. \quad (5.10)$$

Таким образом, полученные математические модели функционирования АВО газа, как главного канала управления параметром температуры перекачиваемого газа, отражают характер технологических процессов в МГ и могут быть использованы при комплексной оптимизации по энергопотреблению магистрального плеча ЛПУ с электроприводными КС.

5.3. Оптимизация работы линейного участка газопровода

На рис. 5.4 представлена функциональная схема, формализующая технологические процессы сжатия с нагреванием входящего газа (нагнетатели), охлаждения его после компримирования (АВО газа) и транспорта его по выходному участку газопровода [2,111,122,133].

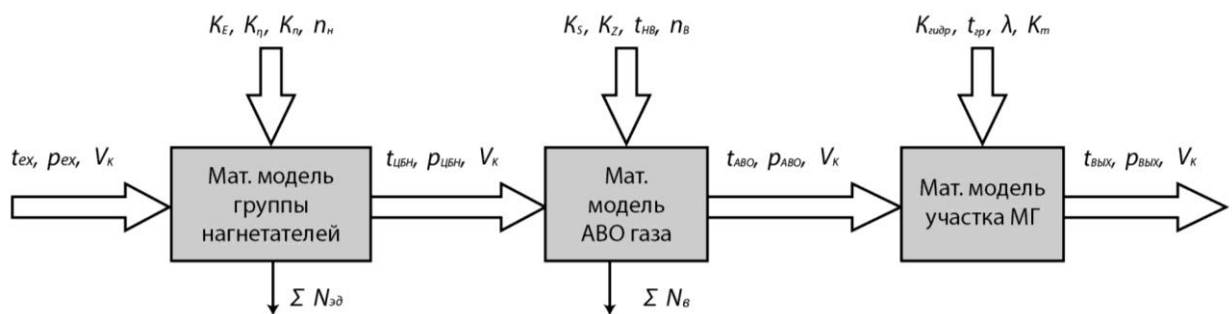


Рис. 5.4. Схема формализации взаимодействия агрегатов КС:

t_i, p_i – значения температуры и давления газа на входе/выходе агрегатов, V_k – коммерческий расход газа, n_n – частота вращения вала ЦБН, K_E, K_n – коэффициенты приведения паспортных характеристик степени сжатия и политропного КПД к реальным условиям, $\sum N_{эд}, \sum N_в$ – соответственно суммарные мощности приводов ЦБН и вентиляторов АВО, $t_{нв}, t_{гр}$ – соответственно температуры наружного воздуха и грунта, $n_в$ – число включенных вентиляторов, K_S, K_Z, K_R – коэффициенты степени загрязнения АВО с оребренной и с внутренней поверхности, а также техническое состояние уплотнений, $K_{гидр}$ – коэффициент гидравлического эффекта трубопровода, T – коэффициент теплопередачи, λ – шероховатость внутренней поверхности труб.

Рассмотрим особенности математического описания данных объектов.

Модель параллельно работающих центробежных компрессоров, как правило, строится по принципам идентификации и аппроксимации их фактических характеристик. При этом учитываются различные способы регулирования их производительности и схемы группового включения [116,122].

Степень сжатия E_n и политропный коэффициент полезного действия η_n всех ЦБН в функции приведенной объемной производительности V_{np} с достоверностью 99,85 % находится по аппроксимируются выражениям:

$$E_n = A_0 + A_1 \cdot V_{np} + A_2 \cdot V_{np}^2, \quad \eta_n = B_0 + B_1 \cdot V_{np} + B_2 \cdot V_{np}^2 \quad (5.11)$$

Зависимость степени сжатия от производительности и частоты вращения вала центробежного нагнетателя определяется выражением:

$$E_{np}^n = \left[1 + \bar{n}_{np}^2 \left(E_n^{\frac{\kappa-1}{\kappa} \cdot \frac{1}{\eta_n}} - 1 \right) \right]. \quad (5.12)$$

где \bar{n}_{np} – приведенное отношение ω ЦБН, $\kappa/(\kappa-1)$ – показатель изоэнтропы.

Эквидистантное смещение паспортной характеристики вниз в модели ЦБН определяется коэффициентами приведения (K_E, K_η) [122], которые отражают техническое состояние ЦБН и определяются экспериментально. Поэтому реальная рабочая точка нагнетателя определяется параметрами:

$$E_{np}^\phi = E_{np} - (1 - K_E) \cdot E_{\bar{\omega}}, \quad \eta^\phi = \eta_n - (1 - K_\eta) \cdot \eta_{\bar{\omega}}, \quad (5.13)$$

где $E_{\bar{\omega}}$ и $\eta_{\bar{\omega}}$ – базовые (каталожные) значения степени сжатия и КПД соответственно для каждого типа ЦБН, K_E и K_η – коэффициенты приведения паспортных характеристик $E_n = f(V_{np})$ и $\eta_n = f(V_{np})$ соответственно к реальным.

Выходное давление перекачиваемого газа определяется соотношением:

$$P_{\text{вых}}^{\text{ЦБН}} = E_{np}^\phi \cdot P_{\text{вх}}^{\text{ЦБН}}. \quad (5.14)$$

Реальная же температура его имеет степенную зависимость:

$$T_{\text{вых}}^{\text{ЦБН}} = T_{\text{вх}}^{\text{ЦБН}} \cdot E_{np}^{\frac{\kappa-1}{\kappa} \cdot \frac{1}{\eta^\phi}}. \quad (5.15)$$

Полезная мощность центробежного компрессора:

$$N_i = 4 \frac{K}{K-1} Z_{\text{вх}} V_k (T_{\text{вых}}^{\text{ЦБН}} - T_{\text{вх}}^{\text{ЦБН}}), \quad (5.16)$$

где $Z_{\text{вх}}$ - коэффициент сжимаемости газа по параметрам на входе.

В результате полная мощность привода i -го ЦБН определяется:

$$N_{\text{эд}} = \frac{(N_i + N_{\text{воз}} + N_{\text{мех}})}{\eta_{\text{эд}}}, \quad (5.17)$$

где $N_{\text{воз}}$, $N_{\text{мех}}$ - соответственно потери мощности на возбуждение СТД и преобразования ее от машины к компрессору, $\eta_{\text{эд}}$ - КПД синхронной машины.

Эмпирическая модель линейного участка МГ между КС находится в соответствии с аэродинамическим и тепловым анализом величин падения давления и температуры газа по длине данного производственного участка.

Как показал анализ эмпирических выражений с эксплуатационными параметрами МГ, наилучшую корреляцию с экспериментами дают результаты расчетов конечной температуры на выходе ЛЧ по уравнению [116,122]:

$$t_{\text{вых}}^{\text{ЛУГ}} = t_{\text{зр}} + (t_{\text{вх}} - t_{\text{зр}}) \cdot e^{-aL} - \left[D_i \frac{p_{\text{вх}} - p_{\text{вых}}}{a} - \frac{9,81 \cdot \Delta Z}{a C_p} \right] \cdot (1 - e^{-aL}), \quad (5.18)$$

где $a = \frac{3,14 \cdot K \cdot D}{V_2 \cdot \rho_2 \cdot C_p}$ - параметр или критерий Шухова, K - коэффициент теплопередачи, D , L - наружный диаметр и длина трубопровода соответственно, V_2 - объем перекачиваемого газа, C_p - изобарная теплоемкость газа, ρ_2 - плотность газа, ΔZ - разность конечной и начальной отметок ЛЧ МГ, $t_{\text{зр}}$, $t_{\text{вх}}$ - температура грунта и газа в начале трубопровода соответственно, $D_i = C_p^{-1} \cdot (0,98 \cdot 10^6 T_{\text{зр}} - 1,5)$ - коэффициент Джоуля-Томпсона, $p_{\text{вх}}$, $p_{\text{вых}}$ - давление соответственно в начале и в конце участка газопровода.

Выходное давление газа из ЛЧ МГ можно определить по выражению:

$$p_{\text{вых}}^{\text{ЛУГ}} = \sqrt{p_{\text{вх}}^2 - \frac{\lambda \cdot \Delta \cdot Z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot L \cdot V_k^2}{(105,087 \cdot d^{2,5})^2}}, \quad (5.19)$$

где d - внутренний диаметр газопровода, $p_{\text{вх}}$ - входное давление ЛЧ МГ, Δ - относительная плотность газа по воздуху, $T_{\text{ср}}$ - температура газа средняя по

длине ЛЧ МГ, Z_{cp} – коэффициент сжимаемости газа средний по длине МГ, λ – параметр гидравлического сопротивления ЛПУ МГ, который связан с экспериментальным коэффициентом K_{MC} и коэффициентом трения λ_{mp} . Для реальных МГ $K_{MC} = 1,25 \div 1,47$, а λ_{mp} вычисляется в соответствии с выражением:

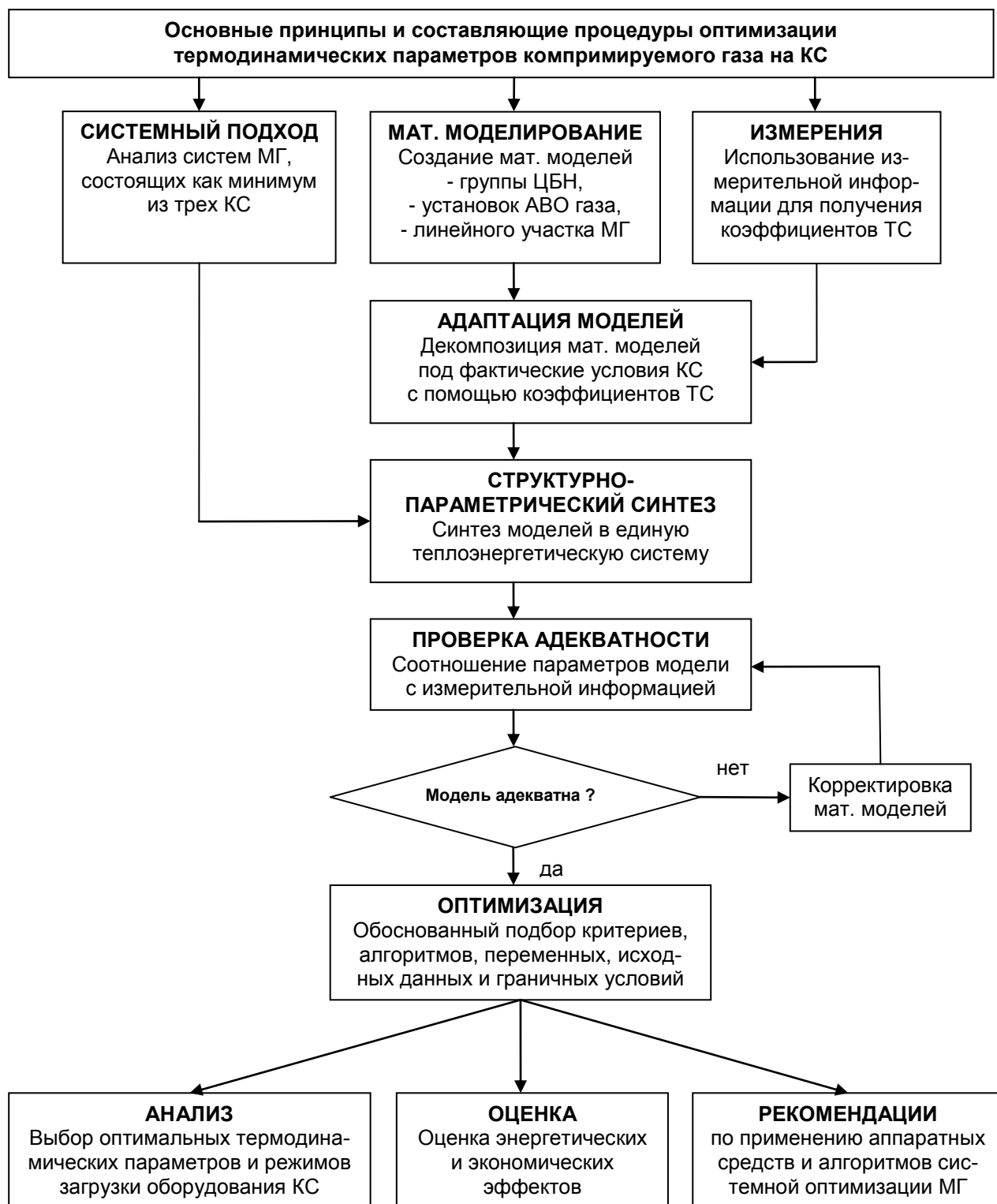


Рис. 5.5. Блок-схема процедурного алгоритма выбора оптимальных параметров энергопотребления МГ с учетом взаимодействия агрегатов КС.

$$\lambda_{mp} = 0,067 \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2\kappa_s}{d} \right)^{0,2}, \quad (5.20)$$

где κ_s – шероховатость труб эквивалентная.

Полученные математические модели теплоэнергетической системы являются центральным звеном процедурного алгоритма (рис. 5.5) выбора оптимальных параметров энергопотребления на выходе с каждой КС.

5.4. Исследование оптимизированных систем ЛПУ МГ

Математическое моделирование теплоэнергетической системы сжатия-охлаждения-передачи газа по трубопроводам относится к задачам нелинейного программирования. Для решения таких задач наиболее подходит усовершенствованный алгоритм прямого поиска возможных направлений, в основе которого лежит метод системной оптимизации, решающий нелинейные задачи без ограничений или с ограничениями типа неравенств [116,122].

Основными оптимизируемыми параметрами являются давление и температура газа после АВО на выходе i -ой КС. Следует учитывать, что поиск оптимальных решений сопровождается при непрерывном изменении параметров переменных в рассмотренных выше моделях агрегатов:

- числа включенных газоперекачивающих агрегатов с учетом дискретного или плавного регулирования их скорости вращения;
- разброса величин скорости вращения и момента на валу каждого ЦБН;
- числа работающих вентиляторов в установках охлаждения газа с учетом дискретного или плавного регулирования их скорости вращения.

Однако на практике все параметры перекачиваемого газа необходимо локализовать из-за пределов пропускной способности МГ, безопасного давления и температуры. Поэтому, к примеру, выходная температура газа должна лежать в пределах $t_{\min} \leq t_i \leq t_{\max}$. Нижний предел ограничен условиями начала образования гидратов на стенках труб, а верхний – недопущением растрескивания противокоррозионной изоляции трубопровода.

В соответствии с действующими нормативно-техническими документами ТЭК и ОАО «Газпром» [26,42,89-90,95-97,101], а также «Концепцией энергосбережения и энергетической эффективности...» [49] критерием оптимизации выбираем минимальное потребление электроэнергии агрегатами при наименьших потерях в агрегатах, крановой обвязке КС и линейных участках трубопроводов по всей цепи транспорта газа.

В результате исследований, например, влияния процесса охлаждения газа на энергетическую эффективность МГ установлено, что:

- снижение температуры газа на выходе КС носит позитивный характер, связанный со снижением аэродинамических потерь давления газа между соседними КС и с уменьшением удельных затрат энергии на компримирование на последующей КС;
- более глубокое охлаждение газа в АВО при включении дополнительных вентиляторов приводит к росту потребления электроэнергии.

В связи с данным противоречием появляется необходимость в оценке взаимовлияния рассмотренных перспектив компримирования и охлаждения газа на энергоэффективность всего технологического процесса перекачки газа. В соответствии с технологическими регламентами [36,47,111,117] сегодня вентиляторы АВО включаются только в летний период, обеспечивая температура газа на выходе ниже 40 °С. По зимним регламентам вентиляторы не включаются, так как естественной конвекции воздуха в них достаточно для получения приемлемой температуры газа. Однако только при температурах воздуха близких к 0 и ниже при принудительной вентиляции достигаются предельно низкие (но и допустимые) температуры газа в АВО. При этом появляется возможность сократить суммарное потребление электроэнергии на транспорт газа через несколько КС за счет частотного регулирования производительности или даже отключения некоторых ЭГПА [111,116,122,123]. На рис. 5.6 представлена функциональная схема участка МГ с тремя КС для исследования процесса оптимизации работы агрегатов на энергетическую эффективность ГТС.

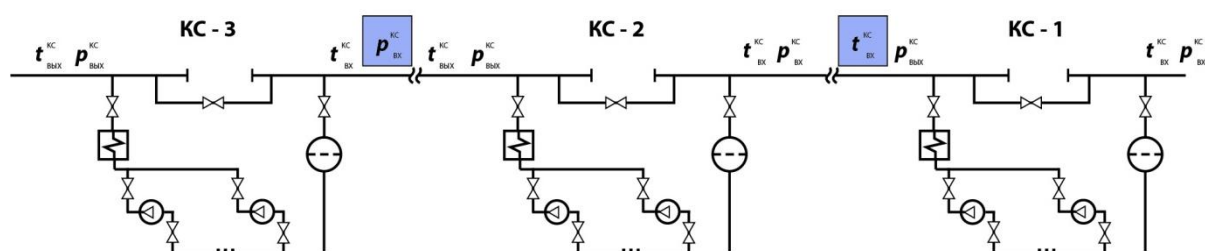




Рис. 5.6. Функциональная схема взаимодействия трех КС по перекачиванию требуемого объема газа с оптимизацией суммарного потребления электроэнергии.

Условные обозначения:

-  - Пылеуловители
-  - Установка воздушного охлаждения газа
-  - Центробежный нагнетатель
- $t_{вх}^{КС}$ $p_{вх}^{КС}$ - Термобарические параметры потока газа на входе в станцию
- $t_{вых}^{КС}$ $p_{вых}^{КС}$ - Термобарические параметры потока газа на выходе со станции
-  - Исследование взаимовлияния термобарических параметров транспортируемого газа

Моделировалась ситуация, когда постепенно увеличивалось количество включенных вентиляторов АВО газа на КС-1 (от 0 до 32 шт.). В результате снижалась температура газа на выходе из КС-1 ($t_{вых}^{КС}$), что в свою очередь привело к повышению давления газа на входе в КС-3 ($p_{вх}^{КС}$). В результате проведенных расчетов получены зависимости, представленные на рис. 5.7.

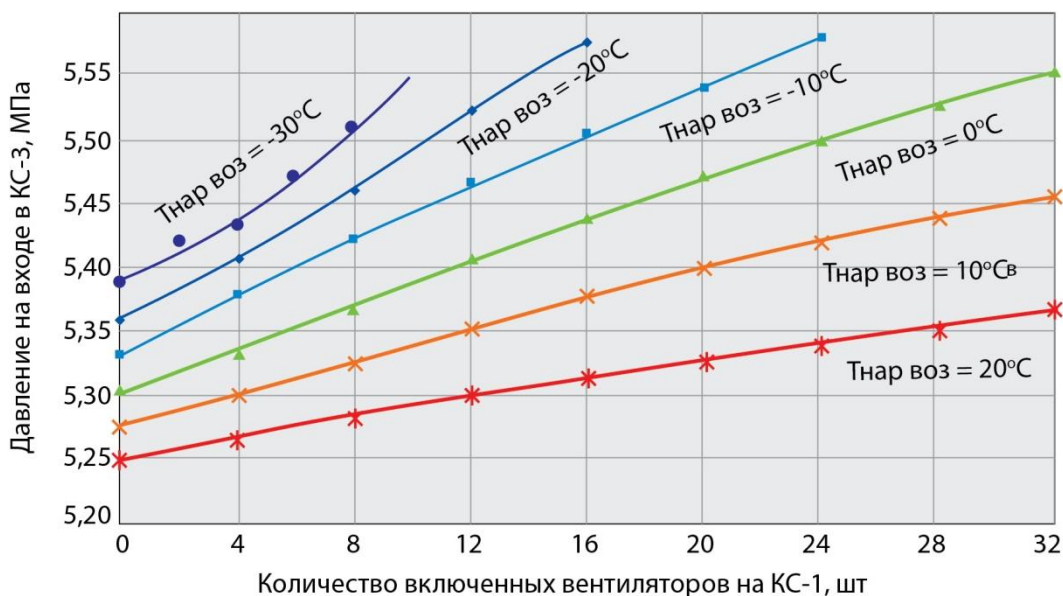


Рис. 5.7. Номограммы определения количества работающих вентиляторов 1-ой КС в функции обеспечения требуемого давления газа на 3-ей КС.

Анализ этих зависимостей показывает высокую эффективность охлаждения газа в АВО в зимний период [9,111,122]. Так при температуре наружного воздуха 0 °С включение 32-х вентиляторов АВО газа на КС-1 приводит к увеличению давления на КС-3 на 0,25МПа, а при температуре воздуха -20

°С для достижения аналогичного эффекта потребуется лишь 16 АВО. Вместе с тем, энергетический и экономический эффект от охлаждения газа в АВО зимой можно получить только в случае, когда поддерживается постоянным давление на выходе из системы ($P_{вых}^{КС-3} = const$) с помощью ЧРП. Точная стабилизация давления на КС-3 при росте его на входе возможно за счет регулирования скорости вращения ЧРП ЭГПА (рис. 5.8) и одновременного снижения потребляемой мощности компрессора. Рис. 5.9 поясняет получение эффекта от ЧРП АВО на КС-1 и ЧРП ЭГПА на КС-3 [111,116,122,123].

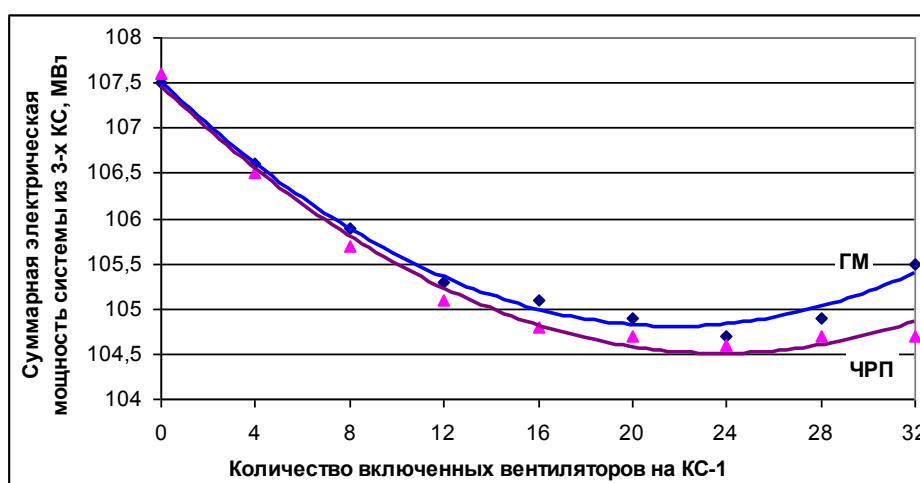


Рис. 5.8. Сопоставление затрат суммарного потребления электроэнергии при ЧРП и с помощью гидромуфта (ГМ) от количества АВО по трем КС.

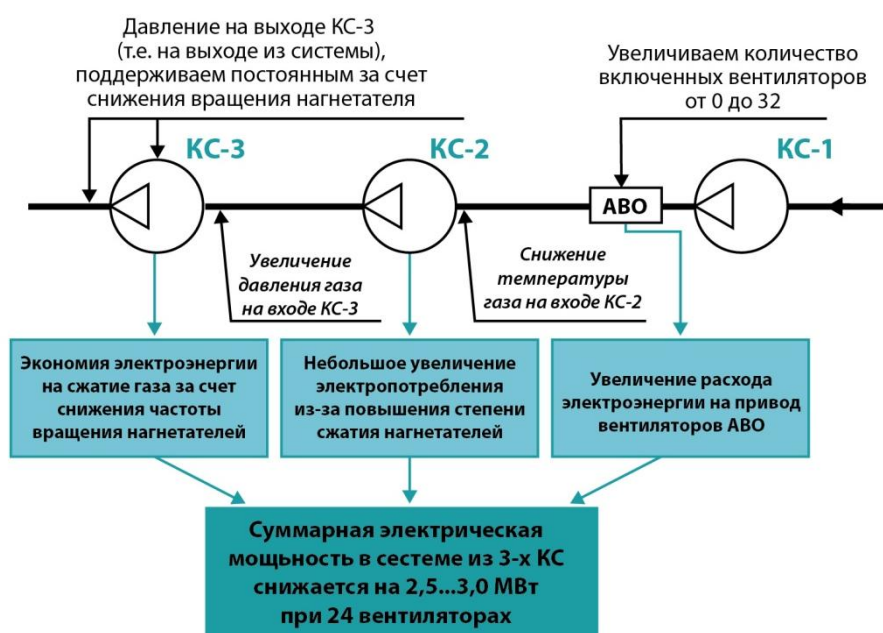


Рис. 5.9. Принцип получения технико-экономического эффекта от использования ЧРП вентиляторов АВО (на 1-ой КС) и ЧРП ЭГПА (на 3-ей КС).

Данная методика на базе имитационных моделей позволяет определять оптимальные параметры компримируемого газа для любых КС. При этом поддерживать оптимальные температуру и давление газа целесообразно только с использованием ЧРП ЭГПА и вентиляторов АВО. Конкретную оценку эффективности внедрения данных систем может дать только численный технико-экономический анализ [110,111,122,133]. Расчеты показали, что в ряде случаев срок окупаемости ЧРП может составлять от 1 до 3 лет, в зависимости от диапазона расхода газа и величин технологических параметров.

5.5. Практическая оценка эффекта оптимизации режимов МГ.

Адекватность рассмотренной методики минимизации потребления электроэнергии агрегатами ГТС подтвердилась при сопоставлении результатов с экспериментальными данными (рис. 5.10), полученными на трех КС в зимний период при средних температурах $t_{6030}^{cp} = -10^{\circ}C$ (рис. 5.11). Графическая интерпретация полученных данных показана на рис. 5.12.



Рис. 5.10. Внешний вид окна ПК при имитации режима работы теплоэнергетической системы газопроводов после ввода исходных данных по 3 КС.

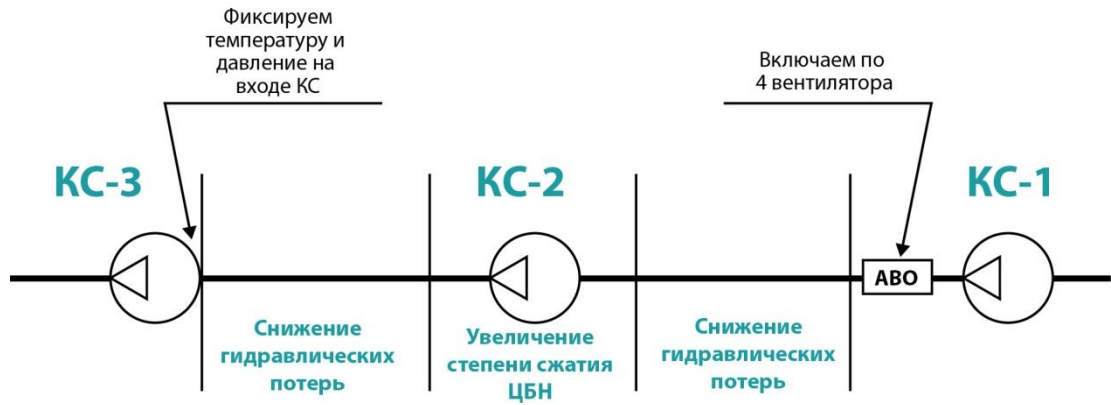


Рис. 5.11. Функциональная схема проведения эксперимента на ЛПУ.

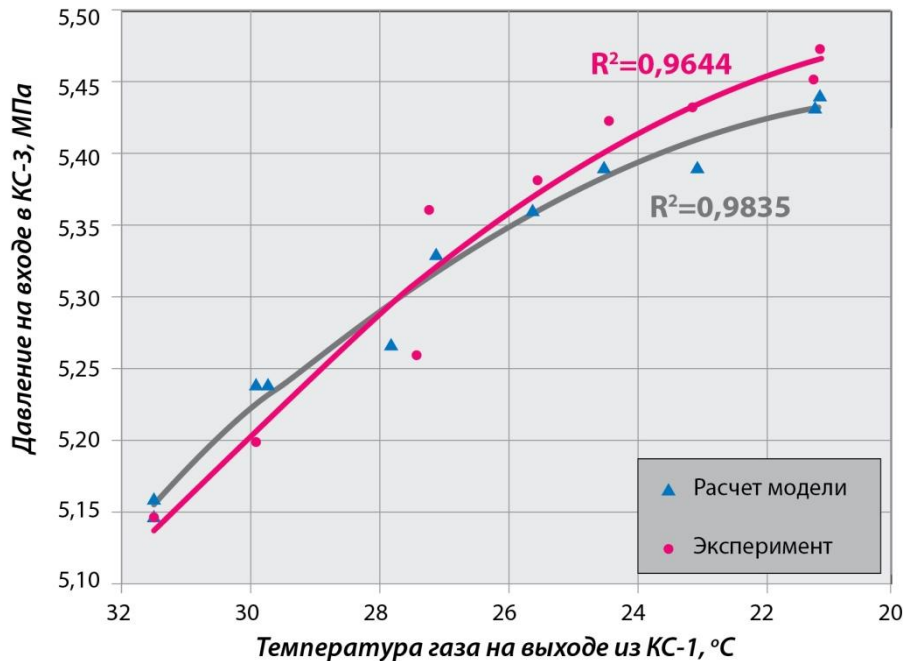


Рис. 5.12. Сопоставление кривых давления газа от температуры на КС.

Проведенные натурные испытания показали высокую эффективность и возможности энергосбережения при использовании ЧРП на ЭГПА.

Наибольший экономический эффект от внедрения мероприятий по оптимизации режимов работы МГ можно получить только при системном анализе работы нескольких участков, состоящих из трех и более последовательно расположенных КС. Комплексные испытания, проходившие 26-30 января 2010 года на участке МГ «Уренгой-Новопсков» с тремя электроприводными КС-25 «Петровская», КС-26 «Екатериновка» и КС-27 «Балашовская» ООО «Газпром трансгаз Саратов» [2,111,133], преследовали задачи:

- оценки эффективности применения АВО газа в зимний период для повышения пропускной способности МГ и снижения затрат на транспорт газ;

- определение возможности работы КС-27 «Балашовская» с тремя ЭГПА вместо четырех с обеспечением аналогичной производительности и давления газа на выходе.

На первом этапе производилось включение на КС-25 «Петровская» вентиляторов АВО газа в целях увеличения пропускной способности газопровода и повышения давления газа на выходе КС-27 «Балашовская». Далее благодаря этому производился переход на работу тремя ЭГПА вместо четырех на КС-27 «Балашовская» при сохранении требуемой производительности и давления на выходе КС (табл. 5.1) [111,117].

Таблица 5.1.

Результаты испытаний

Параметры	Режим №1 – до испытаний	Режим №2 – перед отключением ЭГПА	Режим №3 – работа трех ЭГПА КС-27
Число работающих АВО на КС-25	0	20	20
Число работающих ЭГПА на КС-27	4	4	3
Температура газа на выходе КС-25, °С	32,7	15,5	15,0
Давление газа, МПа			
- на выходе КС-27 до 20-го крана	5,11	5,39	5,56
- на выходе КС-27 выходе КЦ	7,16	7,49	7,32
Степень сжатия на КС-27	1,41	1,41	1,36
Объем газа, млн. м ³ /час	3,59	3,75	3,59
Электрическая мощность			
- на АВО КС-25, кВт	0	734	730
- на ЭГПА КС-27, кВт	43 866	45 704	39 214

В начале испытаний на КС-25 постепенно в течение суток, включались в работу 20 вентиляторов АВО газа. При этом температура газа на выходе со станции снизилась с 32,7 до 15,5 °С (на 17,2 °С). При этом выросла пропускная способность участка МГ за КС-25 до КС-27 с увеличением объема транспортируемого газа с 3,59 до 3,75 млн.м³/час, т.е. на 4% (0,16 млн.м³/час).

Повышение коммерческой производительности МГ позволило добиться существенного увеличения давления на входе в КС-27 – с 5,11 до 5,39 МПа (на 0,28 МПа), что создало предпосылку для отключения одного ЭГПА на этой станции и перехода к работе с тремя агрегатами вместо 4.

В результате отключения ЭГПА на КС-27 после некоторого снижения производительности наступил период стабильной работы с тремя агрегатами в течение 2 часов. При этом станция в режиме трех ЭГПА перекачала такое же количество газа (3,59 млн. м³/час), что и при работе четырех включенных машин до начала испытаний. Вместе с тем давление газа на выходе агрегатов не только не снизилось ввиду уменьшения степени сжатия КС-27, а наоборот, повысилось с 7,16 до 7,32 МПа. Это связано с обеспечением значительного запаса по увеличению давления на выходе со станции в результате заведомо более глубокого охлаждения газа на АВО КС-25.

При этом потребляемая мощность всех работающих ЭГПА КС-27 снизилась с 43,9 до 39,2 МВт, т.е. на 4,7 МВт, в то время как затраты на электропривод вентиляторов АВО газа на КС-25 составили лишь 0,7 МВт.

Таким образом, на практике был достигнут новый более экономичный режим работы МГ «Уренгой – Новопсков» от КС-25 до КС-27 без изменения параметров и количества транспортируемого газа на границе раздела ООО «Газпром трансгаз Саратов» и ООО «Газпром трансгаз Волгоград» [111,117].

Проведенные испытания доказали, что применение АВО газа в зимний период является новым и перспективным направлением энергосбережения в трубопроводном транспорте газа. Кроме данного случая возможен и другой альтернативный вариант применения АВО, при котором происходит увеличение объема транспортируемого газа без увеличения числа работающих ЭГПА (растет производительность МГ на 4% или до 3,6 млн. м³/сут). Обеспечение режимов возможно при температурах воздуха до 10 °С, или 6 месяцев в году при расходе транспортируемого газа до 89,5 млн. м³/сут.

Таким образом, реконструкция ЭГПА с ЧРП на КС-25 и КС-27 позволяет снизить потребление электроэнергии на транспорт газа в системе на 8,4 МВт или 36,6 млн. кВт·ч/год, что при тарифах 2014 года на электроэнергию в Волгоградской и Саратовской области составляет около 146 млн. руб./год.

Выводы по главе 5

1. Оптимизация работы локальных ЭГПА на линейных КС по критериям энергоэффективности не обеспечивает системной оптимальности режима перекачки природного газа по МГ. Кардинальное решение проблем энергоэффективности МГ связано с системной оптимизацией всех технологических звеньев и агрегатов электроприводных КС и ЛПУ в рамках участка МГ. Разработанная методика и имитационные модели позволяют определять оптимальные параметры перекачиваемого газа для любых режимов и структур КС. В реальной эксплуатации поддерживать оптимальные параметры газа возможно только с использованием автоматизированных систем на базе ЧРП ЭГПА и АВО газа при их структурно-параметрическом синтезе.

2. Структурно-параметрическая оптимизация параметров газа достигается реализацией, наряду с рассмотренными в главах 2 и 3, мероприятий: комплексный анализ фактических энергетических характеристик АВО газа; системное обследование эксплуатационных характеристик ЛПУ во всех режимах работы МГ; формализация работы локальных участков МГ с несколькими КС и адаптация отдельных элементов системы компримирования, охлаждения и перекачки газа; структурно-параметрический синтез и декомпозиция агрегатов участка МГ, группы ЭГПА, АВО газа в единую оптимизационную модель; разработка алгоритмического и ПО для компьютерного исследования КС и ЛПУ МГ и оптимизации параметров транспорта; исследование энергетической эффективности перспективных технологий регулирования режимов КС и рационального выбора технических средств.

3. Разработаны и запатентованы каскадно-групповая схема ЧРП вентиляторов АВО газа и комбинированная (инвариантная) САУ, обеспечивающие стабилизацию температуры газа на оптимальном уровне при автоматическом отслеживании всех возмущающих воздействий. Синтезирована обобщенная модель формализации технологических процессов компримирования, восстановления температуры и перекачки газа по МГ, на основе кото-

рой разработан процедурный алгоритм выбора оптимальных параметров энергопотребления с учетом взаимодействия агрегатов КС.

4. Проведенные натурные испытания показали, что теоретически синтезированная модель инвариантной системы с автоматической компенсацией всех стохастических и детерминированных возмущений на участке МГ в целом отражает возможности энергосбережения при использовании частотно-регулируемого высоковольтного ЭГПА и ЧРП вентиляторов АВО газа. Практическая реализация данной системной оптимизации предполагает наличие комплексных систем автоматизации внутренних и выходных параметров на базе ЧРП агрегатов каждой КС, внедрение которых требует дополнительного технико-экономического обоснования.

5. Оптимизационные расчеты, проведенные с помощью моделирования участка газопровода с электроприводными КС, а также результаты практической оценки эффекта оптимизации режимов МГ на участке технологически связанных 3 КС показали, что применение ЧРП вентиляторов АВО газа в зимний период на первой КС приводит к повышению давления газа на входе третьей КС на 0,25МПа, что позволяет отключить на ней один ЭГПА из четырех работающих, при сохранении заданного давления газа на выходе из системы. Снижение суммарной мощности в системе из трех КС составляет 3,71 МВт (36,6 млн. кВт·ч/год), что приводит к энергосбережению на 2670 МВт·ч/мес. с суммарным экономическим эффектом в тарифах 2014 года - 146 млн. руб./год.

Глава 6. ВОПРОСЫ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ЭГПА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ ГАЗОПРОВОДОВ

6.1. Экспериментальные данные новых энергоэффективных ЭГПА

Основными зарубежными производителями оборудования для ЭГПА являются компании: Siemens (Германия); консорциум Alstom (Converteam) – MAN Turbo (Франция (Германия) – Швейцария); TMEIC (Toshiba Mitsubishi Electric Industrial Systems Corporation; Япония); General Electric (США) и ABB (Швейцария). Фирма «Siemens» производит для ЭГПА ПЧ типа Sinamics GM, электродвигатели типа 1TA2832-6AT01-Z. Консорциум Alstom/Converteam – MAN Turbo производит ЭГПА типа MORICO и HOFIM. Фирма «TMEIC» производит для ЭГПА ВВ ПЧ типа MELVEC-3000C, MELTRAC-F500HV-C, TMdrive-MV и электродвигатели типа SHBL. Компания «ABB» производит ВВ ПЧ типа ACS 5000, ACS 6000, LCI; системы плавного пуска типа SSM, системы возбуждения синхронного двигателя типа UNITROL F [136-139].

В настоящее время российскими производителями ЭГПА – ОАО «Росэлектропром-холдинг» (Санкт-Петербург) и ООО «Электротяжмаш-Привод» (Пермский край, г. Лысьва) – освоен мощностной ряд 4-6,3-8-12,5 МВт (табл. 6.1) и ведутся работы по созданию новой линейки ЭГПА мощностью 16, 25 и 32 МВт. Рабочий диапазон регулирования частоты вращения двигателя соответствует ряду 1:2; 1:5; 1:10; 1:20; 1:30; 1:50; 1:100.

Наличие серийного производства отечественных и зарубежных ЭГПА нового поколения позволяет на данном этапе развития ГТС обеспечить как реконструкцию существующего парка ЭГПА, так и применение современных ЭГПА на объектах нового строительства газотранспортных систем. Но получить *наибольший синергетический эффект* от внедрения ЭГПА, повысить их конкурентоспособность и быстро получить экономию топливно-энергетических ресурсов на компрессорных станциях можно только при системном учете всех факторов энергоэффективности технико-технологических решений, рассмотренных в предыдущих главах данной диссертационной работы.

Основные технические характеристики ЭГПА нового поколения

Наименование параметра	Единица измерения	Значение			
		ЭГПА-4,0/8200-56/1,26-Р	ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р	ЭГПА-8,2/8600-56/1,44-Р	ЭГПА-12/6500-75/1,5-Р
Номинальное напряжение на входе	В	6000/10000	6000/10000	6000/10000	6000/10000
Производительность объемная	млн. м ³ /сут	12,5	12,0	13,8	21,5
Степень повышения давления	о.е.	1,26	1,44	1,44	1,5
КПД привода в номинальном режиме, не менее	о.е.	0,92	0,93	0,947	0,93
Мощность привода номинальная	кВт	4000	6300	8200	12000
Частота вращения номинальная	об/мин	8200	8200	8600	6500
Диапазон рабочих частот вращения, % от номинальной	%	70-105	70-105	50-105	70-105
Точность поддержания частоты вращения в рабочем диапазоне частот, не хуже	%	1,0	1,0	1,0	1,0
Время разгона до номинальной частоты вращения, не более	мин.	2	2	2	2
Производительность объемная	м ³ /мин	220	200	200	270

Еще в начале 2000-х годов к реализации программ ОАО «Газпром» по реконструкции действующих ЭГПА был привлечён ЗАО «РЭПХ» (ЗАО «Электропульт»), который на базе совместного предприятия ЗАО «Сименс-Электропривод» освоил производство линейки комплектных ЭГПА мощностью 4,0, 6,3 МВт (рис. 6.1) с частотно-регулируемым высокооборотным электроприводом [46,84,96,107,116].



а)



б)

Рис. 6.1. Высокоскоростные высоковольтные АД HSHV "Siemens Electroprivod" мощностью 4 МВт (а) и 6,3 МВт (б).

Возможности ЗАО «РЭПХ» по поставке высокооборотных ЧРП позволяют выполнить разработку ряда ЭГПА мощностью 2.5, 4.0, 6.3, 8.0 МВт для КС ПХГ на степень сжатия $2.5 \div 3.5$ и конечное давление $12.5 \div 15.0$ МПа. Общий вид высоковольтного ПЧ для глубокорегулируемых ЭГПА показан на рис. 6.2, а его параметры – в таблице 6.2.

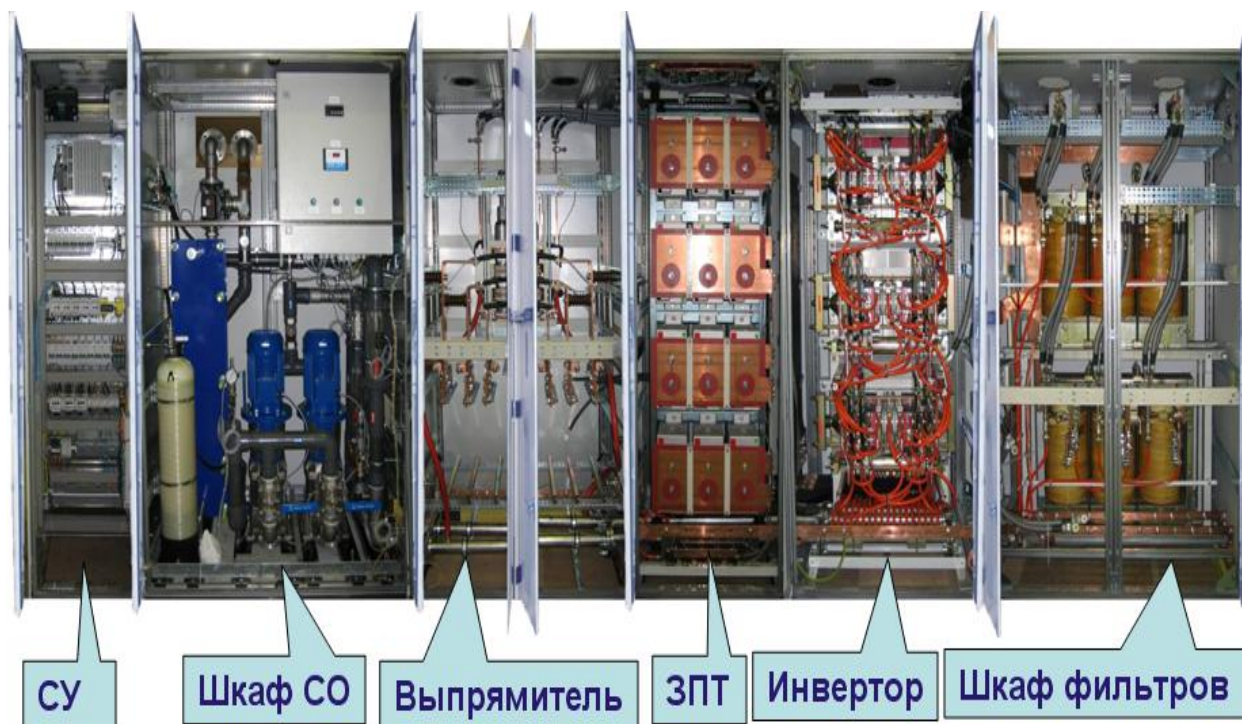


Рис. 6.2. Общий вид высоковольтных ПЧ для ЭГПА.

САУ ЭГПА разработана в соответствии с техническим заданием, утвержденным Департаментом АСУ ОАО «Газпром» и прошла приемочные испытания в составе агрегатов ЭГПА-4,0/8200 и ЭГПА-6,3/8200.

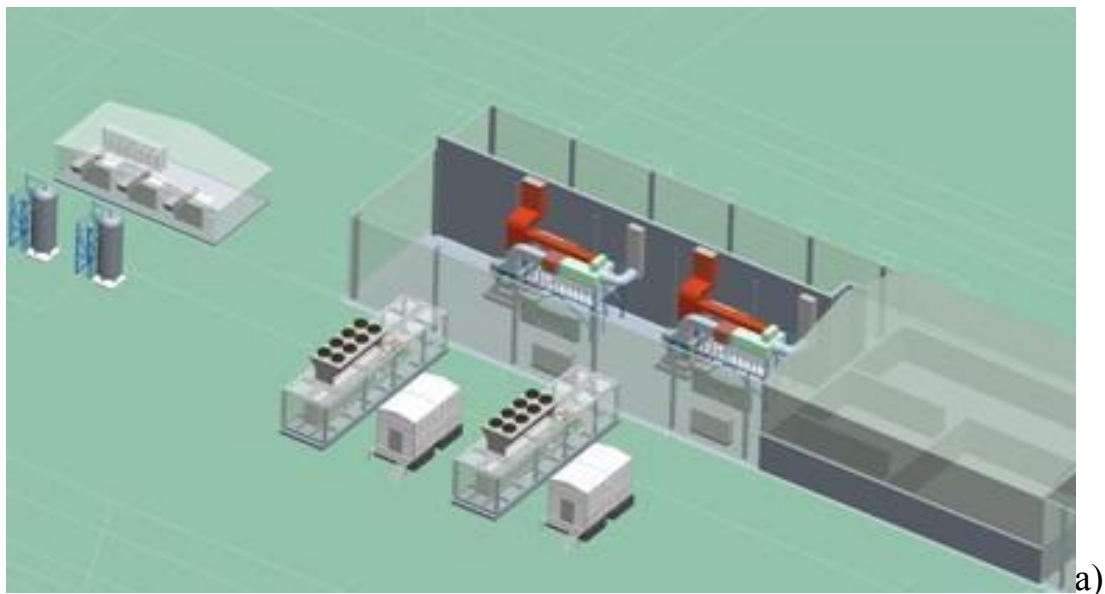
Таблица 6.2.

Наименование параметра	Значение для ЭГПА-6,3/8200
Номинальная мощность, кВА	8700
Номинальное выходное напряжение, В	3300
Номинальный выходной ток, А	1525
Номинальная выходная частота, Гц	136,9
Закон управления	векторный
Тип выпрямителя	неуправляемый, 12п
Тип инвертора	3-х уровневый
Тип охлаждения	жидкостное

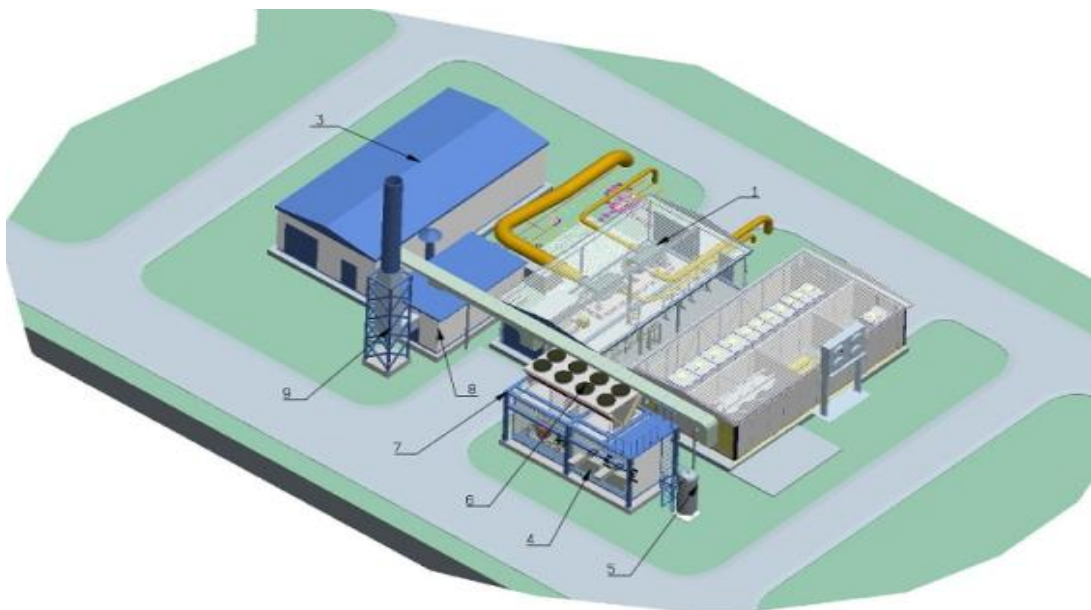
При строительстве и модернизации электроприводных КЦ предусмотрены следующие варианты компоновки и размещения ЭГПА:

1. Цеховая, когда оборудование ЭГПА полностью размещается в реконструируемом цехе,

2. Частично цеховая, когда при недостатке площадей на размещение ВВ ПЧ и входных трансформаторов оборудование частично размещается в транспортируемых контейнерах с установкой их снаружи КЦ (рис. 6.3 а).



а)



б)

Рис. 6.3. Новые варианты компоновки и размещения современных ЭГПА:

а) частично-цеховая с внешними контейнерами КЦ,

б) блок-модульное исполнение типа ЭГПА-БМ.

3. ЭГПА в новом блок-модульном исполнении (ЭГПА-БМ) предназначен для нового строительства в труднодоступных районах прохождения трасс газопроводов. При этом ЭГПА-БМ состоит (рис. 6.3 б) из:

- агрегатного блок-бокса 1 (ЦБН и АД) – 2 контейнера 10,5х3;
- блок-бокса электропривода 2 (ПЧ) – 2 контейнера 12,0х3,
- электротехнического блок-бокса 3 – 2 контейнера 12,0х3;
- блок-бокса охлаждения АД и сжатого воздуха 4 – контейнер 7,5х3;
- охлаждающая машина 6 с рамой 7;
- блок-бокс системы вентиляции и отопления 8 – контейнер 6х3.

Программа реконструкции ЭГПА (табл. 6.3) [110,116] стартовала в 2009г. на объектах МГ «Парабель–Кузбасс» ООО «Газпром ТГ Томск». КС «Володино» стала первой станцией в системе ОАО «Газпром», на которой реализован принцип безлюдных технологий. При этом диспетчер, находящийся в Томске, дистанционно управляет работой ЭГПА, регулируя их скорость в соответствии с режимами МГ и мониторингом состояния оборудования. Реконструированы три из шести КС МГ «Парабель–Кузбасс», на которых установлены ЭГПА-4.0/8200-56/1.26-Р общей мощностью 48 МВт. Программой реконструкции завершение модернизации МГ «Парабель–Кузбасс» планируется в 2015 г. с полным обновлением ГТС ООО «Газпром ТГ Томск».

На КС «Смоленская» ООО «Газпром трансгаз Петербург» реализованы проекты по замене СТД-4000-2 на ЭГПА с ЧРП типа ЭГПА-6,3/8200-56/1,44Р, работающего сегодня в штатном режиме. Далее будут заменены ЭГПА на базе АЗ-4500-150 и СТД-4000-2 на ЭГПА-6,3/8200-56/1,44Р на КЦ-1 КС «Торжок», КЦ-1 КС «Холм-Жирковская» и КЦ-1 КС «Валдай».

Для ООО «Газпром трансгаз Ухта» разработана проектная и рабочая документация по модернизации КЦ-1 на КС-17 «Грязовец» и КЦ-2 на КС-18 «Мышкино» с замена старых СТД-4000-2 на ЭГПА-6,3/8200-56/1,44Р. Разработана документация стадии «Проект» по установке высокоскоростных ЧРП ЭГПА с АД на КС «Карталинская» ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», где в рамках реконструкции планируется замена отработавших свой срок

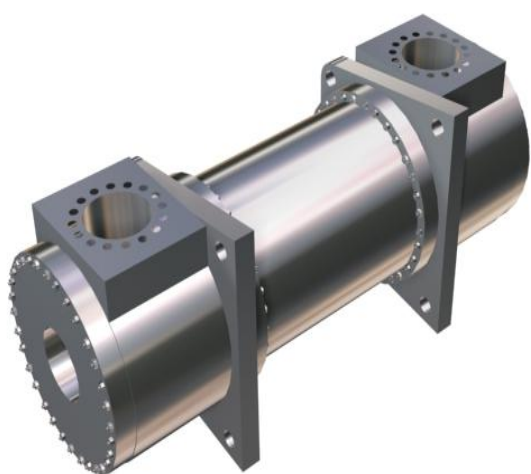
ЭГПА на базе СТД-4000-2 на ЭГПА-8,2/8600-56/1,44-Р «Лысьва-МБ-8,2» с высокооборотными ЧРП с АД Лысьвенского завода «Привод» (рис. 6.4).

Таблица 6.3.

Объекты внедрения новых ЭГПА российского производства

Изготовитель ЭГПА	Тип ЭГПА	Номинальная мощность, кВт	Номинальная частота вращения, об/мин	Опыт реализации	Перспектива поставки
ОАО «Росэлектропромхолдинг» г. Санкт-Петербург	ЭГПА-4,0/8200-56	4000	8200	КС Володино КС Парабель КС Чажемто КС Проскоково КС Вертикос, КС Александровская	
	ЭГПА-6,3/8200-56	6300	8200	КС Смоленск	КС Смоленск КС Грязовец КС Торжок
	ЭГПА-12,5/6500-56	12500	6500		
ООО «Электротяж-маш-Привод» Пермский край, г. Лысьва	ЭГПА-4.0/8200-56 «Лысьва-ВОСТОК»	4000	8200		
	ЭГПА-6,3/8200-56 «Кедр»	6300	8200		
	ЭГПА-8.2/8600-56 «Лысьва-МБ-8,2»	8200	8600		КС Карталинская
	ЭГПА-12,5/6500-76 «Лысьва»	12500	6500		

Эксплуатационные характеристики новых ЧРП ЭГПА можно оценить по результатам испытаний и экспериментальным данным, на рис. 6.5-6.7.



а)



б)

Рис. 6.4. ЭГПА-8,2/8600-56/1,44-Р «Лысьва-МБ-8,2» с высокооборотными частотно-регулируемыми асинхронными двигателями: а) конструкция моноблока, б) фото агрегата в едином корпусе.

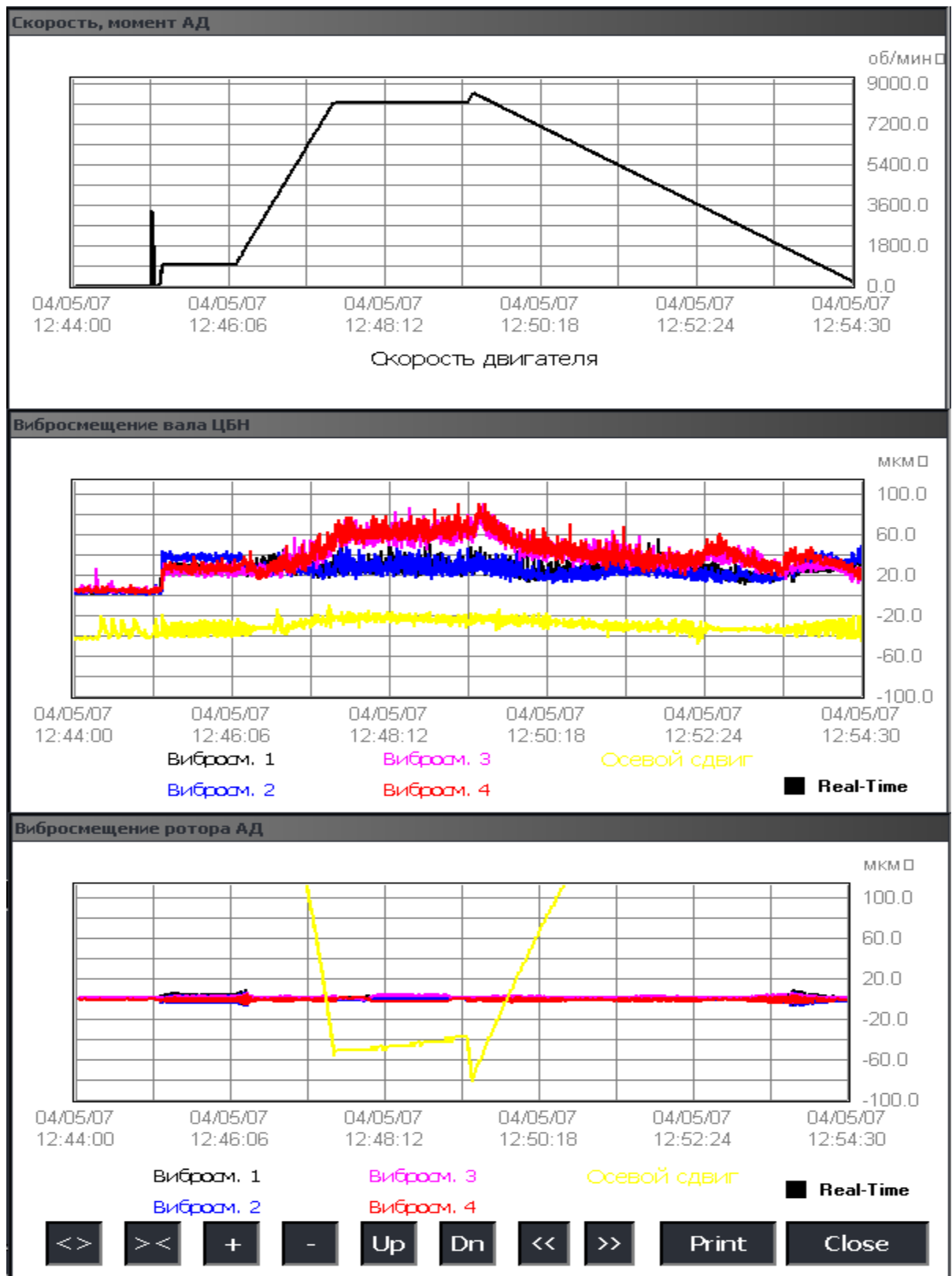


Рис. 6.5. Тренды частоты вращения и виброперемещений при пуске и аварийном останове агрегата ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р на стенде (1 этап приемочных испытаний).

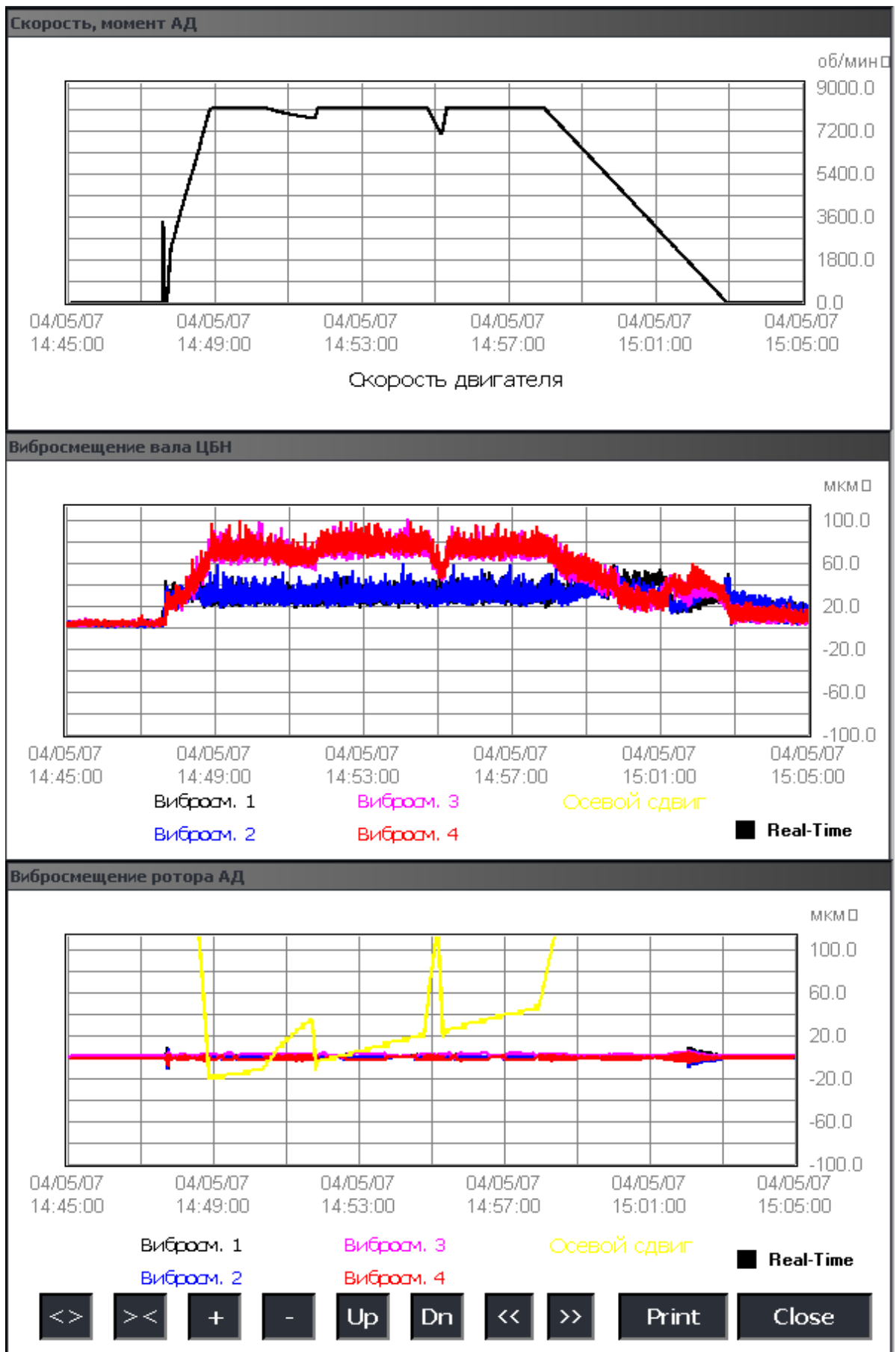


Рис. 6.6. Тренды частоты вращения и виброперемещений агрегата ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р на стенде при изменениях и пропадании напряжения питания на 10 сек.

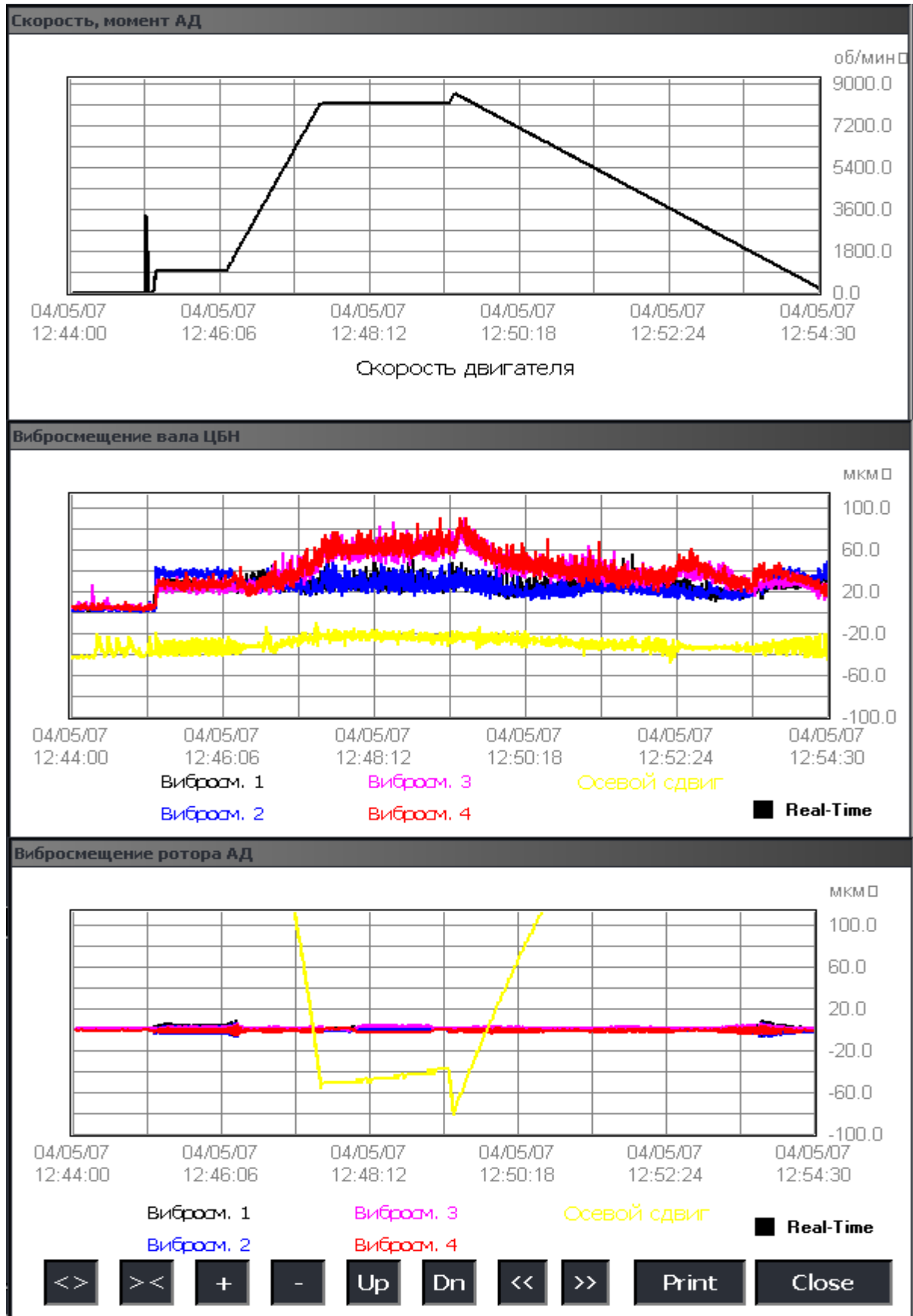


Рис. 6.7. Тренды ЧВ, давления и расхода при аварийном останове агрегата ЭГПА-6,3/8200-56/1,44-Р без стравливания газа.

Для научно-обоснованного принятия решений по использованию новых ЭГПА при реконструкции и новом строительстве КС МГ необходимо:

- оценить положительные примеры реализации новых ЭГПА на объектах ГТС с использованием факторов энергоэффективности и малолюдных ИТ;
- проанализировать энергетическую характеристику района внедрения ЭГПА, перспективы развития энергосистемы и тарифной политики региона;
- оценить экологическое состояние района строительства МГ в целом и возможности адаптации инфраструктуры района к электроприводным КС;
- рассчитать экономическую эффективность и применения ЭГПА.

Рекомендации по внедрению ЭГПА представлены на основе комплексного анализа по указанным критериям с учетом их иерархии, взаимосвязи и необходимости обеспечения безопасной работы ГТС.

6.2. Реализация малолюдных технологий мониторинга “on-line” и Ethernet при модернизации ЭГПА

6.2.1. Примеры реализации технологий мониторинга “on-line” на КС.

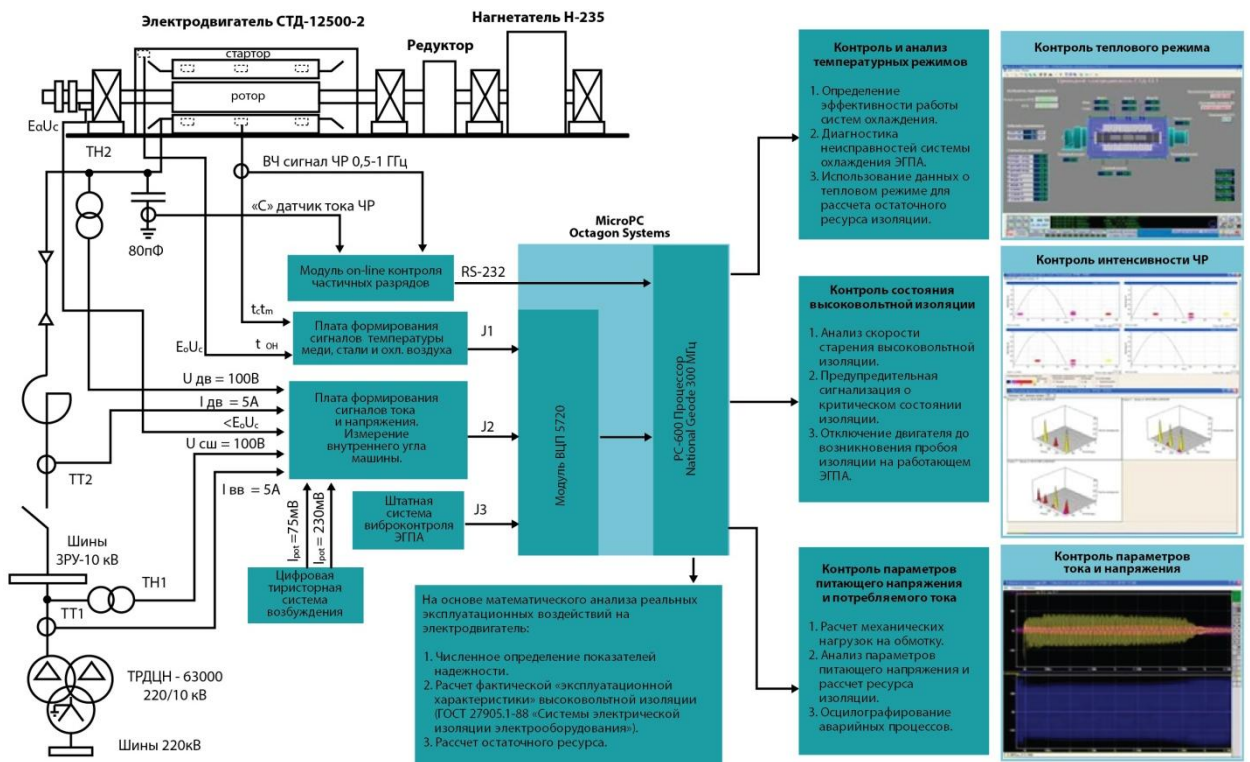


Рис. 6.8. Структура встроенной системы диагностики и прогнозирования технического состояния ЭГПА.

Разработанные в главе 4 технические средства и алгоритмы встроенной системы оперативного мониторинга и прогнозирования состояния ЭГПА (рис. 6.8) [66], позволяют научно обоснованно перейти к дистанционному их обслуживанию и организации ремонтов по фактической наработке до отказа.

Эти процедурные алгоритмы и аппаратная поддержка являются важнейшей составляющей малолюдных и безлюдных ИТ-технологий функционирования электроприводных КС [58,116,130].

Техническая реализация этапов вычисления износа изоляции и прогноза фактического состояния электродвигателей обеспечивается методами нечеткой логики (рис. 6.9) [60,74,121]:

- фаззификация входных переменных, соответствующих эксплуатационным факторам для изоляции приводного электродвигателя. При этом лингвистическая переменная, например, «Интенсивность ЧР» имеет термы «высокий», «средний», «низкий»;
- создание нечетких правил или нечеткой базы знаний;
- построение нечеткой импликации (расчет посылок и правил на основе законов нечеткой логики);

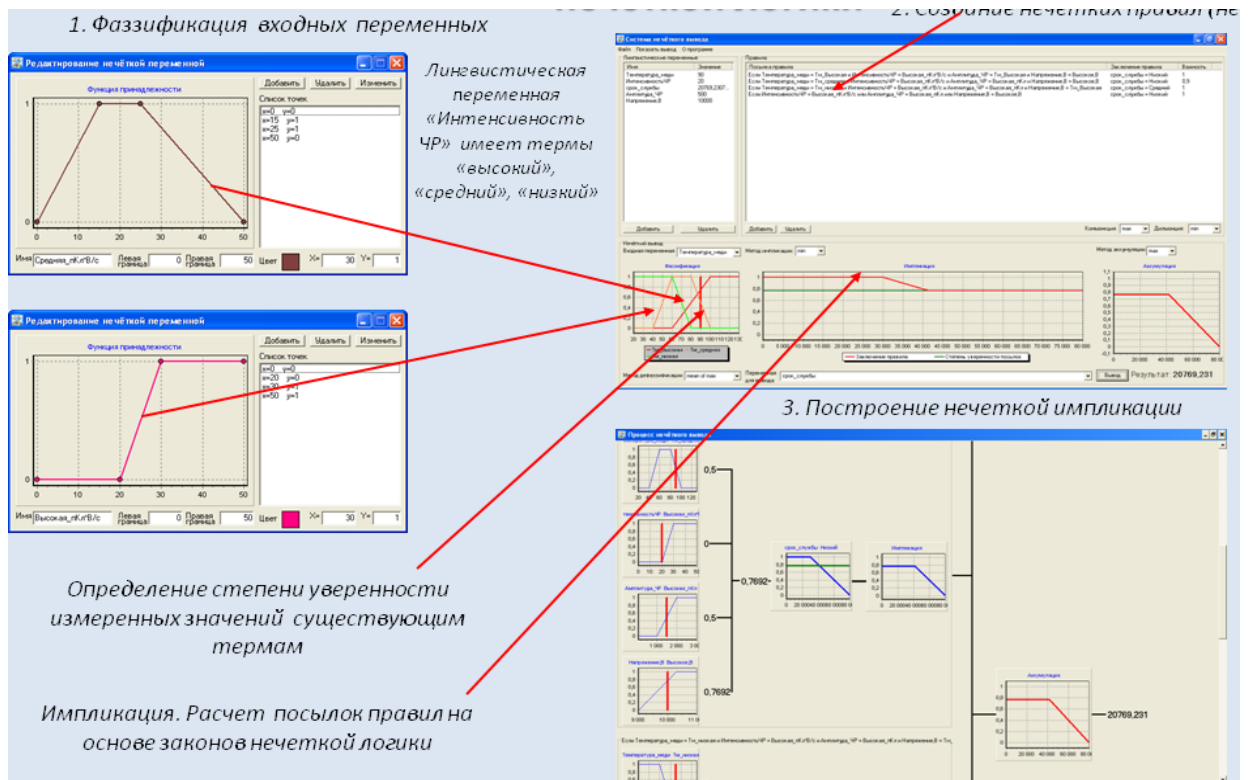


Рис. 6.9. Этапы вычисления наработки СТД-12500 до отказа.

Результаты измерений интенсивности частичных разрядов в обмотках приводных двигателей представлены в соответствующих окнах на рис. 6.10.

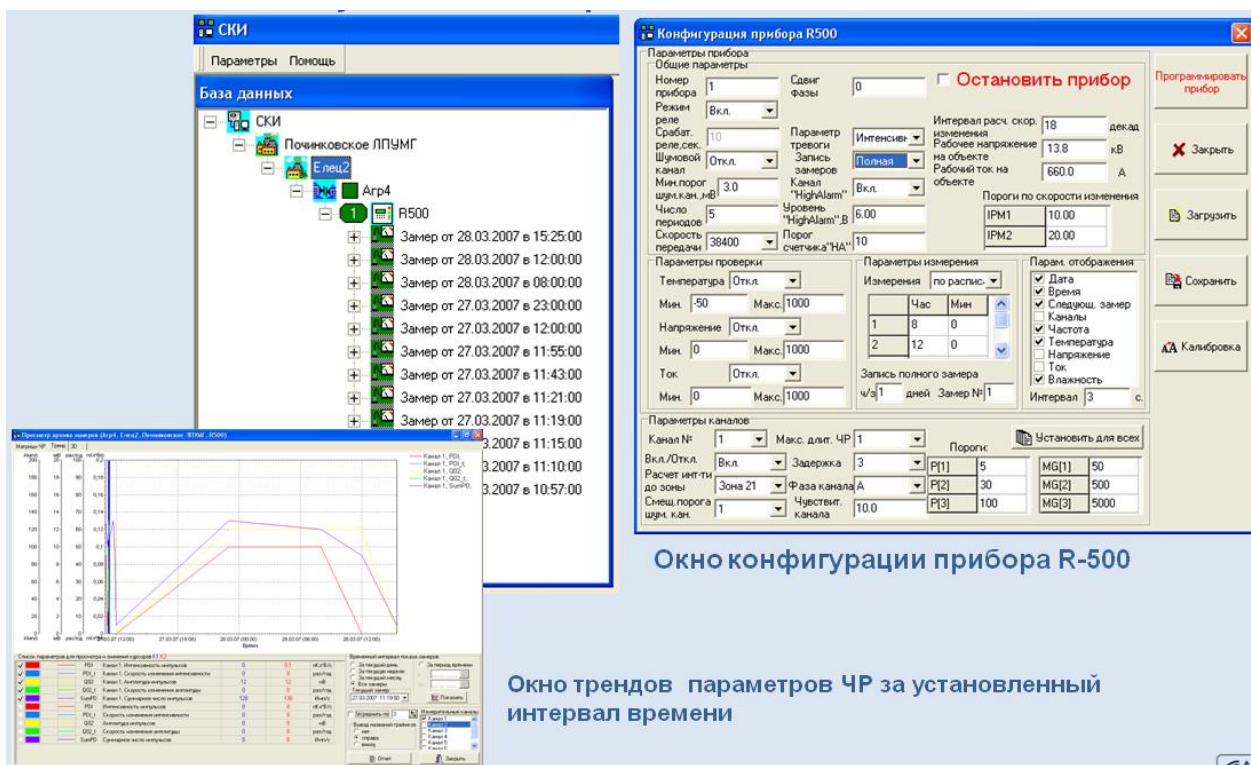


Рис. 6.10. Результаты компьютерного анализа измерений интенсивности ЧР изоляции электроприводных ГПА.

Они получены на экспериментальной установке (рис. 6.11–6.13) [12,33,59] с использованием современных технических средств измерительной техники и штатного щитового электрооборудования КС-25 «Починки» КЦ МГ «Ямбург-Елец-2» ЭГПА №4:

- стойка монтажного электрооборудования А 705-15-05;
- цифровой тиристорный возбудитель ВТЦ-СД-Щ 320/230;
- виброизмерительный комплекс ВВК ЭГПА-12,5;
- измерительные преобразователи DRTD-3;
- измерительный прибор типа R-500;
- датчики температуры «меди» типа TCM-50;
- плата процессора CPU Card 5070-5*86\$
- плата АЦП 5710-1С;
- коммуникационные схемы и источники питания.

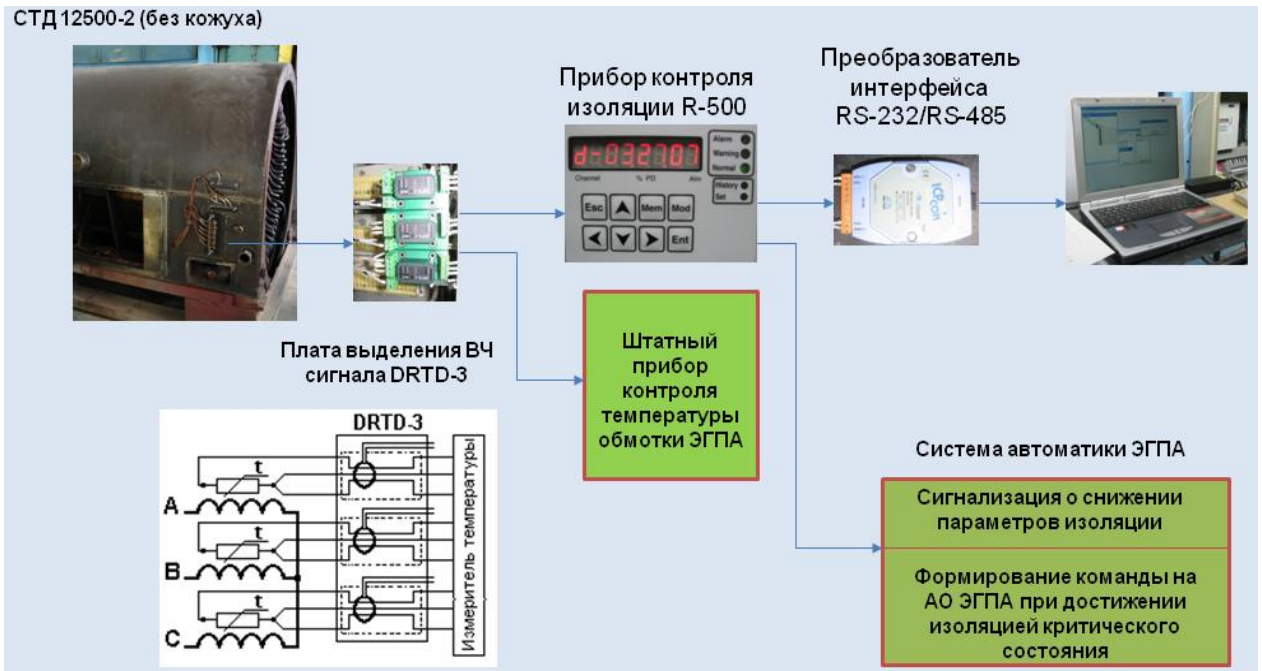


Рис. 6.11. Структурная схема контроля изоляции электродвигателя СТД.

Анализ результатов измерений и проверка адекватности работы встроенной системы прогнозирования технического состояния ЭГПА по 7 компрессорным цехам ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» показали, что проведенные исследования интенсивности ЧР в высоковольтных обмотках двигателей позволяют достоверно оценить наработку на отказ агрегатов и своевременно предотвратить выход из строя электродвигателей ЭГПА.



Рис. 6.12. Вариант размещения микропроцессорной системы встроенного мониторинга ЭГПА в шкафу цифрового тиристорного возбудителя.

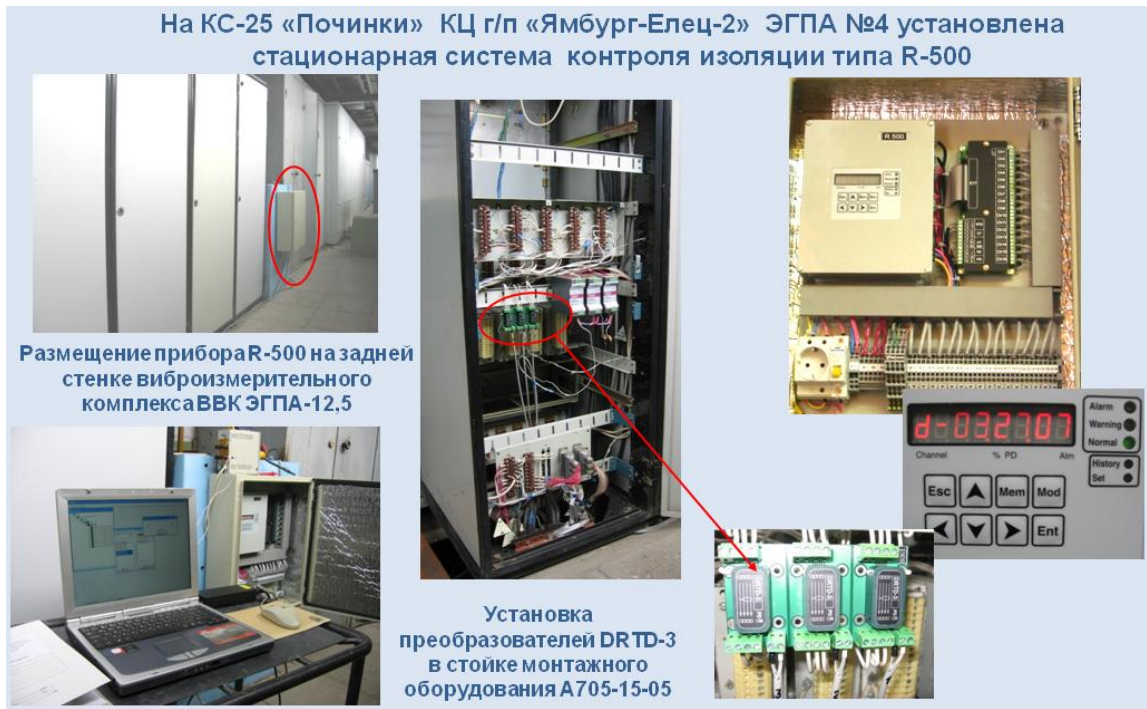


Рис. 6.13. Размещение стационарной системы контроля изоляции двигателей типа СТД-12500-2 ЭГПА №4 КЦ МГ «Ямбург-Елец-2» на основе прибора R-500 на КС-25 «Починковская».

Оперативный мониторинг целесообразно выполнять с использованием вкладки программы «СКИ» с матрицей значений ЧР (рис. 6.14). На вкладке отображено фазовое распределение импульсов, амплитуда и частота их следования в режиме “on-line”.

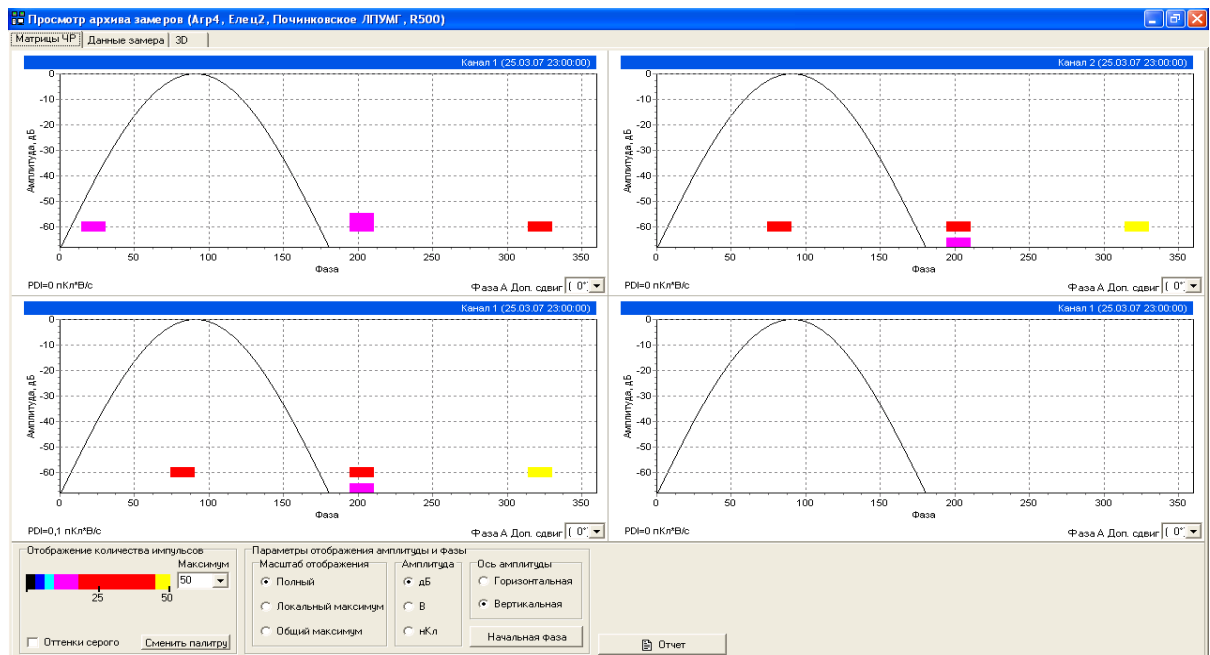


Рис. 6.14. Окно вкладки ПО «СКИ» на КС «Починковская» ЭГПА №4 КЦ МГ «Ямбург-Елец-2».

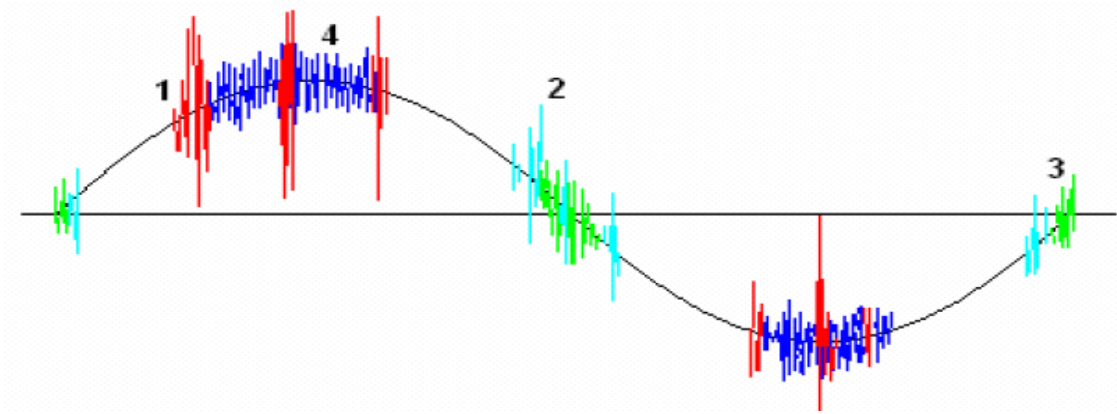


Рис. 6.15. Примерные осциллограммы различных видов разрядов в изоляции СТД: 1–скользящие ЧР, 2–пазовые ЧР, 3–ЧР во внутренних полостях изоляции, 4–корона.

В результате на рис. 6.15 получены графики фазового распределения ЧР относительно напряжения питания СТД в зависимости от характера дефекта в ЭГПА.

Кроме того, по полученным данным построены трехмерные графики (на каждый включенный канал) распределения количества импульсов в секунду по амплитудным зонам (рис. 6.16).

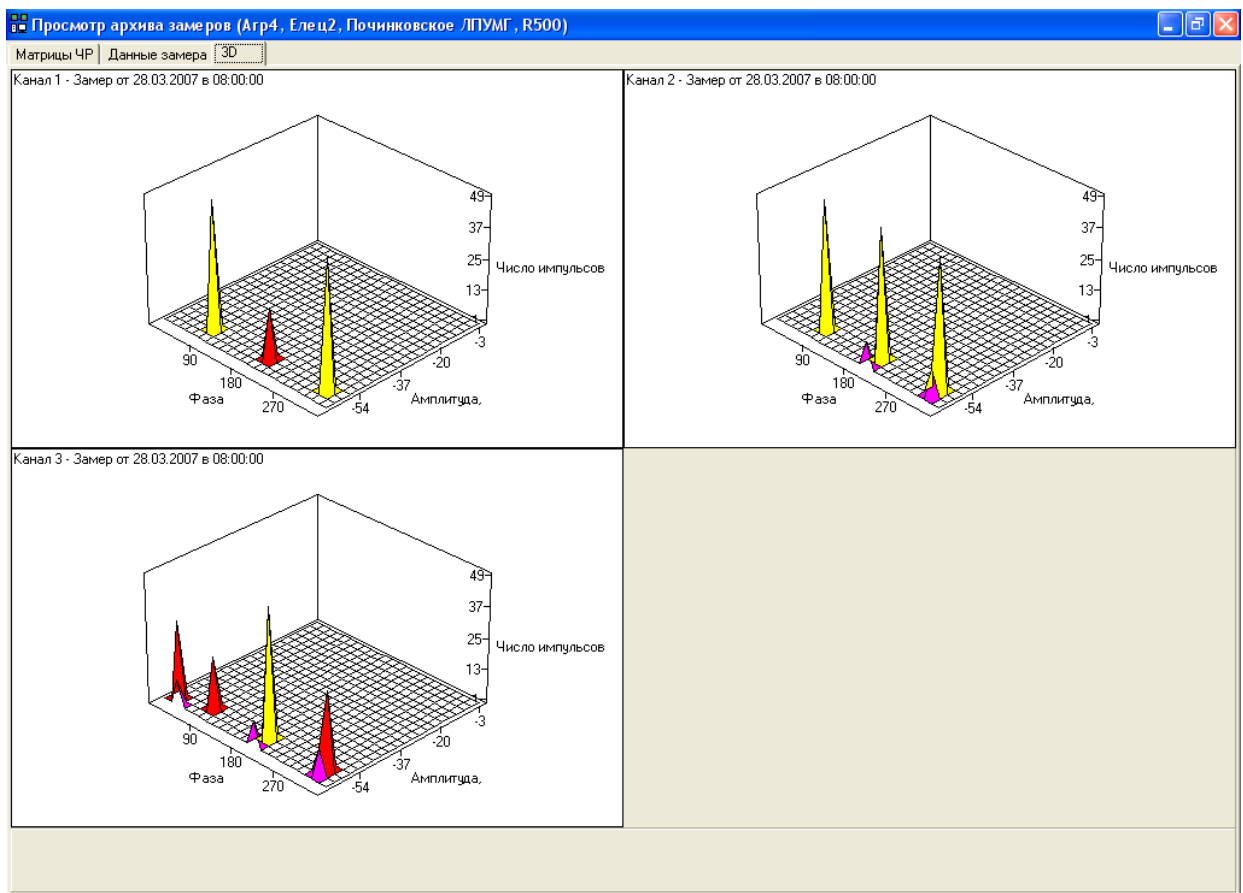


Рис. 6.16. Трехмерные графики распределения ЧР в изоляции СД.

На рис. 6.17 представлены 5 вариантов совмещенных диаграмм состояния изоляции статорных обмоток СТД с фактическим преобладанием определенной разновидности ЧР (обозначено красным кружком). Результаты замеров подтверждают повышенную интенсивность ЧР в пазовой части и во внутренних полостях изоляции.

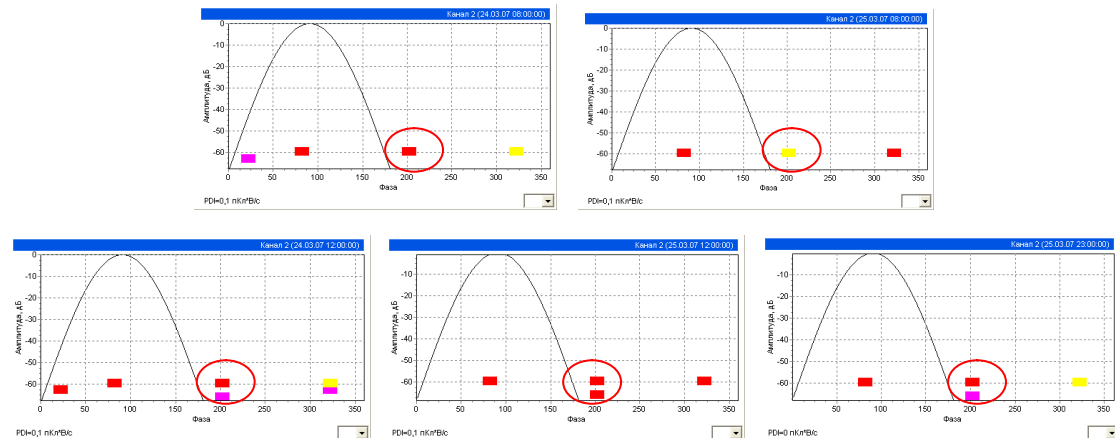


Рис. 6.17. Варианты диаграмм ЧР в изоляции СД.

Проверку адекватности исследований по диагностике технического состояния приводного электродвигателя сравним с результатами по спектральному анализу потребляемой мощности ЭГПА. При этом необходимо учитывать, что:

- Любые возмущения в работе электрической или механической части СТД и связанного с ним устройства приводят к изменениям магнитного потока в зазоре электрической машины и модуляции потребляемого тока и мощности.

- Преобразовывая электрический сигнал потребляемых тока и мощности методом быстрого преобразования Фурье получается набор гармонических составляющих исходного сигнала.

- Наличие в спектре тока характерных частот определенной величины свидетельствует о наличии повреждений электрической или механической части СТД и связанного с ним механического устройства.

Исследования были проведены с помощью NORMA прибора 4000 (LEM) (рис. 6.18), предназначенного для измерения мощности и динамического анализа спектральных составляющих напряжения и тока

ЭГПА, с целью получения характерных спектрограмм дефектов для электродвигателей типа СТД-12500-2. Примеры инициализации всей совокупности данных эксперимента по методу быстрого преобразования Фурье представлены в окнах на рис. 6.19.



Рис. 6.18. Общий вид прибора NORMA 4000 (LEM).

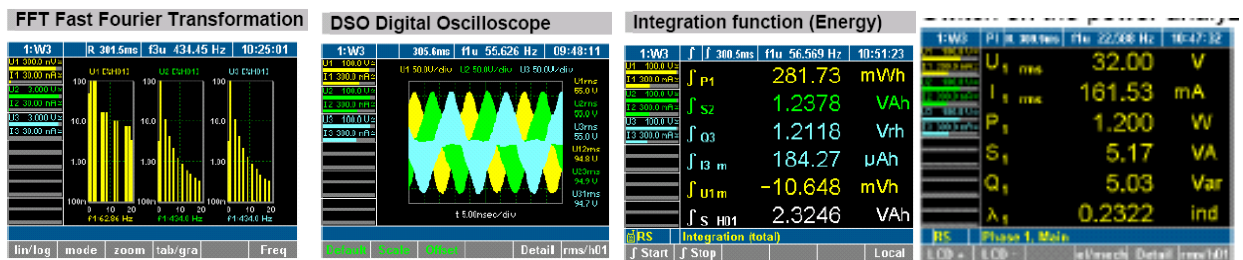


Рис. 6.19. Окна инициализации данных прибора NORMA 4000 (LEM).

Как показали результаты исследований, наиболее характерные спектрограммы адекватно отображают механический дисбаланс, дефекты статора, ротора и статический эксцентриситет, а также интенсивность ЧР, что полностью совпадает с результатами дистанционного анализа технического состояния ЭГПА, полученными выше.

6.2.2. Примеры реализации Ethernet-технологий на электроприводных КС

Одним из приоритетных направлений при автоматизации электроприводных КС по принципам малолюдных технологий является разработка и модернизация АСУ основных и вспомогательных технологических установок с использованием новейшего аппаратного и ПО [2,38,75,119].

В области АСУ ТП для интеграции ПЛК, устройств сопряжения, САУ электроприводами, интеллектуальными датчиками и измерительными приборами в информационно-управляющие сети традиционно использовались «полевые» шины (fieldbus). Наиболее известными из них являются сети на основе «физического» интерфейса RS-485 с протоколами Modbus (Schneider Electric), Profibus (Siemens) и сети на основе физического интерфейса и протоколов CAN (BOSH). Многие устройства автоматизации ГТС используют протокол Modbus-ASCII/RTU для стандартного обмена информацией.

Коммуникационный протокол Modbus, разработанный MODICON в 1979г., является наиболее распространенным. Основным недостатком традиционных fieldbus является ограничение на длину соединительных линий. Для «физического» интерфейса RS-485 максимальная длина составляет 1200 м, и ее увеличения необходимо использование специализированных устройств – повторителей интерфейсов.

В настоящее время в АСУ ТП наблюдается тенденция перехода от традиционных полевых шин ПЛК к локальным сетям Ethernet 10/100 Mbps, основанным на технических решениях офисных локальных сетей. Преимуществами Ethernet является их открытость и стандартизация, что гарантирует его будущее развитие и наращивание функциональных возможностей. К примеру, скорости Ethernet сетей выросли с 10 Mbps до 100 Mbps и 1 Gbps; а стандарт на 10 Gbps уже практически утвержден. Поэтому при проектировании новых АСУ ТП обеспечивается достаточность пропускной способности информационно-управляющей сети при реализации малолюдных технологий.

Все более распространенными становятся устройства, поддерживающие Ethernet и использующие для связи протокол Modbus/TCP, оборудованные портами Ethernet 10/100 Mb (RJ-45) для непосредственного подключения их к сети Ethernet. Оборудование нижнего уровня (ПЛК, УСО, приборы) и ПЭВМ верхнего уровня (АРМ оператора) объединяются в единую открытую информационно-управляющую сеть на основе протокола TCP/IP, который в данном случае является «транспортным» для протоколов ПЛК, например,

Modbus. Все ПЛК и приборы, подключаемые к сети, являются узлами сети и имеют собственный IP-адрес. При такой организации информационно-управляющей сети отпадает необходимость в использовании специализированных устройств для подключения полевых шин к ПЭВМ.

При этом становится возможным использование для передачи данных волоконно-оптических каналов связи на многомодовых или одномодовых оптических кабелях, радиоканалов (Wi-Fi), сотовых сетей (GSM/GPRS, CDMA), каналов ADSL или иных каналов, пригодных для передачи данных по протоколу TCP/IP. Таким образом, под «сетью Ethernet TCP/IP» понимается не только собственно локальная сеть Ethernet на основе кабеля «витая пара» (UTP), но и все вышеупомянутые варианты сетей TCP/IP. Принципиальным здесь является возможность подключения средств автоматизации к сети передачи данных с помощью портов Ethernet 10/100 Mb (RJ-45).

Важнейшим интерфейсом между сетями Ethernet и «полевыми» шинами является шлюз Modbus ASCII/RTU – Modbus/TCP MOXA Nport 6110. Преобразователь NPort 6110 является наиболее удобным решением для объединения в единую сеть TCP/IP-устройств и последовательных устройств, использующих Modbus. NPort 6110 может быть ведущим устройством (master) как в сети Modbus/TCP, так и в сети Modbus-ASCII/RTU.

Протокол Modbus/TCP – это вариант протокола Modbus, созданный для обеспечения возможности доступа к Ethernet-устройствам через Internet. Оба протокола являются открытыми и поддерживают SCADA-системы. Кроме того, использование этих протоколов значительно снижает время и стоимость разработки промышленных коммуникационных систем.

С аппаратной точки зрения, NPort-6110 представляет собой преобразователь асинхронных последовательных интерфейсов RS-232/422/485 в Ethernet. Специально разработанное для NPort-6110 микропрограммное ПО позволяет транслировать данные Modbus-ASCII или Modbus-RTU, передаваемые по последовательному интерфейсу в формате Modbus/TCP по Ethernet.

Выбор протокола и скорости обмена данными, задание настроек Master- и Slave-устройств, а также проверка состояния соединений осуществляется при помощи Web-интерфейса:

- автоматический поиск устройств в сети, поддержка DHCP,
- в режиме Modbus/TCP Master опрашивает до 31 Modbus/ASCII/RTU Slave,
- в режиме Modbus/ASCII/RTU Master опрашивает до 4 Modbus/TCP Slave,
- сеть Fast Ethernet имеет 10/100 Мбит/сек,
- встроенная защита от импульсных помех 15КВ,
- последовательный интерфейс RS-232/422/485 (выбирается программно),
- высокая скорость по последовательному интерфейсу, до 230.4Кбит/сек.

Самыми распространенными в энергетических установках России являются микропроцессорные устройства релейной защиты типа SEPAM 1000+ (Schneider Electric), которые применяются для РЗА линий 6/10 кВ на РП и ТП предприятий ТЭК, и обеспечивают безлюдные и малолюдные технологии для устойчивого управления и контроля электроснабжения [75,94,105].

В результате разработано и проверено аппаратно-программное решение по интеграции микропроцессорных систем РЗА типа SEPAM 1000+ в локальную технологическую сеть Ethernet, которое используется для решения задач оперативного управления электроснабжением электроприводных КС, а также для выполнения дистанционной настройки (параметрирования) и проверки устройств типа SEPAM 1000+ при помощи программы SFT 2841.

6.2.3.Примеры реализации технологий магнитного подвеса в ЭГПА

Все современные ЭГПА оснащены системами ЭМП ротора двигателя и ЦБН производства корпорации SKF/S2M, и как показано на диаграмме 6.23 они по количеству превосходят газотурбинные агрегаты [126-128]. Активные ЭМП позволяет, используя сухие уплотнения, отказаться от масляного хозяйства и АВО масла, что существенно упрощает конструкцию ЭГПА и делает его более простым в ТОиР, обеспечивая в полной мере реализацию МТ.

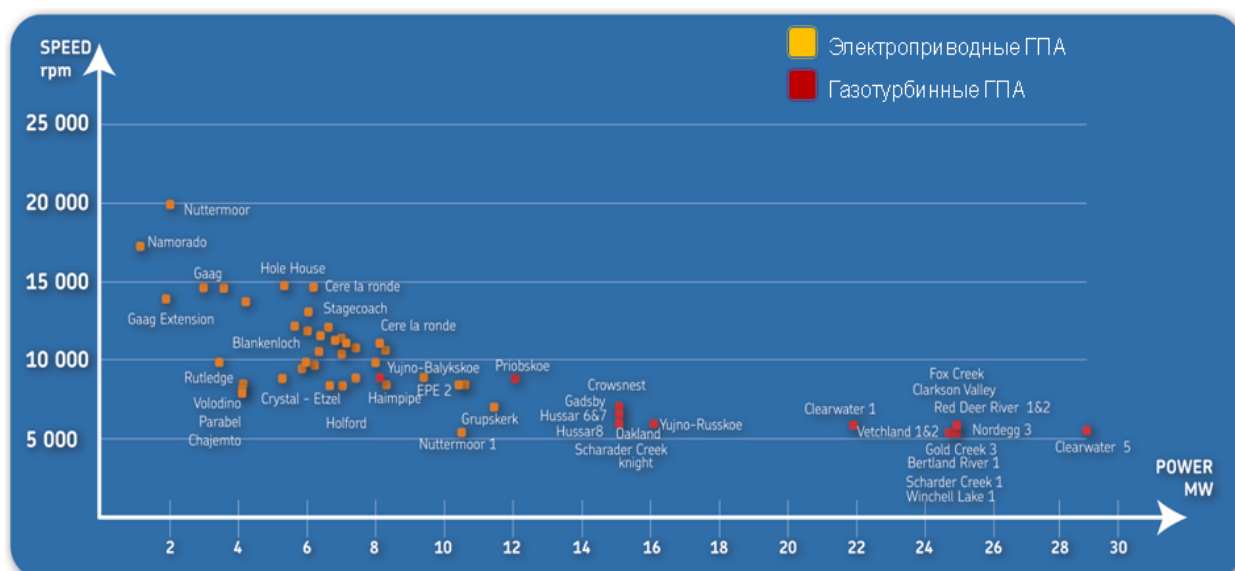


Рис. 6.20. Парк ЭГПА и ГТУ-компрессоров с активными ЭМП S2M.

Некоторые производители, например компания Alstom, соединяют в едином моноблоке электродвигатель и одну или несколько ступеней ЦБН, расположенных непосредственно на роторе электродвигателя (рис. 6.21). Из отечественных производителей наибольший успех в освоении технологий ЭМП для мощных агрегатов достигли в корпорации ВНИИЭМ [116,120], однако мегаваттные электродвигатели с активным ЭМП ротора до сих пор еще сложны и дороги. Но главной проблемой, согласно отзывам газотранспортных предприятий, является обеспечение их устойчивой работы [77,116].

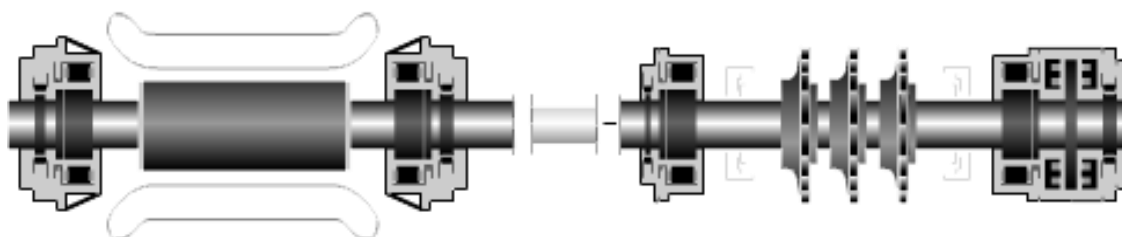


Рис. 6.21. Расположение систем активного ЭМП в моноблоке ЭГПА.

Газодинамические испытания, проведенные на КС «Володино», КС «Парабель», КС «Чажемто» ООО «Газпром трансгаз Томск» и ряда других, показали (рис. 6.22), что, применение ЭМП ЭГПА позволяет:

- повысить КПД агрегата и уменьшить расход электроэнергии;
- исключить из компоновки ЭГПА мультипликатор;
- использовать компрессоры с частотой вращения до 20000 об/мин.;

- исключить систему масляного хозяйства;
- повысить ресурс ЭГПА, уменьшить затраты на ТОиР;
- повысить готовность агрегата к пуску, сократить время пуска;
- исключить выработку шеек вала ротора электродвигателя и ЦБН;
- повысить точность САУ дистанционного управления ЭГПА КС, сократить затраты на персонал, перейти к малолюдным технологиям (рис.6.23).

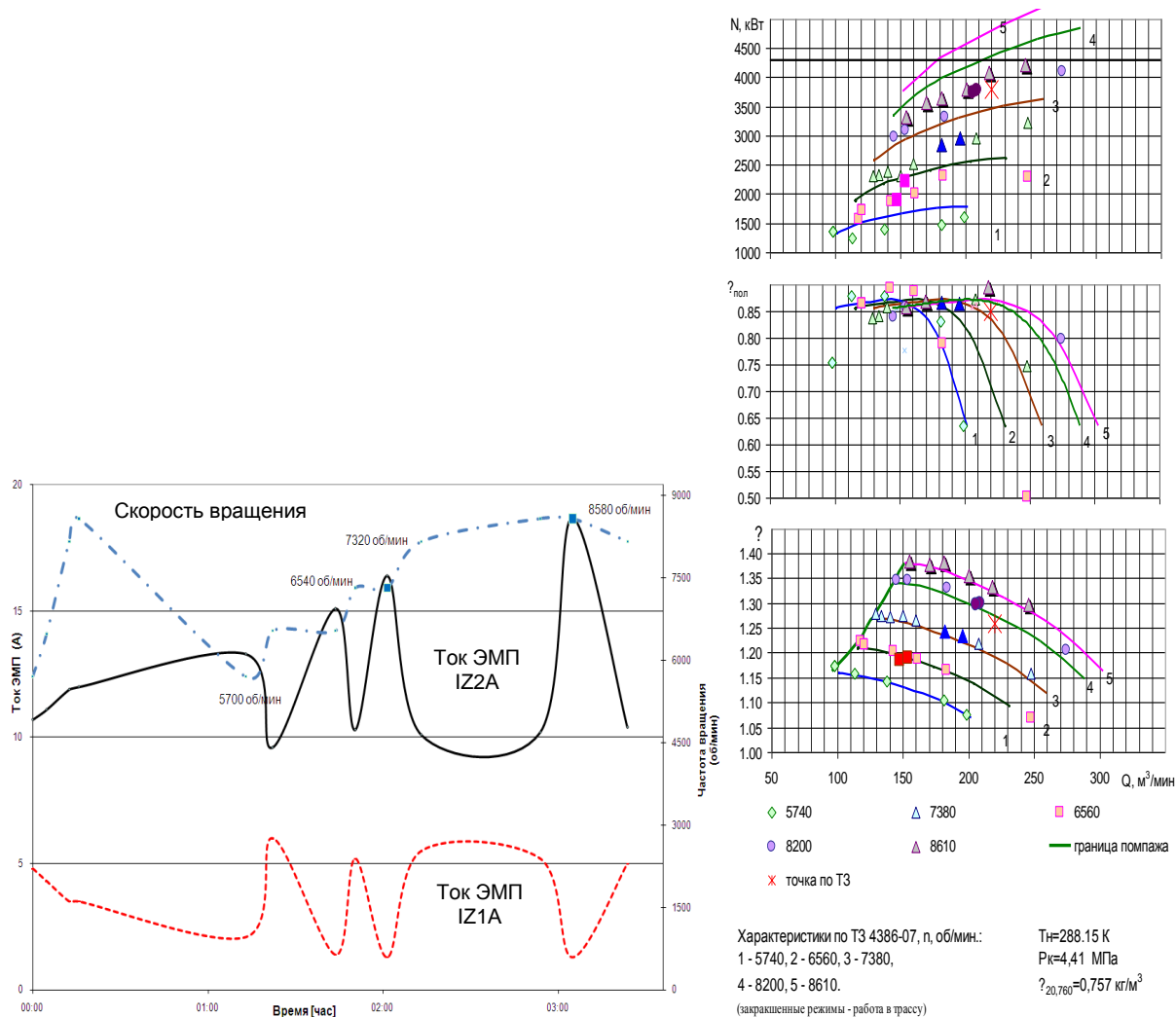


Рис. 6.22. Экспериментальные характеристики на КС «Володино»: а) ЭГПА-4; б) газодинамические - компрессора Н220-11-1СМП (ГПА №1, зав. № 10659) 31.10.2005г.

Для объективной оценки эффективности ЭГПА с ЭМП сравним 4 основных варианта компоновки электрооборудования с СТД-12500-2:

1. Традиционная схема ЭГПА без ЭМП с двигателем, мультипликатором и нагнетателем, которые установлены на двух рамах и связаны между собой промвалами, передающими крутящий момент от СТД к ЦБН. Кроме того, в состав ЭГПА входят системы контроля, управления и защиты, сис-

темы маслосмазки и маслоуплотнения, а также система электропитания. Подача масла типа ТП-22 (ГОСТ 9972-74) к узлам ЭГПА производится главным маслонасосом шестеренчатого типа, расположенном в корпусе редуктора, с приводом от вала колеса редуктора. Температура масла при пуске должна быть на уровне 35 °С. При работе ЭГПА температура подшипников не должна превышать 70 °С. Для повышения скорости вращения ЦБН Н-370 в данной структуре ЭГПА используются мультипликаторы типа РЦОТ-1,6. Контроль состояния ЭГПА и его ТО производится в соответствии с требованиями инструкций по ТО и ПУЭ. Регулирование подачи ЦБН осуществляется путем дросселирования газа на входе при росте потерь энергии в ЭГПА.

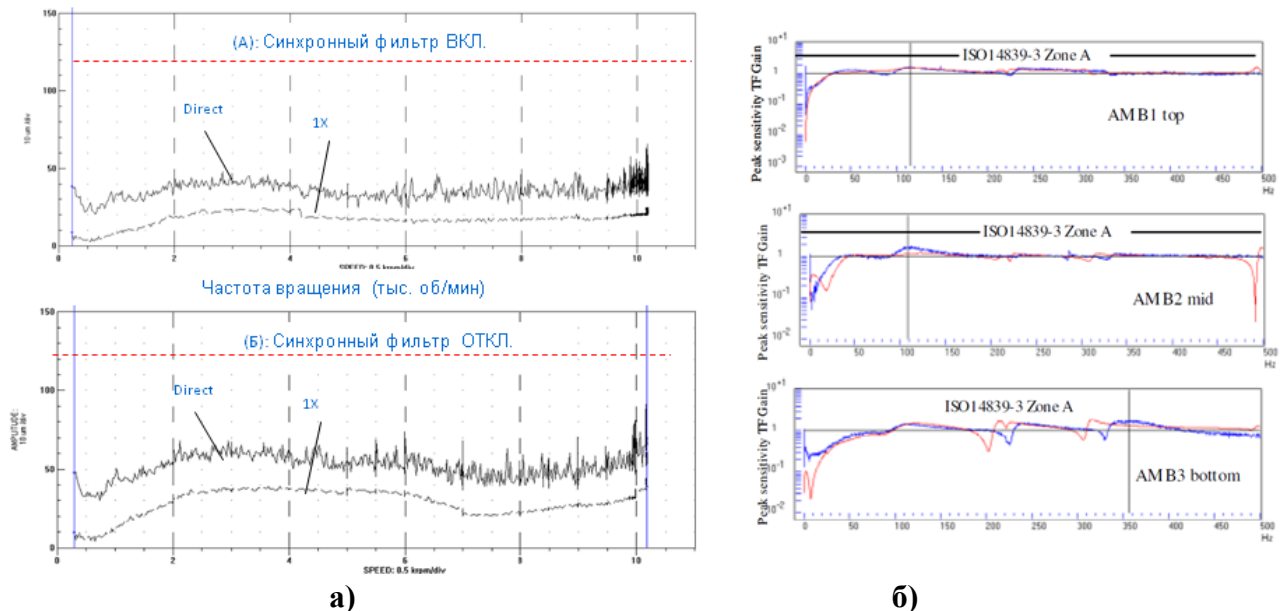


Рис. 6.23. Результаты испытаний ЭМП на соответствие нормам ISO 14939-3:
а) Амплитуды (R_k-R_k) виброперемещений на ЭГПА-1 при требовании ISO менее 30 % зазора ($2 \times 60 \mu\text{м}$); б) Максимальные значения K_{yc} для трех ЭМП: расчет (красным), измерения (синим) при требованиях ISO по устойчивости менее 3 – факт 1,7.

2. ЭГПА с нагнетателем на ЭМП, электродвигателем и редуктором с маслосистемой, которые механически связаны аналогично варианту 1. Однако использование в компоновке нагнетателя ЭМП вала позволяет исключить маслосистему в ЦБН, что значительно упрощает всю маслосистему ЭГПА и ее габариты, повышает надёжность установки с дистанционным контролем и управлением нагнетателем.

3. ЭГПА с нагнетателем на ЭМП и высокоскоростным АД с маслосистемой, которые размещаются на одной раме и связаны муфтой. Использование высокоскоростного АД исключает мультипликатор (табл. 6.4) и снижает массогабаритные показатели установки; исключить среднюю перегородку в здании КЦ и сократить его объем; снизить уровень шума в машзале КЦ; повысить надёжность работы ЭГПА в целом; при использовании ПЧ регулировать скорость вращения и производительность ЦБН средствами привода.

Таблица 6.4.

Технико-экономическое сопоставление проектных показателей вариантов использования ЭМП в ЭГПА с СТД-12500 на одноцеховой КС

Показатели	Ед. изм.	Вар. 1	Вар. 2	Вар. 3	Вар. 4
		Редукторные схемы		Безредукторные схемы	
Технические характеристики ЭГПА					
1. Ресурс Д до капремонта	тыс. ч	50/50	50/50	50	300
2. Ресурс ЦБН до капремонта	тыс. ч	50	300	300	300
3. Срок службы ЭД/ЦБН	тыс. ч	100/100	100/300	100/300	300/300
4. Массогабариты	т	90,5	85	75	60
	a·b·h, м	12x4x4,6	12x4x4,6	9x3x4,2	9x3x4,2
Капитальные затраты (4 агрегата)					
1. Стоимость оборудования:	млн.р	42,6	57	107,2	117
1.1. Электродвигатель	-	32	32	28	28
1.2. Преобразователь частоты	-	-	-	56	56
1.3. Нагнетатель	-	7,5	7,5	7,5	7,5
1.4. Редуктор	-	1,6	1,6	-	-
1.5. Маслосистема	-	1,5	0,7	0,7	-
1.6. ЭМП	-	-	15	15	25,5
2. СМР (п.1)	-	11,5	11,5	8	8
3. Маслонасосная в т.ч.:	-	5,0	3,8	1,8	-
3.1. Оборудование	-	3,5	2,0	1,5	-
3.2. СМР	-	1,5	0,8	0,3	-
ИТОГО:	-	59,1	72,3	117	125
Эксплуатационные затраты (3 раб + 1 рез)					
1. Годовое потребление масла ТП-22С	т	26,3	5,3	3,5	-
2. Годовое потребление электроэнергии при коэффициенте загрузки КС $k_3 = 0,7$	МВт.ч	229950	224231	219634	218518

4. ЭГПА с нагнетателем и высокоскоростным АД на ЭМП, которые механически соединены аналогично варианту 3 или объединены в одном корпусе (вариант Alstom «МОПИКО»). Использование ЭМП ротора двигателя и вала нагнетателя позволяет: полностью исключить маслосистему ЭГ-

ПА; повысить температурную устойчивость работы агрегатов; увеличить ресурс работы; улучшить виброакустические характеристики; увеличить скорость вращения агрегатов и их производительность; снизить массогабаритные показатели и объем помещений машзала и улучшить экологию на КС.

В табл. 6.4 представлены результаты ТЭР четырех вышеприведенных вариантов ЭГПА. При рассмотрении принята одноцеховая КС с синхронными двигателями типа СТД-12500 в количестве трёх рабочих и одного резервного агрегата, для которой определены капитальные и эксплуатационные затраты в текущих ценах. Ресурс всего оборудования, применяемого в ЭМП определен в 300 тыс. час и основан на данных фирмы S2M.

Таким образом, результаты исследований свидетельствуют:

1. Более 70% нештатных ситуаций, возникающих при эксплуатации ЭГПА, связаны с маслосистемами, необходимыми для смазки подшипников и уплотнений вала. В отличие от громоздких и ненадежных маслосистем ЭМП не требует постоянного внимания и работает по принципу “включил и забыл”.
2. Системы ЭМП доказали свою пригодность и надёжность для удержания в состоянии левитации роторов турбомашин и электродвигателей. Промышленная наработка отдельных агрегатов с ЭМП достигла 300 тыс. час без аварийных остановов при высоких эксплуатационных характеристиках опор.
3. Первоначальные издержки на ЭМП (125 млн. руб. против 59,1 млн. руб.) в дальнейшем значительно снижаются и окупаются в течение 2-3 лет.

6.3. Новые технические решения по повышению надежности систем электроснабжения ЭГПА

6.3.1. Анализ перспектив развития энергосистем РФ для возможного применения ЭГПА на КС

Ввиду того, что расходы на электроэнергию для электроприводных КС составляют значительную часть от их общих эксплуатационных затрат, тариф на электроэнергию является одним из основных критериев при оценке целесообразности использования ЭГПА на объектах транспорта газа.

Анализ тарифов на электроэнергию необходим с целью выделения наиболее благоприятных регионов РФ для использования ЭГПА а КС. В результате можно выделить три зоны в зависимости от уровня тарифов (Приложение 3). В отношении перспектив использования электроприводных ГПА данные зоны могут быть охарактеризованы как: благоприятная, умеренно-благоприятная и неблагоприятная. Как видно из произведенного анализа большая часть регионов РФ (Приложение 4) является благоприятными и умеренно-благоприятными для использования ЭГПА.

В последние годы, благодаря либерализации рынка электроэнергии наблюдается стабилизация темпов роста тарифов. На данный момент рост цен на электроэнергию примерно соответствует общему уровню инфляции. Дальнейшее движение к конкурентному рынку и в будущем будет ограничивать рост цен на электроэнергию для потребителей.

Проводимая до недавнего времени в РФ политика сдерживания внутренних цен на природный газ подрывала конкурентоспособность ЭГПА. После смены курса, внутренние цены на газ стали расти ускоренными темпами и в не столь отдаленной перспективе должны достичь уровня экспортных. За последние 5 лет рост тарифов на газ в среднем составлял около 20% в год. Такое различие в динамике роста цен на природный газ и электроэнергию с каждым годом повышает целесообразность использования ЭГПА.

Взаимодействие с энергосистемой является одним из основных факторов экономической целесообразности эксплуатации и нового строительства КС с ЭГПА. На эффективность этого взаимодействия влияют аспекты:

- надежность энергосистемы (наличие генерирующих мощностей и их приближенность к объекту строительства; развитость электросетевых объектов, их техническое состояние и пропускная способность);
- первичные капитальные вложения на строительство систем электроснабжения (протяженность подключаемых ЛЭП, стоимость технологического присоединения к энергосетям);
- тарифы на электроснабжение КС с ЭГПА.

Для анализа существующего состояния энергосистемы РФ и перспективы ее развития были проанализированы: Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2020 года, Схема и программа развития ЕЭС РФ на 2010-2016 годы, утвержденная приказом Министерства энергетики РФ от 15 июля 2010 г. №333, Сценарные условия развития электроэнергетики на период до 2030 года, разработанные ЗАО «АПБЭ» в 2009 г., Энергосистема России, Карты-схемы 2008 г. и региональные программы.

В результате анализа данных материалов, приведенных в Приложениях 2 и 3, можно выделить зоны благоприятствования для строительства КС с ЭГПА, которые представлены в таблице 6.5.

Таблица 6.5.

Зонирование территории России для применения ЭГПА

Наименование КС	Район расположения	Наименование энергосистемы
Благоприятные зоны для размещения ЭГПА		
КС Торжок КЦ-1	Тверская обл.	Тверская энергосистема
КС Холм-Жирковская КЦ-1÷КЦ-3	Смоленская обл.	Смоленская энергосистема
КС Смоленская		
КС Курская КЦ-2, КЦ-5	Курская обл.	Курская энергосистема
КС Курская		
КС Починки КЦ-2÷КЦ-6	Нижегородская обл.	Нижегородская энергосистема
КС Сеченовская КЦ-2÷КЦ-6		
КС Лукояновская КЦ-1		
КС Пильненская КЦ-1		
КС Сергиевская КЦ-2, КЦ-3	Самарская обл.	Самарская энергосистема
КС Тольятти КЦ-2, КЦ-3		
КС Балашов КЦ-2	Саратовская обл.	Саратовская энергосистема
КС Екатериновка КЦ-2		
КС Петровск КЦ-1, КЦ-2, КЦ-4		
КС Песчано-Умет. УПХГ КЦ-1		
КС Павелецкая КЦ-1	Рязанская обл.	Рязанская энергосистема
КС Путятинская КЦ-1		
КС Гавриловская КЦ-2		
КС Истье КЦ-2		
КС Оренбургская КЦ-2, КЦ-3	Оренбургская обл.	Оренбургская энергосистема
КС-15 Домбаровка КЦ-1		
КС-16 Теренсай КЦ-1		
КС-17 Карталы КЦ-1	Челябинская обл.	Челябинская энергосистема
КС-19 Красногорск КЦ-1		
КС-9 Тобольская КЦ-1, КЦ-2	Тюменская обл.	Тюменская энергосистема
КС-7 Демьянская КЦ-2		
КС-11 Богандинская КЦ-2		

Наименование КС	Район расположения	Наименование энергосистемы
КС-3 Аганская КЦ-1, КЦ-2	Ханты-Мансийский автономный округ	
КС-5 Южно-Балыкская КЦ-1 и 2		
КС Александровская КЦ-1	Томская обл.	Томская энергосистема
КС Вертикос КЦ-1		
КС Володино КЦ-1		
КС Парабель КЦ-1		
КС Чажемто КЦ-1		
КС Просоково КЦ-1	Кемеровская обл.	Кузбасская энергосистема
Зоны умеренно благоприятные для размещения ЭГПА		
КС Валдай КЦ-1	Новгородская обл.	Новгородская энергосистема
КС-17 Грязовец КЦ-1, КЦ-2	Вологодская обл.	Вологодская энергосистема
КС-18 Мышкино КЦ-1, КЦ-2	Ярославская обл.	Ярославская энергосистема
КС Давыдовская КЦ-3÷КЦ-5	Тамбовская обл.	Тамбовская энергосистема
КС Первомайская КЦ-3÷КЦ-5		
КС Донская КЦ-3÷КЦ-5	Липецкая обл.	Липецкая энергосистема
КС Елецкая КЦ-2		
КС Долгое КЦ-3	Орловская обл.	Орловская энергосистема
КС Чебоксарская КЦ-1, КЦ-2	Чувашская республ.	Чувашская энергосистема
КС-22 Помарская КЦ-4÷КЦ-7	Республика Марий Эл	Марийская энергосистема
Зоны малоблагоприятные для размещения ЭГПА		
КС Пришня КЦ-1	Тульская обл.	Тульская энергосистема
КС Валуйки КЦ-2	Белгородская обл.	Белгородская энергосистема
КС Мещерская КЦ-2	Пензенская обл.	Пензенская энергосистема
КС Антиповка КЦ-2	Волгоградская обл.	Волгоградская энергосистема
КС Бубновка КЦ-2		
КС Палласовка КЦ-2		
КС Фролово КЦ-2		
КС Моздок КЦ-1, КЦ-2, КЦ-3	Республ. Сев. Осетия	Северо-Осетинская ЭС
КС Кизил-Юрт КЦ-1	Республика Дагестан	Дагестанская энергосистема

Анализируя перспективы энергосистем РФ можно сделать выводы:

- При реконструкции существующих КС с ЭГПА необходимо учитывать состояние электросетевых объектов (изношенность, пропускную способность, количество аварийных отключений) и возможность обеспечить надежное электроснабжение при росте установленной мощности КС с ЭГПА.
- При строительстве новых КС необходимо учитывать возможности электросетевой организации обеспечить 1-ую категорию надежности электроснабжения, необходимую мощность (до 100 МВт) для работы ЭГПА, наличие развитых распределительных сетей, удаленность места размещения КС с ЭГПА от сетевых подстанций.

- Введение новых мощных потребителей электроэнергии позволит внести коррективы в региональные и федеральные программы развития региона и привлечь новые инвестиции в развитие электроэнергетики.

На основе анализа двух основополагающих систем - газотранспортной системы и энергосистемы России разработана карта-схема (Приложение 4) расположения существующих электроприводных КС с указанием количества и мощности ЭГПА, а также рекомендованные к строительству новые электроприводные КС. Для возможности оценки перспектив применения ЭГПА на существующих и вновь строящихся газопроводах на карте-схеме указаны основные генерирующие мощности энергосистемы РФ.

6.3.2. Применение новых технических средств повышения надежности центральных сетей, питающих электроприводные КС

При выборе типа агрегатов на проектируемых и реконструируемых КС, подлежит обязательному учету большое количество факторов: степень развития электроэнергетики района проектируемой КС; надежность питающих источников; показатели экологической безопасности; необходимые условия автоматизации и управления на КС; режим работы КС; условия труда рабочих, объем капитальных затрат на установку и наладку ЭГПА. В зависимости от типа ЭГПА производится выбор схемного построения СЭС и РЗиА сетей 6-10 кВ компрессорной станции [29,38]. Согласно [95,119] КС относятся к 1-й (первой особой) категории надежности СЭС на напряжении 6-10 кВ.

Суммарная мощность электрических нагрузок цехов на КС с ГТУ составляет 1,5÷4 МВт, с ЭГПА – 40÷80 МВт. Такие мощности обеспечиваются централизованными СЭС от сетевых компаний или автономных источников электроэнергии (ЭСН только для КС с ГТУ) [117-118].

Рассмотрим алгоритм РЗиА для СЭС электроприводного цеха на примере КС «Лукояновская» МГ «Ямбург-Тула-2». Как показано на рис. 6.24, электроснабжение КЦ осуществляется от 2 трансформаторов 220/10/10 кВ мощностью 63000 кВА, каждый с расщепленной обмоткой НН для снижения

уровней токов КЗ на шинах 10 кВ. Электрооборудование для распределения электроэнергии на напряжении 10 кВ размещается в ЗРУ-10 кВ.

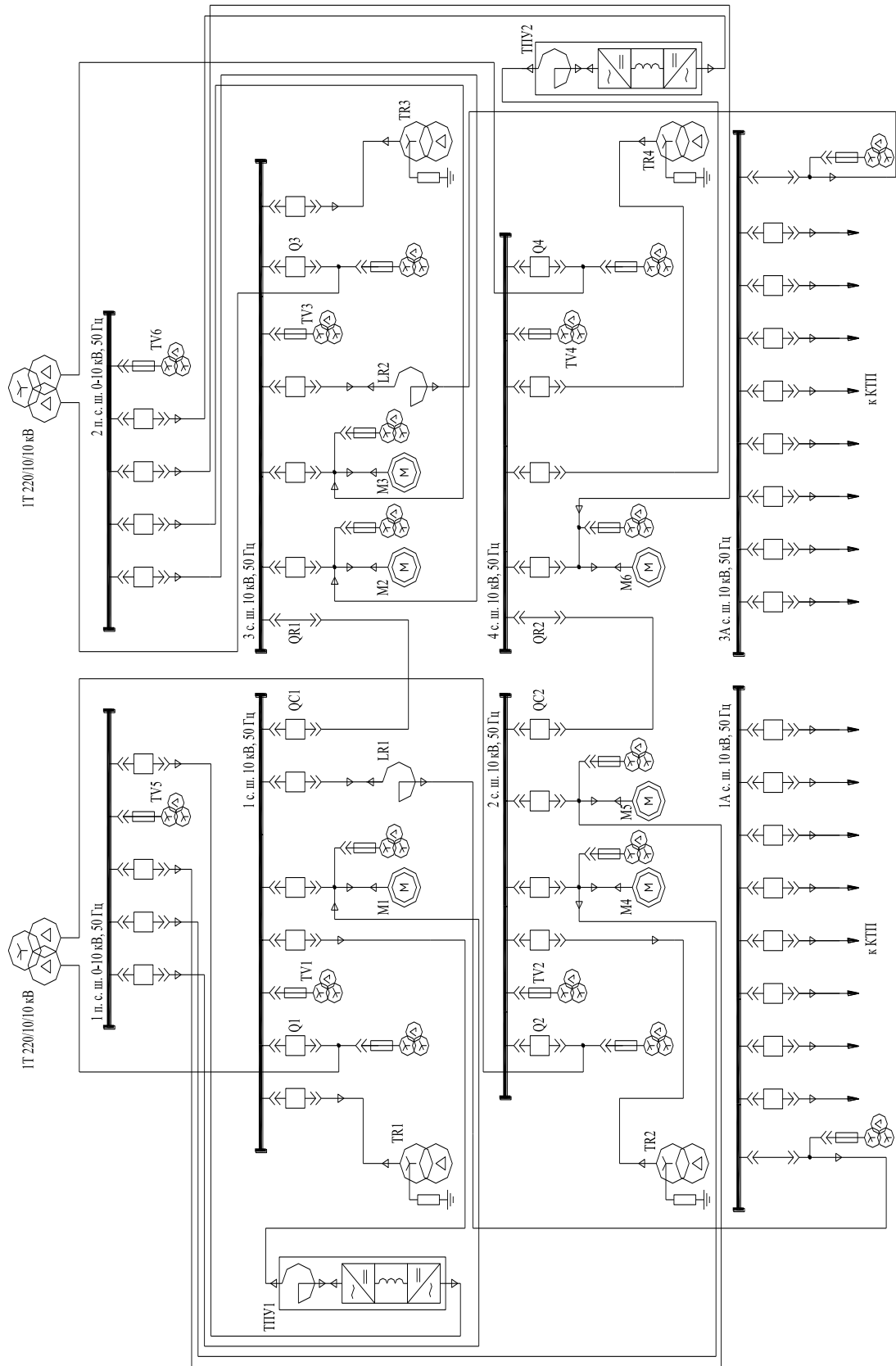


Рис. 6.24. Схема электроснабжения электропроводной КС Лукьяновская.

Схема ЗРУ-10 кВ состоит из 4 основных секций шин и двух подсекций собственных нужд КЦ с токоограничивающими реакторами для снижения влияния работы ЭГПА в переходных режимах на потребителей. От основных секций шин питаются СД приводов ГПА единичной мощностью 12,5 МВА.

Для пуска СД в составе ЗРУ-10 кВ предусмотрены две пусковые секции шин, запитанные от основных секций шин через тиристорное пусковое устройство (ТПУ). Работа сети 10 кВ производится с резисторно заземленной нейтралью с трансформаторами заземления нейтрали (ТЗН) с низковольтными резисторами. ЗРУ-10 кВ выполнено на базе ВВ ячеек МСset с элегазовыми выключателями LF и цифровыми устройствами защиты Seram.

Применение в схемах РЗиА цифровых терминалов Seram серии 1000+ 40, 80 обеспечивает надежную работу РЗиА и значительно расширяют функции автоматики высоковольтных шкафов КРУ-10 кВ (см. табл. 6.6).

Таблица 6.6.

Основные параметры КРУ-10 кВ серии МСset на КС «Лукояновская»

Тип ВВ шкафа Параметр	Шкаф ввода 10 кВ	Шкаф СВ-10 кВ	Шкаф выкл- ля ЭГПА	Отходящая линия к ТПУ	Отходящая линия к реактору	Отходящая линия на подсекции	ТН-10 кВ
Номинальный ток главных цепей	2500	2500	1250	1250	1250	630	630
Номинальный ток электродинамической стойкости	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5	62,5
Тип в/в выключателя	LF3	LF3	LF2	LF2	LF2	LF1	-
Устройство РЗиА	Seram 1000+ S81	Seram 1000+ S80	Seram 1000+ M87	Seram 1000+ S40	Seram 1000+ S40	Seram 1000+ S40	Seram 1000+ S80, Seram P51 2036
Тип трансформаторов тока	ТЛП-10	ТЛП-10	ТЛО-10	ТЛО-10	ТЛО-10	ТЛО-10	-
Тип трансформаторов напряжения	3xVRQ3n/S2						3xVRQ3n/S2

Одним из основных направлений реконструкции СЭС ЭГПА и решений по снижению влияния пускового режима СД является применение ТПУ с возможностью изменения частоты выходного напряжения. Частотный пуск СД осуществляется путем плавного увеличения частоты и напряжения в статорной обмотке за фиксированное время (20-30 с) до достижения СД подсинхронной частоты вращения. При этом пусковой ток статора двигателя не превышает $1,5I_{ном}$. Наличие ТПУ для пуска СТД значительно увеличивает ресурс ЭГПА, позволяет исключить разгрузку его перед пуском, уменьшить время восстановления после перерыва электроснабжения [9,117].

Устройства РЗиА серии Sepam 1000+, установленные в ячейках ЗРУ-10 кВ КС Лукояновская, обеспечивают необходимый объем функций релейной защиты и автоматики присоединений 10 кВ.

Таким образом, проведенные мероприятия по совершенствованию систем электроснабжения электроприводных КС позволили констатировать:

- Объем РЗиА для защиты электрооборудования 6(10) кВ КС довольно значителен, что обусловлено особенностями СТД, подключенных к сети 6(10) кВ, при работе в переходных и аварийных режимах.
- Рассмотренный анализ применения терминалов РЗиА Sepam 1000+ на КС Лукояновская показывает, что использование цифровой техники для организации РЗиА позволяет значительно повысить надежность работы СЭС.
- Применение цифровых терминалов для защиты СТД мощностью 12,5 МВт позволяет обеспечить устойчивый режим работы, быстродействие взаимодействия РЗиА с агрегатной автоматикой и системой возбуждения.

6.4. Экологические и социальные аспекты внедрения ЧРП ЭГПА.

В последние десятилетия международное сообщество все большее внимание уделяет вопросам экологии и охране окружающей среды [4,22,132]. В декабре 1997 года в Киото (Япония) в дополнение к рамочной конвенции ООН об изменении климата было принято международное соглашение – Киотский протокол, который обязывает развитые страны сократить выбросы

парниковых газов. В настоящий момент Киотский протокол ратифицирован большинством стран с суммарными выбросами более 60% от общемирового уровня. Российская федерация вступила в него с февраля 2005 года.

Киотский протокол стал первым глобальным соглашением об охране окружающей среды, основанный на рыночном механизме регулирования – международной торговле квотами на выбросы парниковых газов. Для каждого государства ратифицировавшего Киотский протокол обозначаются предельные значения выбросов в атмосферу парниковых газов.

В настоящее время в Евросоюзе для компаний превышающих нормы выбросов CO_2 применяются штрафы в размере 100 евро за 1т CO_2 . В России на данный момент плата за выбросы загрязняющих веществ на порядок ниже зарубежных платежей, но учитывая все большую интеграцию страны в европейскую и мировую экономику, ужесточение платы за загрязнение окружающей среды является делом ближайшего будущего [4,52,132].

В настоящее время в России уже реализуется механизм Киотского протокола и в 2010 году ОАО «Газпром нефть» впервые передала иностранным компаниям квоты на выброс вредных веществ и парниковых газов в атмосферу. Японские Mitsubishi и Nippon Oil купили у российской компании квоты на выброс 290 тысяч тонн парниковых газов. Очевидно, что в связи с вступлением России во ВТО ожидается рост объемов сделок на рынке квот.

Для стимулирования снижения выбросов государство применяет фискальные механизмы в виде налогов - платежи за загрязнения (эмиссия загрязняющих веществ в атмосферу) и налоги на выбросы веществ, приводящих к глобальным изменениям (вещества, разрушающие озоновый слой).

Уровень загрязнения окружающей среды РФ характеризуется как высокий и очень высокий в 32 крупных городах, при этом средняя годовая концентрация диоксида азота (NO_2) от 1,5 до 2 ПДК наблюдается в таких городах как Санкт-Петербург, Казань, Ульяновск, Волгоград, Воронеж, Саратов, Екатеринбург, Тюмень, Владивосток, Хабаровск и др. (рис. 6.25 и рис. 6.26).

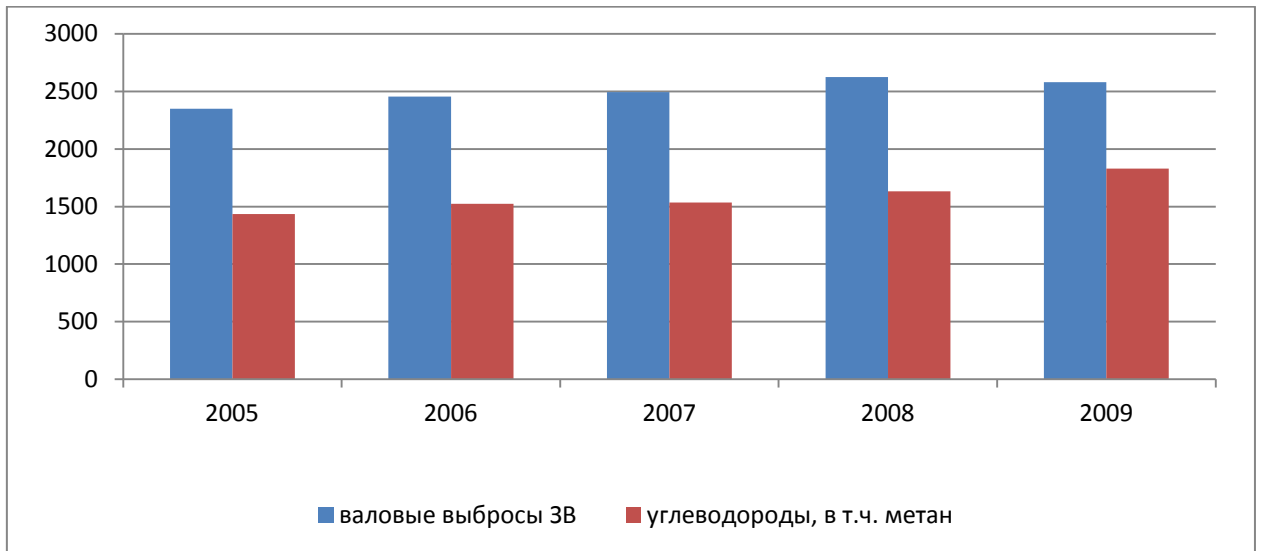


Рис. 6. 25. Динамика валовых выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух по ОАО «Газпром» за 2005-2009 гг., тыс. т.

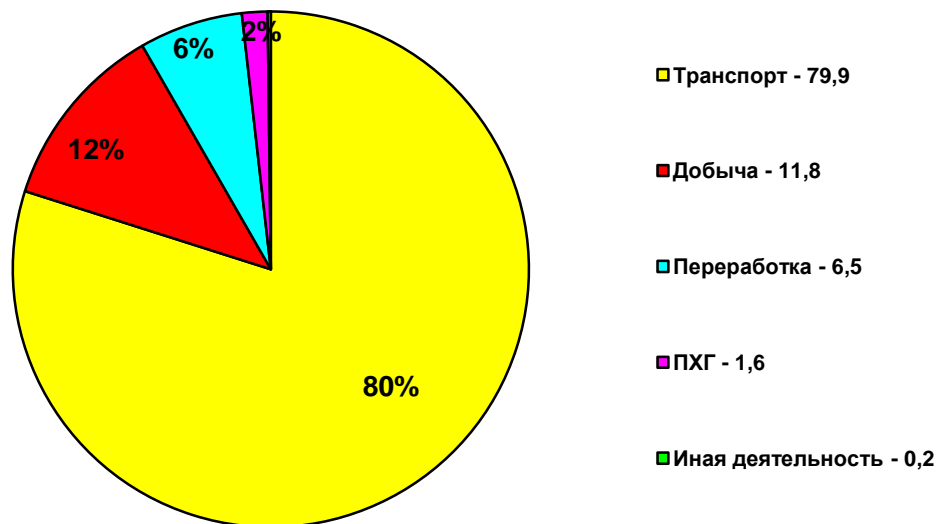


Рис. 6. 26. Доля видов основной деятельности ОАО «Газпром» в формировании валовых выбросов загрязняющих веществ в 2009 г.

Превышение средней годовой концентрации NO_2 более 1 ПДК наблюдается в Москве, Н.Новгороде, Пензе, Оренбурге, Кемерово, Новосибирске.

Согласно Экологической политике ОАО «Газпром» [26], основной принцип деятельности компании – «устойчивое развитие, под которым понимается динамичный экономический рост при максимально рациональном использовании природных ресурсов и сохранении благоприятной окружающей среды для будущих поколений».

Основными значимыми экологическими аспектами в 2011 г. признаны выбросы метана в атмосферный воздух при ремонте МГ и оксидов азота при

работе КС, сброс сточных вод и размещение отходов. По отношению к 2010 году достигнуты следующие результаты: выбросы метана в атмосферу сокращены на 8 %; плата за сверхнормативное воздействие снижена на 34 %; при росте объемов производства удельное потребление газа на собственные технологические нужды не увеличилось; удельные выбросы оксидов азота при транспортировке газа стабильны.

В целях сохранения благоприятной окружающей среды и сбалансированного экологически ориентированного развития, принята Комплексная экологическая программа ОАО «Газпром» на период 2011–2015 гг. В 2011 г. расходы ОАО «Газпром» и его дочерних обществ составили 11232,71 млн. руб., что на 9,1 %, больше показателя 2010 года. Сумма платы за негативное воздействие на окружающую среду в обществах и организациях ОАО «Газпром» составила 391,86 млн. руб., что на 8,2 % меньше показателя за 2010 г., в том числе благодаря сокращению сверхнормативных платежей на 34,4 %.

Согласно рис. 6.26 на долю предприятий транспорта газа приходится 82% от валовых выбросов в атмосферный воздух в 2011 году в ОАО «Газпром», из них 92 % всех выбросов метана (1309,19 тыс. тонн), 87%- оксида азота, 63%-оксид углерода.

В связи этим внедрение природоохранных технологий именно на предприятиях транспорта газа может дать максимальный эффект от снижения выбросов парниковых газов в целом по ОАО «Газпром». Системная реализация основных преимуществ современных ЭГПА при модернизации и новом строительстве КС является одним из принципиальных решений данной проблемы. Широкое применение ЭГПА позволит не только снизить суммарные выбросы загрязняющих веществ и сумму платы за негативное воздействие на окружающую среду, но также даст возможность получения дополнительных доходов от продажи квот на выбросы парниковых газов.

Ниже приводится анализ экологических аспектов новых МГ с возможным применением ЭГПА: «Мурманск–Волхов»; «Алтай»; «Иркутск–Просково»; «Якутия–Хабаровск–Владивосток». В данном анализе отсутствуют

строящиеся МГ «Бованенково–Ухта», «Ухта–Торжок», «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», «Грязовец–Выборг», Западный и Восточный коридоры «Южного потока», по которым утверждены технические решения с установкой газотурбинных ГПА. Но часть Западного и Восточного коридоров «Южный поток» попадает в зону, благоприятную для установки ЭГПА.

6.5. Техничко-экономические параметры внедрения ЧРП ЭГПА на МГ.

6.5.1 Оценка экономии электроэнергии при модернизации ЭГПА.

Одним из значительных преимуществ ЭГПА нового поколения, особенно при реализации выделенных выше факторов энергоэффективности, является низкое потребление энергоресурсов на транспорт газа [28,55,117].

Приказ ОАО «Газпром» № 77 от 9 октября 2000 г. «Об организации работ по энергосбережению» можно считать отправной точкой по реализации энергосберегающих мероприятий в отрасли. Они были в дальнейшем развиты в «Концепции энергосбережения ОАО «Газпром» на 2001-2010гг.» и актуализированы далее на 2011-2020гг. [49]. При этом проблема снижения затрат энергоресурсов по отрасли наиболее актуальна для компрессорных станций магистральных газопроводов как основных потребителей топливно-энергетических ресурсов [43-47,118].

Расчет экономии электроэнергии и показателей, характеризующих удельную величину расхода энергетических ресурсов, выполнен в соответствии с нормативной методикой [86] и правилами, изложенными в [95,96]. Исходные данные для расчета приняты на основании технической документации на ЭГПА и информации о перспективах развития газотранспортных систем ОАО «Газпром» до 2020 г. [5,32,46,96,101].

Количество и мощность ЭГПА, устанавливаемых при реконструкции, выбраны исходя из оценочных гидравлических расчетов с учетом перспективной нагрузки магистральных газопроводов. Исходные данные для расчета показателей энергоэффективности электроприводных КЦ по среднегодовым

значениям приведены в таблице 6.7 на примере КС «Починки» ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

Таблица 6.7.
Исходные данные для расчета экономии электроэнергии по КЦ 4 КС-25 «Починки»

Исходные данные	Обозначение	Размерность	Величина	
			Существующие ЭГПА	Новые ЭГПА
Тип агрегата	-	-	СТД-12500	ЭГПА-12500
Количество установленных ЭГПА	-	ед.	7	4
Количество работающих ЭГПА	-	ед.	4	3
Номинальная мощность ЭГПА	$N_{уст}^{КЦ}$	кВт	12500	12500
Индивидуальная норма расхода электроэнергии на компримирование	$H_{Экi}^o$	кВт·ч/кВт·ч	1,511	1,511
Расход перекачиваемого газа	$q_{кц}$	млн.м ³	-	-
Среднегодовая производительность	$Q_{кц}$	млн.м ³	25000	25000
Давление на входе в КЦ	$P_{1кц}$	МПа	5,84	5,84
Давление на выходе из КЦ	$P_{2кц}$	МПа	7,39	7,39
Температура на входе в КЦ	$T_{1кц}$	К	284,75	284,75
Температура на выходе из КЦ	$T_{2кц}$	К	293,15	293,15
Плотность газа (при 20°C и 101,325 кПа)	ρ_o	кг/м ³	0,68	0,68
Коэффициент сжимаемости газа	$z_{1кц}$	-	0,88	0,88
Степень повышения давления газа в КЦ	$\varepsilon_{кц}$	-	1,27	1,27

Политропная работа сжатия компрессорного цеха в терминах таблицы 6.7 вычисляется по формуле:

$$L_{кц} = 320,25 \cdot z_{1кц} \cdot T_{1кц} \cdot Q_{кц} (\varepsilon_{кц}^{0,3} - 1). \quad (6.1)$$

Эквивалентная товаротранспортная работа КЦ рассчитывается по формуле, млн. м³·км:

$$A_{эгр}^{кц} = c_1 \cdot z_{1кц}^{-1} \cdot T_{1кц}^{-1} \cdot v_{кц} (P_{2кц}^2 - P_{1кц}^2) \cdot Q_{кц}, \quad (6.2)$$

где c_1 – константа для согласования размерностей, принимается $c_1 = 10,138$; $z_{1кц}^{-1}$ – коэффициент сжимаемости газа; $T_{1кц}^{-1}$ – температура на входе в КЦ, К; $P_{1кц}$, $P_{2кц}$ – давление газа соответственно на входе и выходе КЦ, МПа; $v_{кц}$ – коэффициент, учитывающий потери давления в обвязке КЦ, определяемый по формуле:

$$\nu_{\text{кц}} = 1 - \frac{\Delta P_{2\text{кц}} + \Delta P_{1\text{кц}}}{P_{2\text{кц}} - P_{1\text{кц}}}, \quad (6.3)$$

где $\Delta P_{1\text{кц}}$, $\Delta P_{2\text{кц}}$ – потери давления в технологических коммуникациях на входе и выходе КЦ, МПа.

Потребность КЦ с ЭГПА в электроэнергии для компримирования газа вычисляется по формуле, тыс. кВт·ч:

$$\Pi_{\text{эк}}^{\text{кц}} = \frac{\sum_{i=1}^{m_{\text{эн}}} (H_{\text{эки}}^o \cdot N_{ei}^o \cdot \tau_i)}{\sum_{i=1}^I N_{ei}^o \cdot \tau_i} \cdot L_{\text{кц}} \cdot 10^{-3}, \quad (6.4)$$

где $H_{\text{эки}}^o$ – i -я индивидуальная норма расхода электроэнергии на компримирование КЦ с ЭГПА, кВт·ч/кВт·ч; N_{ei}^o – номинальная мощность i -го ЭГПА, кВт; τ_i – наработка ЭГПА i -го типа за планируемый период, час.

Удельный показатель эффективности расхода электроэнергии на собственные технологические нужды компрессорного цеха вычисляются по формуле, кВт·ч/млн. м³·км:

$$\mathcal{E}_{\text{стнээ}}^{\text{кц}} = \frac{W_{\text{стн}}^{\text{кц}}}{A_{\text{этгр}}^{\text{кц}}} \cdot 10^3. \quad (6.5)$$

В расчетах принимается, что расход электроэнергии на СТН КЦ приравнивается к потребности КЦ с ЭГПА в электроэнергии. Расход электроэнергии на прочие технологические нужды не рассматриваются.

Результаты расчетов для КЦ №4 КС «Починки» по данным таблицы 6.7 сведены в таблицу 6.8. Аналогичные расчеты проведены для КС-22а «Тольятти» и КС «Теренсай» и показали близкий результат.

6.5.2. Оценка экономической эффективности ЭГПА при реконструкции компрессорных станций

С целью определения величины капитальных затрат для каждого конкретного объекта рассчитаем удельные капитальные затраты для ЭГПА единичной мощностью 6,3 МВт и 12,5 МВт.

Общие капитальные вложения по реконструкции КЦ с заменой ЭГПА включают в себя: затраты на разработку проектной документации, затраты на

оборудование и затраты на строительные-монтажные работы (СМР) и пуско-наладочные работы (ПНР), - с учетом технологической обвязки. При этом затраты на разработку проектной документации распределяются в соотношении: 40 % - «проект» и 60 % - «рабочая документация».

Таблица 6.8.

Показатели потребления электроэнергии КЦ №4 КС «Починки»

Исходные данные	Обозначение	Размерность	Величина	
			Существующие ЭГПА	Новые ЭГПА
Расход электроэнергии на СТН КЦ	$W_{\text{СТН}}^{\text{КЦ}}$	тыс.кВт·ч/год	885280	684680
Политропная работа сжатия КЦ	$L_{\text{КЦ}}$	млн. кВт·ч/год	146,47	146,47
Эквивалентная товаротранспортная работа КЦ	$A_{\text{ЭТТР}}^{\text{КЦ}}$	млн.м ³ ·км	1746,2	1746,2
Потребность КЦ с ЭГПА в электроэнергии	$P_{\text{ЭК}}^{\text{КЦ}}$	тыс.кВт·ч	885280	684680
Экономия электроэнергии		тыс.кВт·ч		200600
Удельный показатель эффективности расхода электроэнергии на СТН КЦ	$Э_{\text{СТНЭЭ}}^{\text{КЦ}}$	кВт·ч/ млн.м ³ ·км	507	392

Эти затраты в зависимости от суммарной установленной мощности электроприводных КЦ представлены в таблице 6.9.

Таблица 6.9.

Стоимость проектных работ по модернизации электроприводных КЦ

Суммарная установленная мощность ЭГПА, тыс.кВт	Стоимость проектных работ в ценах 1995г., тыс.руб.	Стоимость проектных работ в ценах 3кв. 2012г., тыс.руб.		
		Общая	Проект	РД
до 30	114	3040	1216	1824
до 50	146	3894	1558	2336
до 80	153	4081	1632	2448
до 160	245	6534	2614	3920
до 240	338	9014	3606	5409

Капитальные затраты на оборудование, СМР и ПНР приняты по объектам-аналогам, прошедшим аттестацию в ведомственных структурах ОАО «Газпром» и находящихся в стадии реализации и в зависимости от номинальной мощности агрегата приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10.

Удельные капитальные затраты с СМР и ПНР на один агрегат

Номинальная мощность ЭГПА, тыс.кВт	Удельные затраты на один ЭГПА, тыс.руб./ед.
6,3	276000
12,5	413500

Для оценки экономической эффективности использования ЭГПА при реконструкции КС рассмотрим выбранные ранее (см. п. 6.5.1) 3 компрессорных цеха, расположенных в различных регионах России и коридорах МГ:

- КЦ-4 КС «Починки» МГ «Ямбург-Елец-1»,
- КС-16 «Теренсай» МГ «Бухара-Урал-1»,
- КС-22а «Тольятти» МГ «Уренгой-Петровск-Новопсков» (South Stream).

Расчет экономической эффективности проектов произведен с учетом допущения, что источником капитальных вложений являются собственные средства ОАО «Газпром». В качестве альтернативной схемы финансирования рассмотрен лизинг (финансовая аренда).

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) определяется как сумма текущих эффектов за весь расчетный период, приведенных к начальному шагу, или как превышение интегральных результатов над интегральными затратами:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1+E)^t} - \sum_{t=0}^T K_t \cdot \frac{1}{(1+E)^t}. \quad (6.6)$$

где R_t – результат (выгода) на t -ом шаге расчета, Z_t – затраты (без учета полных инвестиционных издержек) на t -ом шаге, K_t – инвестиционные издержки на t -ом шаге расчета, E – норма дисконта, t – номер шага расчета от 0 до T .

Внутренняя норма доходности (ВНД) – это норма дисконта ($E_{ВН} \geq 0$), при которой величина приведенных дисконтированных эффектов равна приведенным капиталовложениям ($\text{ЧДД} = 0$). При всех нормах дисконта $E \geq E_{ВН}$ – ЧДД отрицателен (проект не эффективен), и при всех $E < E_{ВН}$ – ЧДД положителен (проект рекомендуется). Для определения $E_{ВН}$ решается уравнение:

$$\sum_{t=0}^T (R_t - Z_t) \cdot \frac{1}{(1 + E_{BH})^t} = \sum_{t=0}^T K_t \cdot \frac{1}{(1 + E_{BH})^t}. \quad (6.8)$$

Срок окупаемости дисконтированный определяется как минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный дисконтированный эффект становится и в дальнейшем остается неотрицательным. Оценим данные параметры по выбранным КС.

КС «Починки» входит в состав МГ «Ямбург-Елец-1» на участке КС «Помарская» - КС «Починки и находится в ведении ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». В состав КЦ-4 входят 7 ЭГПА типа СТД-12500, введенные в эксплуатацию в 1986 году и их выработанный ресурс от номинального составляет 90-110 %. В перспективе до 2020 года прогнозируется сохранение объемов транспорта газа через данную КЦ на уровне 2012 года. На основании оценочных гидравлических расчетов при реконструкции КЦ-4 КС «Починки» предусматривается установка 4-х новых агрегатов типа ЭГПА-12,5 взамен морально и физически устаревших существующих ЭГПА.

В соответствии с расчетными данными табл. 6.8 величина экономии при замене 7 СТД-12500 на 4 новые ЭГПА-12,5 составит 200,6 млн. кВт·ч, а годовая экономия затрат на электроэнергию с учетом тарифа – 505,512 млн. руб. Расчет показателей экономической эффективности по КЦ №4 КС «Починки» приведен в таблице 6.11. Таким образом, получаем: ВНД = 20,5 %, ЧДД = 2204,66 млн. руб., дисконтированный срок окупаемости – 7 лет.

Для анализа динамики возможных изменений показателей экономической эффективности проекта в табл. 6.12 приведен расчет чувствительности к внутренним и внешним параметрам с наибольшей степенью риска.

На основании полученных результатов можно сделать вывод о высокой степени устойчивости проекта к изменениям исходных параметров. При этом наиболее значимым фактором риска явилось изменение тарифов на электроэнергию для потребителей КС (при его изменении на 10 % - величина ЧДД изменяется на 14,7 %). Величина же капзатрат (5,6 %) практически не влияет на эффективность данного проекта (рис. 6.27 и рис. 6.28).

Расчет основных показателей экономической эффективности по КЦ №4

Год	Капитальные вложения, млн.руб	Экономия на эксплуатационных затратах, млн.руб	Амортизационные отчисления, млн.руб./год	Балансовая прибыль, млн.руб.	Налог на прибыль млн.руб.	Чистая прибыль млн.руб.	Чистый денежный поток, млн.руб.	Чистый дисконтированный доход, млн.руб.
1	831,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-718,70	-718,70
2	827,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-714,60	-1380,37
3	0,00	536,18	165,80	392,85	78,57	314,28	457,61	-1017,10
4	0,00	536,18	165,80	392,85	78,57	314,28	457,61	-680,74
5	0,00	536,18	165,80	392,85	78,57	314,28	457,61	-369,30
6	0,00	536,18	165,80	392,85	78,57	314,28	457,61	-80,93
7	0,00	536,18	165,80	0,00	0,00	0,00	-831,00	-831,00
8	0,00	536,18	165,80	0,00	0,00	0,00	-827,00	-1596,74
9	0,00	536,18	165,80	370,38	74,08	296,31	462,11	-1229,91
10	0,00	536,18	165,80	370,38	74,08	296,31	462,11	-890,25
11	0,00	536,18	165,80	370,38	74,08	296,31	462,11	-575,74
12	0,00	536,18	165,80	370,38	74,08	296,31	462,11	-284,54
13	0,00	536,18	0,00	370,38	74,08	296,31	462,11	-14,90
14	0,00	536,18	0,00	370,38	74,08	296,31	462,11	234,76
15	0,00	536,18	0,00	370,38	74,08	296,31	462,11	465,92
16	0,00	536,18	0,00	370,38	74,08	296,31	462,11	679,97
17	0,00	536,18	0,00	370,38	74,08	296,31	462,11	878,16
18	0,00	536,18	0,00	370,38	74,08	296,31	462,11	1061,67
19	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	1219,39
20	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	1365,43
21	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	1500,65
22	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	1625,85
23	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	1741,79
24	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	1849,13
25	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	1948,52
26	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	2040,55
27	0,00	536,18	0,00	536,18	107,24	428,95	428,95	2125,76
Итого	1658,00	13404,55	1658,00	536,18	107,24	428,95	428,95	2204,66

Таблица 6.12.

Расчет чувствительности экономической эффективности по КЦ №4

Показатель	Ед. изм.	Базовое значение	Изменения			
			Капитальные затраты		Тариф на электроэнергию	
			-10%	+10%	-10%	+10%
ВНД	%	20,5	22,2	19	19	22
ЧДД	млн. руб.	2519,69	2660,29	2379,09	2149,58	2889,80
Отклонение от базы ЧДД	%	-	5,6	-5,6	-14,7	14,7

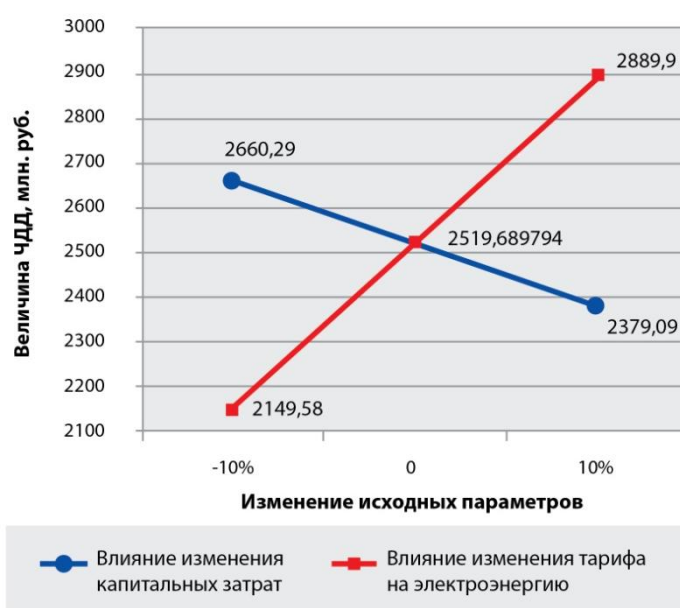


Рис. 6.27. Чувствительность ЧДД к изменению исходных параметров КЦ №4.

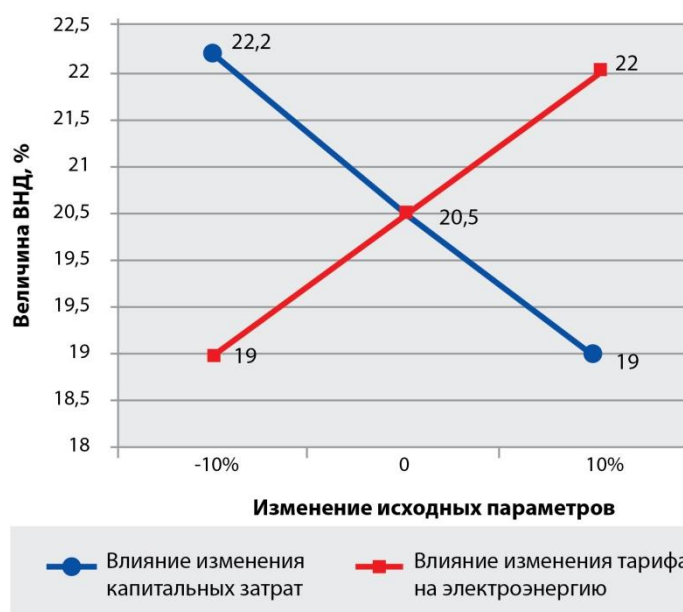


Рис. 6.28. Чувствительность ВНД к изменению исходных параметров КЦ №4.

Основные экономические показатели по модернизации КЦ №4 КС «Починки» приведены в итоговой таблице 6.13.

Таблица 6.13.

Основные экономические показатели эффективности по КЦ №4

Наименование показателя	Единица измерения	Величина
Капитальные вложения по проекту	млн. руб.	1658,00
Экономия эксплуатационных затрат	млн. руб./год	536,18
Чистый дисконтированный доход	млн. руб.	2204,66
Внутренняя норма доходности	%	20,5
Срок окупаемости дисконтированный	лет	7
Горизонт расчета	лет	27

Аналогичные расчеты по КС «Теренсай» и КС «Тольятти», представленные в Приложении ЖЗ, показывают, что экономическая эффективность внедрения новых ЭГПА соответствует общепринятым нормам и корпоративным требованиям ОАО «Газпром» ($ЧДД > 0$ и $ВНД > 12\%$). Проведенный анализ чувствительности показателей экономической эффективности к изменению внешних параметров подтвердил высокую устойчивость проектов, что говорит о целесообразности их реализации при реконструкции ряда КЦ МГ с расширением их результатов на аналогичные объекты.

По результатам общего анализа состояния ЭГПА по существующим КС, выполненный при участии автора, в [96] представлен полный комплекс рекомендаций по программе модернизации действующего парка ЭГПА на объектах ОАО «Газпром», который обосновывает внедрение 104 ЭГПА 6,3 и 169 ЭГПА 12,5 с соответствующим зонированием территории РФ, представленном в Приложении 4.

6.5.3. Оценка экономической эффективности ЭГПА при новом строительстве компрессорных станций

Капитальные вложения по каждой конкретной КС рассчитываются как совокупные затраты по строительству электроприводного компрессорного цеха и системы внешнего электроснабжения КС. Они включают в себя затраты на разработку проектной документации, затраты на оборудование, затраты на строительные-монтажные и пуско-наладочные работы (СМР и ПНР). Оценка экономической эффективности заключается в расчете базовых пока-

зателей, а также в определении составляющей затрат на сооружение и эксплуатацию электроприводного КЦ с системой внешнего электроснабжения в инвестиционном тарифе на транспортировку газа.

На основании анализа объектов капитального строительства ОАО «Газпром» было выбрано 3 вновь строящихся КС, для которых, в качестве примера, выполнен расчет базовых экономических показателей, а именно:

- КС-7 МГ «Якутия-Хабаровск-Владивосток»;
- КС-1 МГ «Иркутск-Новосибирск»;
- КС «Мурманская» МГ «Мурманск-Волхов».

Таблица 6.14.

Удельные затраты на один ЭГПА

Регион	Удельные затраты на 1 МВт ЭГПА, млн.руб./МВт.	Удельные затраты на один ЭГПА-12,5, млн.руб./ед.
Газопровод «Мурманск-Волхов»		
Мурманская область	36,21	452,65
Ленинградская область	32,92	411,50
Республика Карелия	36,21	452,65
Газопровод «Алтай»		
Ямало-Ненецкий АО	42,80	534,95
Ханты-Мансийский АО	41,15	514,38
Томская область	41,15	514,38
Новосибирская область	39,50	493,80
Алтайский край	41,15	514,38
Газопровод «Иркутск-Проскоково»		
Иркутская область	41,15	514,38
Красноярский край	39,50	493,80
Газопровод «Якутия-Хабаровск-Владивосток»		
Республика Саха (Якутия)	44,44	555,53
Амурская область	41,15	514,38
Хабаровский край	41,15	514,38

Количество и мощность ЭГПА, устанавливаемых на КС, выбраны исходя из оценочных гидравлических расчетов, с учетом перспективной загрузки газопроводов. Для определения наиболее существенных параметров проектов, влияющих на их экономическую эффективность и являющихся основными источниками риска, произведен анализ чувствительности.

Расчет экономической эффективности проектов проведен с учетом допущения, что источником капитальных вложений являются собственные средства ОАО «Газпром». Все капитальные затраты в таблице 6.14 рассчитаны в ценах 4 квартала 2012 года.

КС «Мурманская» входит в состав МГ «Мурманск-Волхов» и территориально располагается в Мурманской области. Проект строительства предполагает установку 10 ЭГПА-12,5, а для внешнего электроснабжения КС сооружается ПС220/10 кВ (ОРУ-220 кВ по схеме 220-5Н, два трансформатора мощностью 100 МВА и ЗРУ-10 кВ). Совокупные капитальные вложения вычислены на основании показателей и приведены в табл. 6.15.

Таблица 6.15.

Структура капитальных вложений КС «Мурманская»

Наименование объекта	Группа и срок полезного использования	Код ОКОФ	Стоимость, млн. руб.
КЦ с ЭГПА	5 группа (7-10 лет)	14 3113000	4530,8
Подстанции 220/10 кВ	7 группа (16-20 лет)	14 3115206	414,1
Итого:			4944,9

Годовой расход электроэнергии на основные технологические нужды КЦ составляет 652980 тыс. кВт·ч. Ежегодные затраты на электроэнергию составляют 966,4 млн. руб. Расчет экономии затрат на капитальные ремонты приведен в табл. 6.16, исходные данные и результат расчета товаротранспортной работы - в табл. 6.17. Подробный анализ показателей экономической эффективности инвестиционного проекта замены ЭГПА дан автором в [96].

Таблица 6.16.

Расчет экономии затрат на капитальные ремонты

Тип агрегата	Кол-во ЭГПА	Ресурс до КР, часов	Средняя нагрузка ЭГПА за год, часов	Периодичность проведения КР одного ЭГПА, 1/год	Ежегодные затраты на КР, млн. руб.
ЭГПА-12,5	10	50000	5804	8,61	85,32

Таблица 6.17.

Товаротранспортная работа линейного участка КС «Мурманская»

Годовой объем транспортируемого газа, млрд. м ³	Длина линейного участка газопровода, км	Товаротранспортная работа ЛПУ, млрд. м ³ ·км
49,5	106,5	5271,75

В соответствии с полученными данными для КС «Мурманская»: ВНД = 12 %, ЧДД = 1202,05 млн. руб., ДСО = 15,5 лет, составляющая инвестицион-

ного тарифа – 34 руб./тыс. м³·100км. При анализе чувствительности проекта рассматривается влияние изменения внутренних и внешних параметров, обладающих наибольшей степенью риска получения экономического эффекта. Результаты расчетов приведены в таблице 6.17 и на рис.6.29. Основные экономические показатели проекта по замене ЭГПА приведены в таблице 6.18.

Таблица 6.17.

Результаты расчета чувствительности

Показатель	Ед. изм.	Базовое значение	Изменения					
			Капитальные затраты		Объем транспортируемого газа		Тариф на электроэнергию	
			-10%	+10%	-10%	+10%	-10%	+10%
Инвестиционный тариф	руб./тыс.м ³ ·100км	34	32,6	35,5	37,8	31,0	32,2	35,9
Отклонение от базового инвестиционного тарифа	%	-	-4,1	4,4	11,2	-8,8	-5,3	5,6

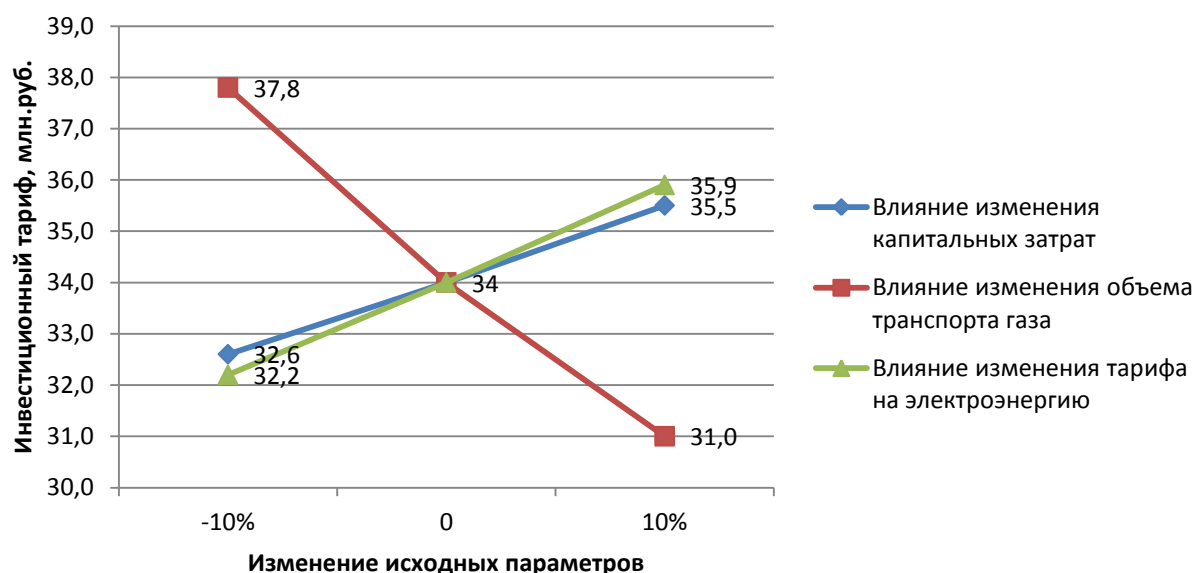


Рис.6.29. Чувствительность инвестиционного тарифа к изменению параметров.

Таблица 6.18.

Основные экономические показатели проекта

Наименование показателя	Ед. измерения	Величина
Капитальные вложения по проекту	млн. руб.	4940,60
Годовые эксплуатационные затраты	млн. руб./год	1091,32
Годовая выручка за товаротранспортную работу	млн. руб./год	1792,14
Составляющая инвестиционного тарифа	руб./тыс.м ³ ·100км	34,0
Чистый дисконтированный доход (ЧДД)	млн. руб.	1205,85
Внутренняя норма доходности (ВНД)	%	12,0
Срок окупаемости дисконтированный	лет	15,5
Горизонт расчета	лет	26

Аналогичные оптимистичные результаты получены при расчетах показателей экономической эффективности строительства электроприводных КС-

1 МГ «Иркутск-Новосибирск» и КС-7 МГ «Якутия-Хабаровск-Владивосток», которые приведены в [96].

Таким образом, полученные составляющие инвестиционного тарифа отражают величину вклада затрат, относящихся непосредственно к применению технологий ЭГПА на объектах транспорта газа и могут быть использованы для сопоставления с вариантами использования других ГПА. Анализ чувствительности показателей экономической эффективности к изменению внешних параметров показал высокую устойчивость рассматриваемых проектов. Это говорит о целесообразности их осуществления и позволяет распространить результаты произведенных расчетов на аналогичные проекты.

На основании проведенного анализа предлагаются рекомендации по установке ЭГПА на перспективных газопроводах. В таблице 6.19 представлены укрупненные капитальные вложения в новое строительство компрессорных цехов с ЭГПА, включая систему внешнего электроснабжения. Диаграмма капитальных вложений по годам представлена на рисунке 6.30.

Таблица 6.19.

Укрупненные капитальные вложения в новое строительство КЦ с ЭГПА

Наименование объекта этап инвестиционного проекта	Краткая характеристика КС с ЭГПА	Ожидаемые капитальные вложения по годам, млн. руб.							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
Газопровод «Мурманск - Волхов»									
КС Мурманская	10×ЭГПА-12500								
проект					7,3				7,3
рабочая документация						11,1			11,1
строительство							2265	2265	4530
КС Мончегорская	7×ЭГПА-12500								
проект					5,9				5,9
рабочая документация						8,9			8,9
строительство							1359	1812	3171
КС Кандалакша	8×ЭГПА-12500								
проект					5,9				5,9
рабочая документация						8,9			8,9
строительство							1812	1812	3624
КС Лодейнопольская	9×ЭГПА-12500								
проект					7,3				7,3
рабочая документация						11,1			11,1
строительство							2265	1812	4077
Итого по газопроводу	34×ЭГПА-12500				26,4	40	7701	7701	15468,4
Газопровод «Алтай»									
КС Ортыгунская	5×ЭГПА-12500								
проект		5,2							5,2
рабочая документация			7,7						7,7

Наименование объекта этап инвестиционного проекта	Краткая характеристика КС с ЭГПА	Ожидаемые капитальные вложения по годам, млн. руб.							
		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Всего
рабочая документация									
строительство				1542	1542				3084
КС-7а	6×ЭГПА-12500								
проект									
рабочая документация									
строительство				1542	1542				3084
КС-9 Хабаровская	3×ЭГПА-12500								
проект									
рабочая документация									
строительство			1542						1542
Итого по газопроводу	21×ЭГПА-12500		3084	4626	3084				10794
ИТОГО	114×ЭГПА-12,5	58	3170	10023	10306	10834	14640	7701	56732

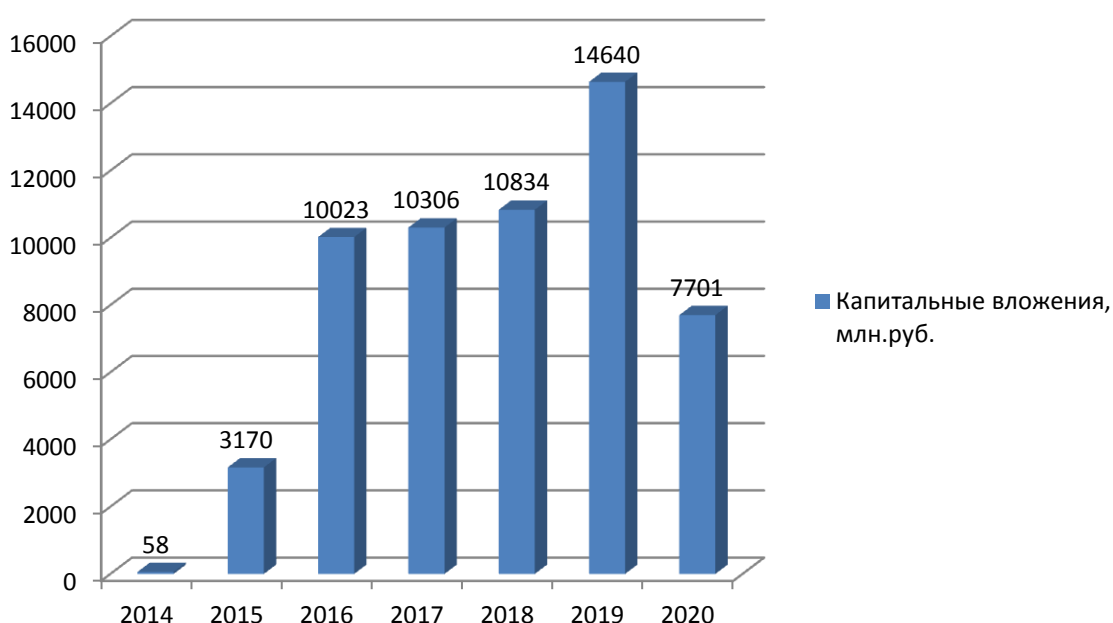


Рис. 6.30. Диаграмма капитальных вложений в новое строительство электроприводных КЦ.

Таким образом, выполненные технико-экономические расчеты показывают, что наиболее значимым критерием при принятии решения об использовании ЭГПА является развитие энергосистемы региона и уровень тарифов на электрическую энергию. В ряде случаев, например, при прохождении МГ по территории (или вблизи) заповедных зон, где необходимо свести к минимуму воздействие на окружающую среду, использование электропривода является единственно возможным вариантом организации транспорта газа.

В результате анализа составлены рекомендации по применению ЭГПА на объектах нового строительства ОАО «Газпром». В расчетах рассмотрено

четыре перспективных МГ: «Мурманск - Волхов», «Алтай», «Иркутск – Прококово» и «Якутия-Хабаровск-Владивосток» на которых рекомендовано разместить 114 новых ЭГПА единичной мощностью 12,5 МВт.

Данные рекомендации не являются окончательными и могут быть откорректированы с учетом принятия конкретных решений по строительству перспективных газопроводов. Окончательное решение о необходимости установки на вновь сооружаемого газопровода КС с ЭГПА должно приниматься на основании технико-экономического расчета при конкретном проектировании на стадии «Проект» с учетом полученных от электросетевой организации Технических условий на подключение потребителей КС.

Выводы по главе 6

1. Наличие серийного производства отечественных и зарубежных ЭГПА нового поколения позволяет обеспечить реконструкцию существующего парка ЭГПА и применять их на объектах нового строительства КС. Практически доказано, что новые ЭГПА обладают рядом существенных преимуществ, но получить *наибольший синергетический эффект* от внедрения ЭГПА, повысить их конкурентоспособность и получить экономию топливно-энергетических ресурсов на КС можно только при системном учете всех факторов энергоэффективности технико-технологических решений, рассмотренных в предыдущих главах данной диссертационной работы.

2. Программа реконструкции ЭГПА стартовала в 2009 г. на объектах МГ «Парабель–Кузбасс» ООО «Газпром трансгаз Томск». КС «Володино» стала первой станцией в системе ОАО «Газпром», на которой на основе АСУ ТП реализован принцип безлюдных технологий. Газодинамические испытания, проведенные на электроприводных КС «Володино», КС «Парабель» ООО «Газпром трансгаз Томск» и ряде других, доказали заявленные преимущества ЭГПА, включая использование компрессоров с частотой вращения до 20.000 об/мин и ресурс оборудования S2M на уровне 300 000 час. Технико-экономические расчеты по 4 вариантам ЭМП в ЭГПА показали пер-

спективы дальнейшего внедрения ЭМП, а при снижении эксплуатационных затрат из-за отсутствия маслосистем это ведет к быстрой окупаемости ЭМП ЭГПА в течении 2-3 лет.

3. Апробирована реализация технических средств и алгоритмов разработанных ВСМП состояния ЭГПА на СТД-12500-2 ЭГПА №4 КС-25 «Починки» КЦ МГ «Ямбург-Елец-2» (ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород») и ряде других объектов с использованием современных технических средств измерительной техники и штатного щитового электрооборудования. Обоснованы принципы перехода к дистанционному ТОиР по фактической наработке ЭГПА до отказа: сокращение времени простоя в ремонте с 12 до 2-3 тыс. час; исключение теплового действия токов и снижение стоимости капремонтов в 3 раза и выполнение текущих ремонтов стоимость ниже в 4 раза.

4. Доказаны преимущества практической реализации малолюдных технологий – уменьшение расхода электроэнергии, исключение из компоновки мультипликатора и системы масляного хозяйства при повышении точности САУ дистанционного управления ЭГПА КС. Кроме того, возможности подключения средств автоматизации ЭГПА, включая преобразователи NPort-6110 к сети передачи данных с помощью портов Ethernet 10/100 Mb (RJ-45) и микропроцессорных устройств релейной защиты типа SEPAM 1000+ линий 6/10 кВ на РП и ТП КС обеспечивает простоту интеграции в АСУ КС.

5. Проведенный технико-экономический анализ зонирования территорий прохождения МГ (благоприятная, умеренно-благоприятная и неблагоприятная) в соответствии с возможностями энергосистем РФ, подтвердил, что большая часть регионов страны является благоприятной для ЧРП ЭГПА. Проведенный анализ динамики возможных изменений показателей эффективности модернизации и нового строительства КС с ЭГПА (расчеты чувствительности к внутренним и внешним параметрам с наибольшей степенью риска) показал высокую степень устойчивости проектов к изменениям параметров. Программа модернизации парка ЭГПА обосновывает внедрение 104 новых ЭГПА-6,3 и 169 новых ЭГПА-12,5 на объектах ОАО «Газпром».

ОСНОВНЫЕ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. На основе анализа мирового и отечественного опыта внедрения газоперекачивающей техники на магистральных газопроводах разработана классификация приводов центробежных нагнетателей, обеспечивающих технологические режимы работы компрессорных станций. Проведена систематизация и анализ технического состояния парка ЭГПА, работающих на магистральных газопроводах ЕСГ РФ по типам моделей, газотранспортным предприятиям, наработке и срокам службы. Определены современные требования к ЧРП ЭГПА, системе автоматического управления и диагностики технического состояния привода. Предложены новые 12 факторов повышения надежности, энергоэффективности и экологичности газоперекачивающей техники при модернизации и создании новых систем ЭГПА.

2. По результатам анализа функциональных возможностей и энергетических характеристик автоматизированных электроприводов переменного тока определены тенденции внедрения современных ЭГПА на компрессорных станциях МГ с учетом особенностей технологически связанной параллельной работы агрегатов на компрессорную нагрузку. Предложены критерии выбора рациональных структур высоковольтного ЧРП ЭГПА на базе синхронных и асинхронных машин мегаваттного класса и методики координации их характеристик с нагнетателями в рамках КС с учетом стохастических воздействий. По результатам математического моделирования сопоставлены динамические характеристики ЭГПА и выработаны рекомендации по рациональным схемным решениям силовой части электропривода.

3. Предложен новый теоретически обоснованный подход к синтезу инвариантных систем ЭГПА и запатентован способ, позволяющий минимизировать энергопотребление магистрального транспорта газа в соответствии с факторами режима, энергии и цели при автоматическом отслеживании всех возмущений детерминированного и стохастического характера. Разработаны методологические основы формализации возмущений, базирующиеся на тео-

рии планирования эксперимента и предложены три прикладные методики расчета алгоритмов регрессионного анализа и интеллектуальных САУ ЭГПА с исследованиями результатов методами корреляционного, ковариационного, факторного и дисперсионного анализа. Изучены многофакторные регрессионные модели для мультипроцессорного управления ЭГПА на базе СТД-12500, а также для реализации для САУ ЭГПА с асинхронными двигателями.

4. Создана база данных и выполнен статистический анализ 131 случаев отказов 60 электродвигателей типа СТД-12500 и СДГ-12500 по результатам эксплуатации на КС с 1987 по 2014 год. Выявлены наиболее характерные виды повреждений, установлены и смоделированы 4 группы эксплуатационных факторов, влияющих на ресурс электродвигателей ЭГПА. Предложена и запатентована рациональная структура системы оперативного мониторинга ЧРП ЭГПА с интеллектуальными датчиками, а также нейро-нечеткие алгоритмы “on-line” прогнозирования их состояния, реализация которых позволяет эффективно проводить ремонты по фактическому состоянию с экономией времени и средств в 3 раза, исключить аварии оборудования, контролировать режимы работы и значительно снизить эксплуатационные расходы на КС.

5. С целью минимизации энергопотребления участков магистрального газопровода с электроприводными КС предложена методика системной оптимизации ЧРП ЭГПА и вентиляторов АВО газа. Разработаны и запатентованы каскадно-групповая схема ЧРП вентиляторов АВО газа и инвариантные САУ агрегатов, обеспечивающие стабилизацию температуры газа с автоматической компенсацией возмущений. Получены математические модели агрегатов КС и ЛПУ, а также алгоритмы координации их работы в рамках синтезированной модели участка газопровода для трех компрессорных станций. Проведенные натурные испытания на МГ «Уренгой-Новопсков» подтвердили, что дополнительное охлаждение газа позволяет снизить суммарное энергопотребление на транспорт газа при сохранении производительности и давления газа на выходе участка.

б. Экспериментальные исследования, проведенные на объектах магистрального транспорта газа, доказали, что новые технологии транспорта газа с использованием высоковольтных ЧРП ЭГПА с интеллектуальными системами управления и мониторинга, обеспечивают снижение энергоемкости агрегатов КС и повышают надежность и экологичность в целом ЕЭС РФ. Представленные результаты технико-экономического анализа и обоснования целесообразности и окупаемости проектов реконструкции, модернизации и нового строительства электроприводных КЦ с ЧРП ЭГПА позволили сформировать концепцию применения, программу реализации и карты зонирования благоприятного внедрения энергоэффективных электроприводных КС. Пятилетний опыт эксплуатации пилотных проектов внедрения ЧРП ЭГПА на магистральных газопроводах подтвердил высокий потенциал применения новых технико-технологических решений при реализации всех факторов энергоэффективности электроприводов газоперекачивающих агрегатов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абакумов А.М., Высоцкий В.Е., Шварц Г.Р. Совершенствование электромеханических систем транспорта газа на базе мощных синхронных двигателей // Электротехника, 2000, № 8. – С.4-6.
2. Автоматизированные системы управления и диспетчеризации магистральных газопроводов: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр» / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Реунов А.В. и др. // Под ред. к.т.н., доц. О.В. Крюкова. – Н. Новгород: Исток, Т.5, 2013. – 300с.
3. Агамалов О.Н. Кластерный анализ частичных разрядов для оценки технического состояния изоляции электрических машин // Электричество, 2006, №7. – С.56-62.
4. Аكوпова Г.С., Гладкая Н.Г. Эмиссия парниковых газов от ГТС ОАО «Газпром» // Газовая промышленность, 2005, №10. – С.77-79.
5. Аксютин О.Е. Современное состояние газотранспортной системы России // Газовая промышленность, 2010, №10. – С.8-11.
6. Алексеев Б.А., Поляков Ф.А., Мамиконянц Л.Г., Шакаран Ю.Г. Проблемы мощных электрических машин на сессии СИГРЭ-2008 // Электричество, 2009, №3. – С.60-67.
7. Алиев Р.А., Белоумов В.Д., Немудров А.Г. и др. Трубопроводный транспорт нефти и газа // М.: Недра, 1988. – 368с.
8. Аникин Д.А., Зуйков А.В., Крюков О.В. Энергосбережение в электроприводе турбокомпрессора газоперекачивающего агрегата // Труды IV Международной конференции по автоматизированному электроприводу/МГТУ им. Г.И. Носова, Магнитогорск, 2004, ч.II. – С. 241-243.
9. Аникин Д.А., Рубцова И.Е., Крюков О.В. Опыт проектирования систем управления электроприводными газоперекачивающими агрегатами // Газовая промышленность, 2008, №10. – С.84-87.

10.Анисимов Д.Н. Разработка и исследование пусковых устройств для высоковольтных электроприводов: автореферат дисс. ... канд. техн. наук 05.09.03. / МГТУ им. Г.И. Носова, Магнитогорск, 2012. – 18с.

11.Бабичев С.А., Бычков Е.В., Крюков О.В. Анализ технического состояния и безопасности ЭГПА // Электротехника, 2010, №9. – С.30-37.

12.Бабичев С.А., Захаров П.А., Крюков О.В. Автоматизированная система оперативного мониторинга приводных двигателей газоперекачивающих агрегатов // Автоматизация в промышленности, 2009, №6. – С.3-6.

13.Бабичев С.А., Крюков О.В., Титов В.Г. Автоматизированная система безопасности ЭГПА // Электротехника, №12, 2010. – С.24-31.

14.Белоусенко И.В., Шварц Г.Р., Великий С.Н. и др. Новые технологии и современное оборудование в электроэнергетике газовой промышленности / М. Энергия, 2002. – 300с.

15.Беляев Д.В. Опыт наладки и эксплуатации высоковольтного электропривода Rockwell Automation // Труды IV Международной конференции по автоматизированному электроприводу, Магнитогорск, 2004. – С. 360-362.

16.Беспалов В.Я., Мощинский Ю.А., Цуканов В.И. Упрощенная математическая модель нестационарного нагрева и охлаждения обмотки статора асинхронного двигателя // Электричество, 2003, №4. – С.20-26.

17.Ботвинник М.М., Шакарян Ю.Г. Управляемая машина переменного тока / М.: Наука, 1969. – 140с.

18.Браславский И.Я., Поляков В.Н., Ишматов З.Ш. Математическое моделирование частотно-регулируемого электропривода с емкостными накопителями энергии// Труды XV МНТК «Электроприводы переменного тока» (ЭППТ-2012) / УрФУ, Екатеринбург, 12-16 марта 2012. – С.129-134.

19.Васенин А.Б., Крюков О.В., Степанов С.Е. Результаты компьютерного моделирования синхронных машин при работе на вентиляторную нагрузку // Труды XV МНТК «Электроприводы переменного тока (ЭППТ-2012)», УрФУ, Екатеринбург, 12-16 марта 2012. – С.139-142.

20. Вейнгер А.М. Регулируемый синхронный электропривод / М.: Энергоатомиздат, 1985. – 224с.
21. Великий С.Н. Применение регулируемого электропривода на основном и вспомогательном оборудовании в ОАО «Газпром» / Применение современных ЭГПА и РЭП на технологическом оборудовании // Материалы конференции ОАО «Газпром». – Лысьва: Газпромэнергоинформ, 2006. – С.3-6.
22. Велихов Е.П., Кузнецов В.П., Кравченко В.А. и др. Энергообеспечение подводных технологий добычи углеводородов в Арктике // Газовая промышленность, 2011, Спецвыпуск №661. – С.60-62.
23. Вентцель Е.С. Теория вероятностей и ее инженерные приложения. – М.: Наука, 2003. – 566с.
24. Виноградов А.Б., Изосимов Д.Б., Флоренцев С.Н. и др. Оптимизация КПД системы векторного управления асинхронным тяговым электроприводом с идентификатором параметров // Электротехника, 2010, №12. – С.12-19.
25. Вольский Э.Л., Константинова И.М. Режим работы магистрального газопровода / Э.Л. Вольский, И.М. Константинова. – Л.: Недра, 1970. – 168с.
26. ГАЗПРОМ в цифрах 2007-2011/ Справочник. ОАО «Газпром» – 75с.
27. Гапоненко А.Ю. Исследование параллельной работы крупных синхронных машин в сети ограниченной мощности // Электрика, 2011, 2. С.23-26.
28. Герасенков А.А. Экономическая оценка вариантов применения регулируемых ЭГПА // Основные научно-технические проблемы развития энергетики в газовой промышленности / М.: ВНИИГАЗ, 2006. – С.79-97.
29. Голубовский А.В. Оптимизация режимов работы синхронных двигателей в узлах нагрузки систем электроснабжения КС МГ: автореферат дисс. ... канд. техн. наук 05.09.03. – Самара, СамГТУ, 2008. – 20с.
30. Данилов А.А. Разработка технико-экономического обоснования замещения газотурбинных ГПА на ЭГПА на КС ОАО «Газпром» / Применение современных ЭГПА и регулируемого электропривода на технологическом оборудовании // Труды конференции ОАО «Газпром», Лысьва, 2006. – С.9-10.

31. Дацковский Л.Х., Кузнецов И.С., Роговой В.И. и др. К вопросу применения быстроходных частотно-регулируемых электроприводов для турбокомпрессоров МГ // Электротехника, 2001, №1. – С.17-26.

32. Двигатели синхронные трехфазные СТД // Техническое описание и инструкция по эксплуатации ОВЖ.412.041 ТО. – Лысьва, 2004. – 40 с.

33. Диагностика оборудования компрессорных станций: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр» / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. // Под ред. к.т.н., доц. О.В. Крюкова. – Нижний Новгород: Исток, Т.2, 2013. – 300с.

34. Ершов М.С., Яризов А.Д. Энергосберегающий электропривод технологических установок трубопроводного транспорта газа, нефти и нефтепродуктов: Учебное пособие // М.: ГРУНГ им. И.М. Губкина, 2011. – 246с.

35. Жабин В.М., Косарев Д.В. Сравнительный анализ способов регулирования режимов работы центробежных нагнетателей электроприводных ГПА / Транспорт газа, 2007, №7. – с. 23-30.

36. Захаров П.А., Киянов Н.В., Крюков О.В. Системы электрооборудования и автоматизации для эффективного транспорта газа // Автоматизация в промышленности, 2008, № 6. – С.6-10.

37. Захаров П.А., Крюков О.В. Методология инвариантного управления агрегатами компрессорных станций при случайных воздействиях // Изв. ВУЗов. Электромеханика, 2009, №5. – С.64-70.

38. Зимин В.А., Голиков С.А., Медведев В.А. Требования к современным САУ ЭГПА и опыт их реализации на ПТК ВФ “ЭЛНА” // Промышленные АСУ и контроллеры, 2006, №10. – С.9-14.

39. Зюзёв А.М., Метельков В.П., Степанюк Д.П. Управление пусковыми режимами асинхронного тиристорного электропривода с учетом ограничений по нагреву и влияния на сеть / Электротехника, 2012, №9. – С.40-43.

40. Зюзьков В.В., Щуровский В.А. Реконструкция КС многониточных систем газопроводов с укрупнением единичных мощностей ГПА // Компрессорная техника и пневматика, 2011, №5. – С.2-6.

41. Ильинский Н.Ф. Электропривод в современном мире // Труды V Международной конференции по автоматизированному электроприводу (АЭП-2007), СПб, 2007. – С. 17-19.

42. Интеграция газовых рынков: в интересах устойчивого глобального роста / Доклад заместителя Председателя Правления ОАО «Газпром» А. Медведева на XXV Мировом газовом конгрессе // Куала-Лумпур, Малайзия, 4-8 июня 2012 г. – сайт <http://www.gazprom.ru/press/forum/wgc2012/> .

43. Ишков А.Г., Хворов Г.А., Юмашев М.В. и др. Современное состояние и перспективное развитие направлений энергосбережения в транспорте газа // Газовая промышленность, 2010, №9. – С.36-39.

44. Кадин С.Н., Казаченко А.П., Крюков О.В. и др. Вопросы метрологического энергообеспечения при проектировании объектов ОАО «Газпром» // Измерительная техника, 2011, №8. – С.61-66.

45. Калинин А.Ф. Повышение эффективности работы технологических участков магистральных газопроводов: дисс. ... доктора техн. наук 25.00.19. / РГУНГ им. И.М.Губкина, М., 2005. – 327с.

46. Каменев В.М., Чернин М.Е., Ширманов В.М. и др. Электроприводные газоперекачивающие агрегаты нового поколения производства ЗАО «РЭПХ» // Компрессорная техника и пневматика, 2010, №1. – С.38-43.

47. Китаев С.В. Научно-практические основы обеспечения энергетической эффективности магистрального транспорта газа: автореферат дисс. ... доктора техн. наук 25.00.19. / УГНТУ, Уфа, 2011. – 48с.

48. Козьярук А.Е., Васильев Б.Ю. Алгоритмы управления энергоэффективным высокооборотным ЭГПА // Изв.Вузов.Электромеханика, 2012, №3. С.40-44.

49. Концепция энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на период 2011-2020гг. / Утверждена приказом ОАО «Газпром» №364 от 28.12.2010г. ВРИО Председателя Правления ОАО «Газпром» А.В. Кругловым. – 30с.

50. Кочетков В.Д., Козырев С.К. Состояние и тенденции развития автоматизированного электропривода в XXI веке // Тезисы докладов IV Международной конференции по автоматизированному электроприводу/ Магнитогорск: МГТУ, 2004. Т1. – С. 5-15.

51. Краснов Д.В., Онищенко Г.Б. Оценка потребности в высоковольтных регулируемых электроприводах переменного тока // Известия ТулГУ. Технические науки. Вып. 3, ч.1, с.73-81.

52. Крылов Д.В. Возможности использования электроэнергии Кольской АЭС для завода по производству СПГ и для ЭГПА на г/п Видяево-Волхов // Газовый бизнес, 2008, №5-6. – С.64-67.

53. Крюков О.В. Алгоритмы быстрого преобразования Уолша в микропроцессорных системах управления электроприводом // Изв. ВУЗов. Электромеханика. 2005, №4. – С.39-44.

54. Крюков О.В. Анализ аварийности приводных электродвигателей магистральных ГПА// Приводная техника, 2012, №1. – С.2-11.

55. Крюков О.В. Анализ и техническая реализация факторов энергоэффективности инновационных решений в электроприводных турбокомпрессорах // Автоматизация в промышленности, 2010, №10. – С.50-53.

56. Крюков О.В. Анализ систем безопасного пуска ЭГПА // Компрессорная техника и пневматика, 2012, №2. – С.12-17.

57. Крюков О.В. Встроенная система диагностирования и прогнозирования работы электроприводов//Изв. ВУЗов. Электромеханика. 2005, №6. С.43-47.

58. Крюков О.В. Интеллектуальные электроприводы с IT- алгоритмами // Автоматизация в промышленности, 2008, №6. – С.36-39.

59. Крюков О.В. Комплексная система мониторинга и управления ЭГПА // Труды XXXIV МНПК «Передовые информационные технологии, средства и системы автоматизации и их внедрение на российских предприятиях» (АИТА-2011). – М.: ИПУ РАН, 4-8 апреля 2011. – С.329-350.

- 60.Крюков О.В. Методология и средства нейро-нечеткого прогнозирования состояния ЭГПА // Электротехника, 2012, №9. – С.52-57.
- 61.Крюков О.В. Микропроцессорное управление машинами двойного питания: Учебное пособие / Н. Новгород: НГТУ, 1999. – 118с.
- 62.Крюков О.В. Основные положения дискретно-операторного метода проектирования микропроцессорных систем управления асинхронным электроприводом // Труды III Международной конференции по проблемам автоматизированного электропривода / Н.Новгород: НГТУ, 2001. – С.56-57.
- 63.Крюков О.В. Прикладные задачи теории планирования эксперимента для инвариантных объектов газотранспортных систем // Материалы IX МНТК «Идентификация систем и задачи управления» (SICPRO'12). – М.: ИПУ им. В.А. Трапезникова РАН, 30 января – 2 февраля 2012. – С.222-236.
- 64.Крюков О.В. Проектирование вентильных каскадов с микропроцессорным управлением: Учебное пособие / Н.Новгород: НГТУ, 1991. – 88с.
- 65.Крюков О.В. Регрессионные алгоритмы инвариантного управления электроприводами при стохастических возмущениях // Электричество, 2008, №9. – С.44-50.
- 66.Крюков О.В. Синтез встроенной системы мониторинга приводных электродвигателей ГПА // Приводная техника, 2012, №2. – С. 2-11.
- 67.Крюков О.В. Система управления аппаратами воздушного охлаждения // Патент №106310, МПК F04D 27/00. - ОАО «Гипрогазцентр». – Оpubл. 10.07.2011, БИ №7, 2011.
- 68.Крюков О.В. Сравнительный анализ приводной техники газоперекачивающих агрегатов // Приводная техника, 2010, №5. – С.20-27.
- 69.Крюков О.В. Формализация факторов старения изоляции приводных электродвигателей ГПА // Приводная техника, 2012, №1. – С.12-23.
- 70.Крюков О.В. Устройство для контроля изоляции электродвигателя // Патент №121939, МПК G01R 31/12 – ОАО «Гипрогазцентр». – Оpubл. 10.11.2012.

71.Крюков О.В., Захаров П.А. Приложения теории вероятностей и теории планирования эксперимента в задачах управления газотранспортными объектами // Труды XII МНТК МЭИ “IEEE-2008”. – Алушта, 2008. – С.342.

72.Крюков О.В., Киянов Н.В. Электрооборудование и автоматизация водооборотных систем предприятий с вентиляторными градирнями: монография / Н. Новгород: НГТУ, 2007. – 260с.

73.Крюков О.В., Репин Д.Г. Система управления аппаратами воздушного охлаждения // Патент на полезную модель №108511, МПК F04D 27/00. - ОАО “Гипрогазцентр”. – Оpubл. БИ №9, 20.09.2011.

74.Крюков О.В., Рубцова И.Е., Титов В.Г. Опыт проектирования и реализации электроприводов газотранспортных систем// Труды XV МНТК «Электроприводы переменного тока» (ЭППТ-2012), УрФУ, Екатеринбург, 12-16 марта 2012. – С.239-242.

75.Крюков О.В., Степанов С.Е. Идентификатор внутреннего угла синхронных двигателей// Свидетельство на регистрацию ПО №2011615712 от 20.07.2011г. Реестр программ для ЭВМ, М., Роспатент, 2011г.

76.Крюков О.В., Степанов С.Е. Электропривод газоперекачивающего агрегата // Патент №107427, МПК H02P 27/04, 25/02. – ОАО “Гипрогазцентр”. – Оpubл. 10.08.2011, БИ №8.

77. Крюков О.В., Титов В.Г. Автоматическая стабилизация систем электромагнитного подвеса роторов газоперекачивающих агрегатов // Автоматизация в промышленности, 2011, №6. – С.50-54.

78.Крюков О.В., Титов В.Г. Моделирование пусковых режимов электроприводных ГПА // Изв.ВУЗов. Электромеханика, 2012, №3. – С. 29-35.

79.Кудрявцев А.В. Повышение эффективности электроприводов ГПА на базе высоковольтных ПЧ: автореферат дисс. ... канд. техн. наук 05.09.03. / НМСУ «Горный», СПб., 2012. – 24с.

80.Кузин К.А. Разработка и исследование систем и алгоритмов управления синхронным ЧРП турбомеханизмов: автореферат дисс. ... канд. техн. наук 05.09.03. / НИУ «МЭИ», М., 2012. – 20с.

81. Кунина П.С., Фик А.С. Анализ взаимосвязей оборудования компрессорной станции как сложной технической системы // Современные проблемы науки и образования, 2007, № 5. – С. 96-100.

82. Лазарев Г.Б. Электромагнитная совместимость высоковольтных бестрансформаторных преобразователей с регулируемой выходной частотой // Электротехника, 2012, №6. – С.2-12.

83. Локотков Г.И. Революция электропривода // Газпром, 2010, №11. – С.40-42.

84. Лядов К.Б., Злобин А.Г., Мордовченко Д.Д. и др. Электроприводные агрегаты нового поколения производства «РЭП Холдинга» // Газотурбинные технологии, 2012, №5. – С.2-7.

85. Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний // ГОСТ 11828-86 / Изд-во стандартов, М., 1987.

86. Методика оценки энергоэффективности газотранспортных объектов и систем // СТО Газпром 2-3.5-113-2007. – М.: ОАО «Газпром», 2007. – 53с.

87. Мещеряков В.Н., Абросимов А.С. Системы управления асинхронным электроприводом на базе автономного инвертора тока / Изв. ВУЗов. Электромеханика, 2012, №4 – С. 53-57.

88. Милов В.Р., Шалашов И.В., Крюков О.В. Способ управления техническим состоянием на основе прогнозирования // Автоматизация в промышленности, 2010, №8. – С.47-49.

89. Научно-техническая политика ОАО «Газпром» в области газоперекачивающей техники / Утверждена приказом №01-110 от 20 октября 2009 г. Председателя Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером. – 15с.

90. Нормативы численности обслуживающего персонала КС, основанных на принципах малолюдных технологий / Утв. Зам. Председателя Правления ОАО «Газпром» С.К. Ушаковым. – М.: ОАО «Газпром», 2004. – 20с.

91. Онищенко Г.Б. Энергоэффективность электроприводных газоперекачивающих агрегатов // Промышленная энергетика, 2014, №8. – С. 23-29.

- 92.Онищенко Г.Б., Юньков М.Г. Электропривод турбомеханизмов / Г.Б. Онищенко, М.Г. Юньков. – М.: Энергия, 1972. – 240с.
- 93.Осипов О.И., Усынин Ю.С. Техническая диагностика автоматизированных электроприводов.– М.: Энергоатомиздат, 1991.
- 94.Панкратов В.С., Берман Р.Я. Разработка и эксплуатация АСУ газотранспортными системами // Л.: Недра, 1982. – 255с.
- 95.Правила эксплуатации магистральных газопроводов // СТО Газпром 2-3.5-454-2010. – ОАО «Газпром». М.: 2010 г. – 216 с.
- 96.Применение и перспективы развития электропривода ГПА на объектах реконструкции и нового строительства ОАО «Газпром» / Отчет о НИР в 3-х тт. – ОАО «Гипрогазцентр», 2012.
- 97.Программа повышения надежности работы и эффективности компрессорных станций с ЭГПА // М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2002. – 102 с.
- 98.Пужайло А.Ф., Крюков О.В., Репин Д.Г. Способ магистрального транспорта газа // Патент на изобретение №2502914 МПК F17D1/02. – ОАО «Гипрогазцентр». – Опубл. 27.12.2013, БИ №36.
- 99.Пужайло А.Ф., Крюков О.В., Рубцова И.Е. Энергосбережение в агрегатах компрессорных станций средствами частотно-регулируемого электропривода // Наука и техника в газовой промышленности», 2012, №2. – ООО М.: «Газпром экспо». – С.98-106.
100. Пупков К.А., Егупов Н.Д. Методы классической и современной ТАУ. Теория оптимизации САУ // М.: МГТУ им. Н.Э.Баумана, 2004. – 744с.
101. Путин В.В. Инвестиции в газовую отрасль до 2030 года / Доклад на совещании по проекту генеральной схемы развития ОАО «Газпром» // Новый Уренгой, 11 октября 2010 г.
102. Сарваров А.С. Энергосберегающий электропривод вентиляторных механизмов по системе НПЧ-АД с программным формированием напряжения: автореферат дисс. ... д.т.н. 05.09.03. / МГТУ, Магнитогорск, 2002.

103. Системы мониторинга агрегатов опасных производственных объектов. Общие техн. требования // Стандарт ассоциации «Росэкспертиза» - СА 03-002-05 от 15.12.2004г.

104. Соколова Э.С., Ляхманов Д.А. Выделение детерминированной компоненты временных рядов методом спектрального анализа // Вестник ННГУ им. Н.И. Лобачевского, 2011, №5, Ч.1. – С.181-184.

105. Степанов С.Е., Крюков О.В., Плехов А.С. Принципы автоматического управления возбуждением синхронных машин газокompрессорных станций // Автоматизация в промышленности, 2010, №6 (84). – С. 29-32.

106. Топчеев Ю.И. Атлас для проектирования САР. – М.: Машиностроение, 1989. – 752с.

107. Тягун А.В. О реконструкции КЦ №1 КС-17 «Грязовецкая» ОАО «Севергазпром» с применением современных высокооборотных частотно-регулируемых ЭГПА типа «КЕДР»/ Применение современных ЭГПА и РЭП на технологическом оборудовании// Материалы конференции ОАО «Газпром», Лысьва: Газпромэнергоинформ, 2006. – С.11-17.

108. Устройство лингвистического диагностирования отказов асинхронного электропривода // Крюков О.В., Серебряков А.В. – Патент №127494. – ОАО «Гипрогазцентр». – Опубл. 27.04.2013. БИ №10.

109. Фоменко В.В. Электромагнитная совместимость электротехнических комплексов КС с ЭГПА и ЭСН: автореферат ... канд. техн. наук / 05.09.03. Москва, 2010. – 29с.

110. Цирулева Н.Н., Рябышев А.А. Перспективы применения электроприводных ГПА // Газовая промышленность, 2010, №10. – С.12-15.

111. Черников В.Ф., Джамирзе С.А., Ишков А.Г. и др. Оптимизация режимов участка МГ // Газовая промышленность, 2010, №9. – С.42-44.

112. Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные машины / М.: Энергоатомиздат, 1984. – 192с.

113. Шалашов И.В. Байесовские модели принятия решений при управлении техническим обслуживанием по фактическому состоянию: дисс.

... канд. техн. наук: 05.13.01 / НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Н.Новгород, 2011. – 147с.

114. Шварц Г.Р., Рассказов Ф.Н., Мигачева Л.А. и др. Оптимизация систем управления ЭГПА КС / М.: Машиностроение-1. 2006. – 292с.

115. Шрейнер Р.Т., Каныгин А.И., Кривовяз В.К. Электроприводы переменного тока на базе НПЧ с ШИМ // Под ред. д.т.н., проф. Р.Т. Шрейнера. - Екатеринбург: РГППУ, 2012. – 222с.

116. Электроприводы объектов газотранспортных систем: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр» / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Крюков О.В. и др. // Под ред. к.т.н., доц. О.В. Крюкова. – Нижний Новгород: Исток, Т.4, 2013. – 300с.

117. Энергетические установки и электроснабжение объектов транспорта газа: Монография серии «Научные труды к 45-летию ОАО «Гипрогазцентр» / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Репин Д.Г. и др. // Под ред. к.т.н., доц. О.В. Крюкова. – Нижний Новгород: Исток, Т.3, 2013. – 300с.

118. Энергосберегающие технологии при магистральном транспорте природного газа: Уч. пособие // Поршаков Б.П., Калинин А.Ф., Купцов С.М. и др. / М.: МПА-Пресс, 2006. – 311с.

119. Энергосбережение и автоматизация электрооборудования компрессорных станций МГ: монография // Пужайло А.Ф., Спиридович Е.А., Воронков В.И. и др. Под ред. О.В. Крюкова / Н.Новгород, Вектор ТиС, т.1, 2010. - 560с.

120. Энергосбережение и автоматизация электрооборудования компрессорных станций МГ: монография // Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Спиридович Е.А. и др. Под ред. О.В. Крюкова / Н.Новгород, Вектор ТиС, т.2, 2011. - 664с.

121. Энергосбережение и автоматизация электрооборудования компрессорных станций МГ: монография // Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Спиридович Е.А. и др. Под ред. О.В. Крюкова / Н.Новгород, Вектор ТиС, т.3, 2012. - 572с.

122. Ярунина Н.Н. Оптимизация термодинамических параметров в теплотехническом процессе компримирования газа: дисс. ... канд. техн. наук 05.14.04. ИГЭУ / Н.Н. Ярунина. – Иваново, 2009. – 142с.
123. Babichev S.A., Bychkov E.V., Kryukov O.V. Analysis of Technical Condition and Safety of Gas-Pumping Units // Russian Electrical Engineering, 2010, Vol. 81, No. 9, pp. 489-494.
124. Babichev S.A., Kryukov O.V., Titov V.G. Automated Safety System for Electric Driving Gas-Pumping Units // Russian Electrical Engineering, 2010, Vol. 81, No. 12, pp. 649-655.
125. Babichev S.A., Zakharov P.A., Kryukov O.V. The automated system of operative monitoring of gas compressor units with electric drive // Automation and Remote Control, 2011, Volume 72, №1, pp.175-180.
126. Burghardt M. Sanfter Anlauf bei Motoren / DE: Elektro- und Gebaudetechn. - 2011. - 86, № 11. - С. 70-73.
127. Chi Zhang, King Jet Tseng, Trong Duy Nguyen, Guangzhou Zhao. Stiffness analysis and levitation force control of active magnetic bearing for a partially-self-bearing flywheel system / Int. J. Appl. Electromagn. and Mech. - 2011. - 36, № 3. - С.229-242.
128. Endrejat F., Pillay P. Ride-through of medium voltage synchronous machine centrifugal compressor drives / IEEE Trans. Ind. Appl. - 2011. - 47, № 4. - С. 1567-1577.
129. Fisher, R.A. The design of experiments / R.A. Fisher. – London: Olyver and Boyd. 1935.
130. Kryukov O.V. Intelligent electric drives with IT algorithms // Automation and Remote Control, 2013, Volume 74, Issue 6, pp. 1043-1048.
131. Kryukov O.V. Methodology and tools for neuro-fuzzy prediction of the status of electric drives of gas-compressor units // Russian Electrical Engineering, September 2012, Vol. 83, Issue 9, pp. 516-520.© Allerton Press, Inc., 2012.

132. Kryukov O.V. The Intelligent Compound Energy Sources for Consumers of the Main Gas Pipelines // International Forum «Renewable Energy. Towards Raising and Economic Efficiencies» (REENFOR-2013), Russian Academy of Science (32a, Lenin' pr.) Moscow, 22-23 October 2013. – P.248-250.

133. Kryukov O.V., Rubtsova I.E., Stepanov S.E. Optimization of Gas-Compressor Units Synchronous Electric Drives Dynamic Modes // Abstracts of 13th International Confer. on Electromechanics, Electrotechnology, Electromaterials and Components (ICEEE-2010), Alushta, Crimea, Ukraine. September, 2010. – p. 105.

134. Lu Bin, Gungor V. C. Online and remote motor energy monitoring and fault diagnostics using wireless sensor networks / IEEE Trans. Ind. Electron. - 2009. - 56, № 11. - C.4651-4659.

135. Milov V.R., Suslov B.A., Kryukov O.V. Intellectual management decision support in gas industry // Automation and Remote Control, 2011, Volume 72, №5, pp.1095-1101.

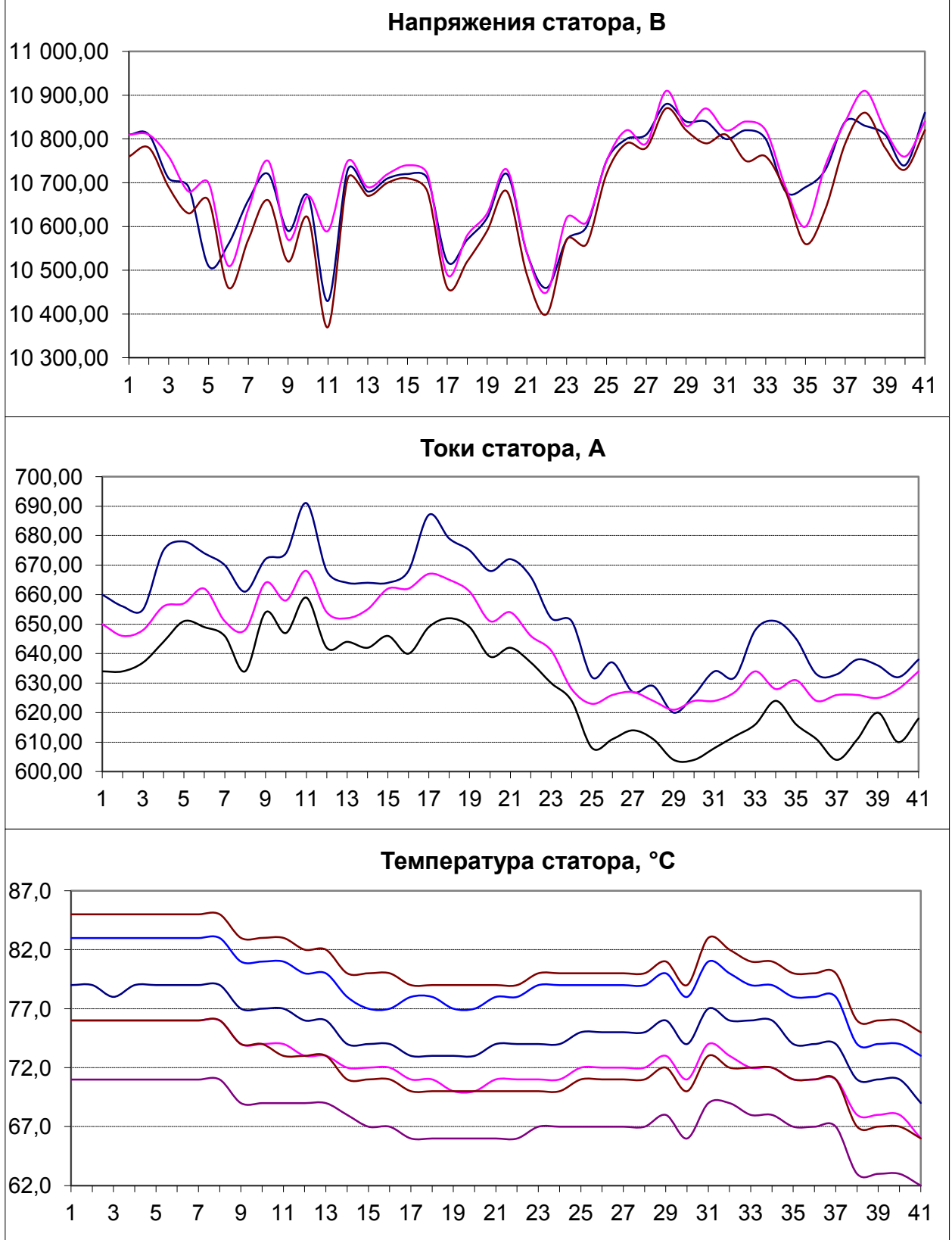
136. Burghardt Michael. Sanfter Anlauf bei Motoren /Elek. Masch. - 2011. - 90, № 6. - C. 4-10.

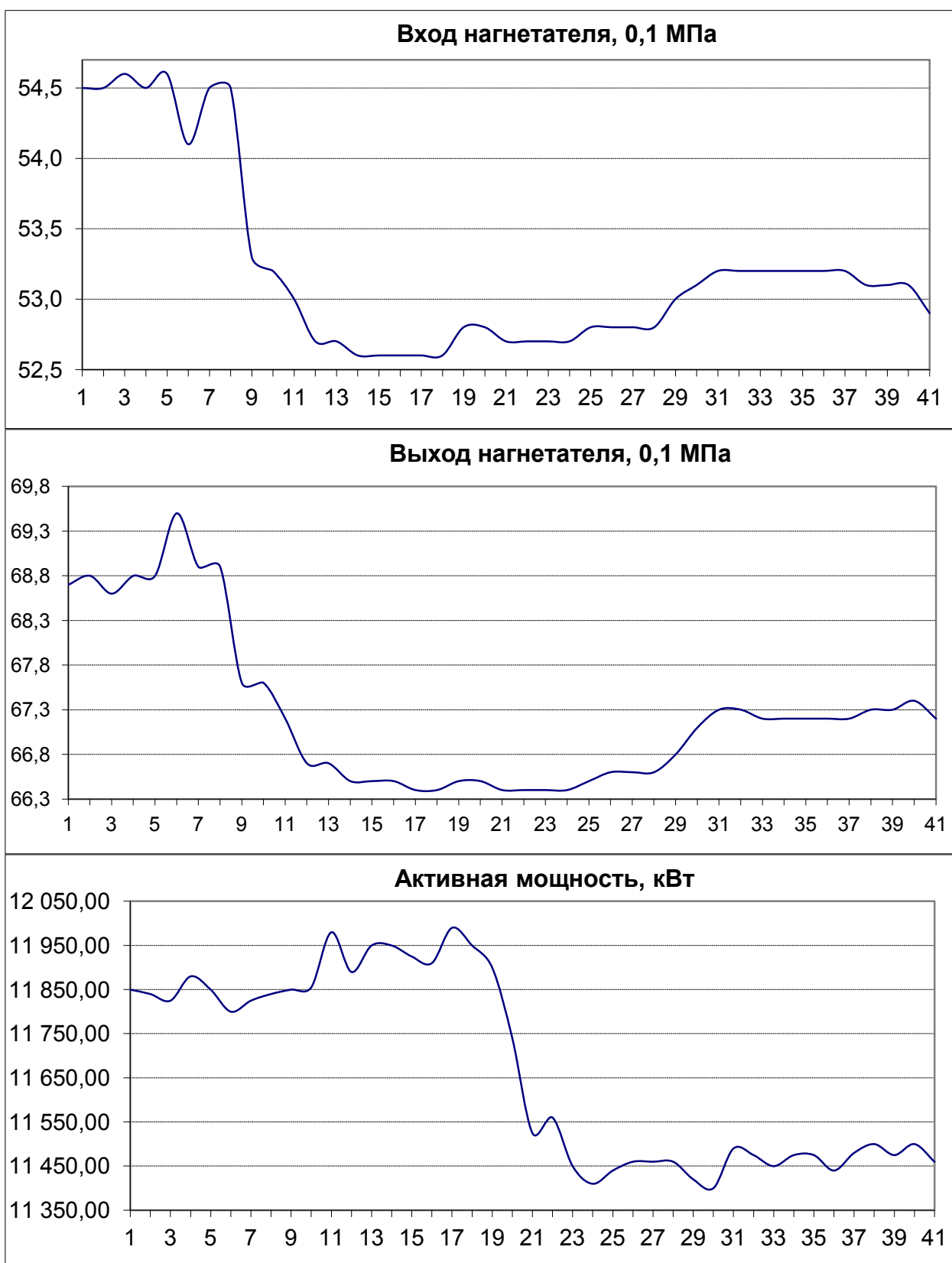
137. Tassarolo A., Zocco G., Tonello C. Design and testing of a 45-MW 100-Hz quadruple-star synchronous motor for a liquefied natural gas turbo-compressor drive /IEEE Trans. Ind. Appl. - 2011. - 47, № 3. - C.1210-1219.

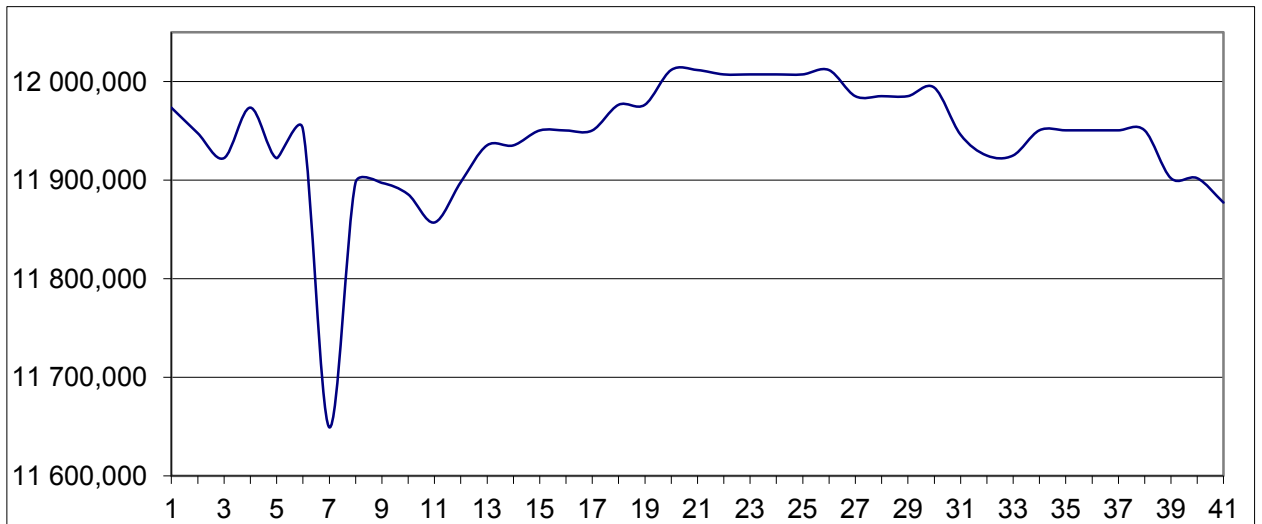
138. Lee Sang Bin, Yang Jinkyu, Hong Jongman et. al. A new strategy for condition monitoring of adjustable speed induction machine drive systems / IEEE Trans. Power Electron. - 2011. - 26, № 1-2. - C. 389-398.

139. Zhu Yan-feng, Geng Da-yong, Wang Chun-xia, Zhao Feng-xian. / Liaoning gongye daxue xuebao. Ziran kexue ban = J. Liaoning Univ. Technol. Nat. Sci. Ed. - 2010. - 30, № 6. - C. 356-359, 370.

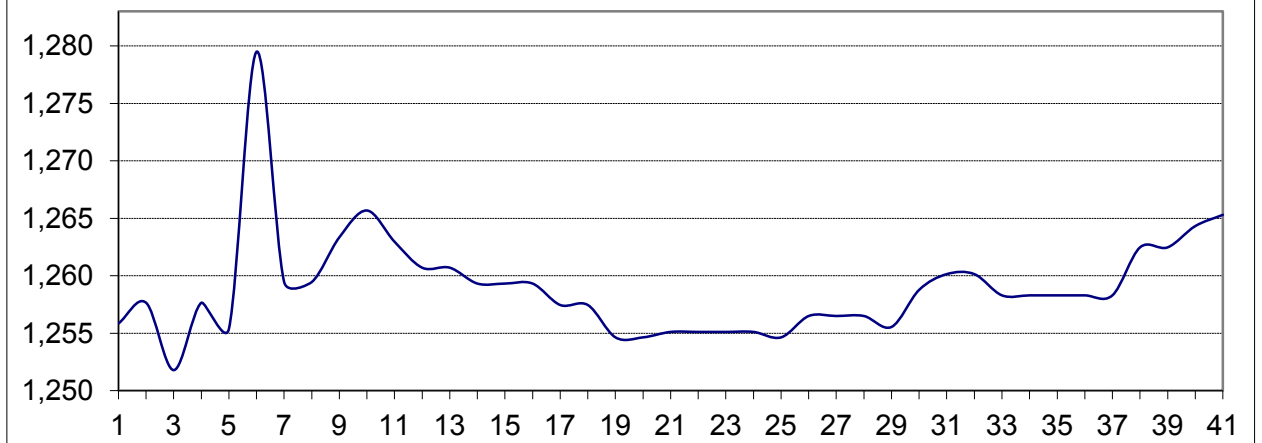
Приложение 1 – Экспериментальные данные ЭГПА 7 КС «Починки», декабрь 2008г.



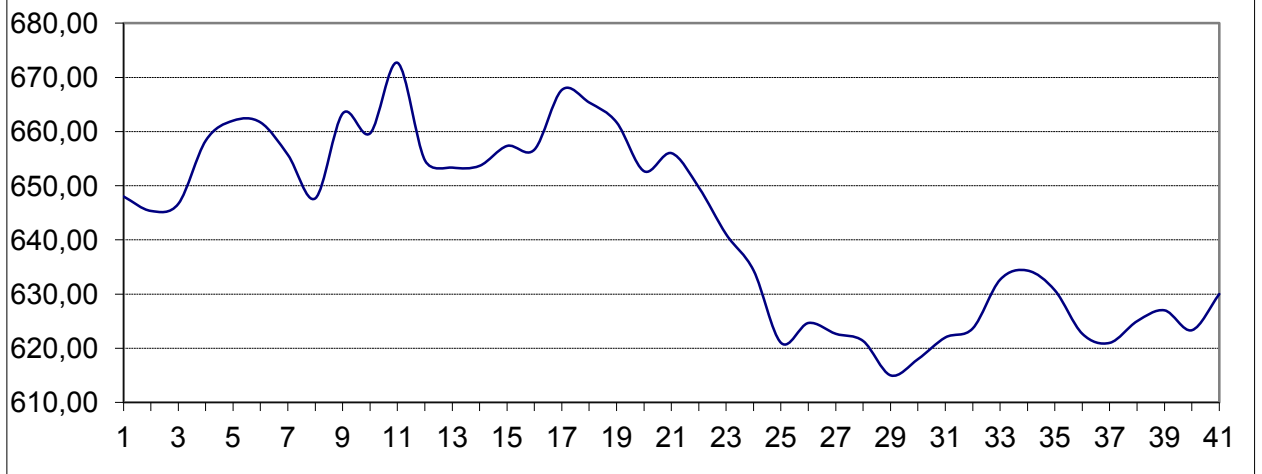


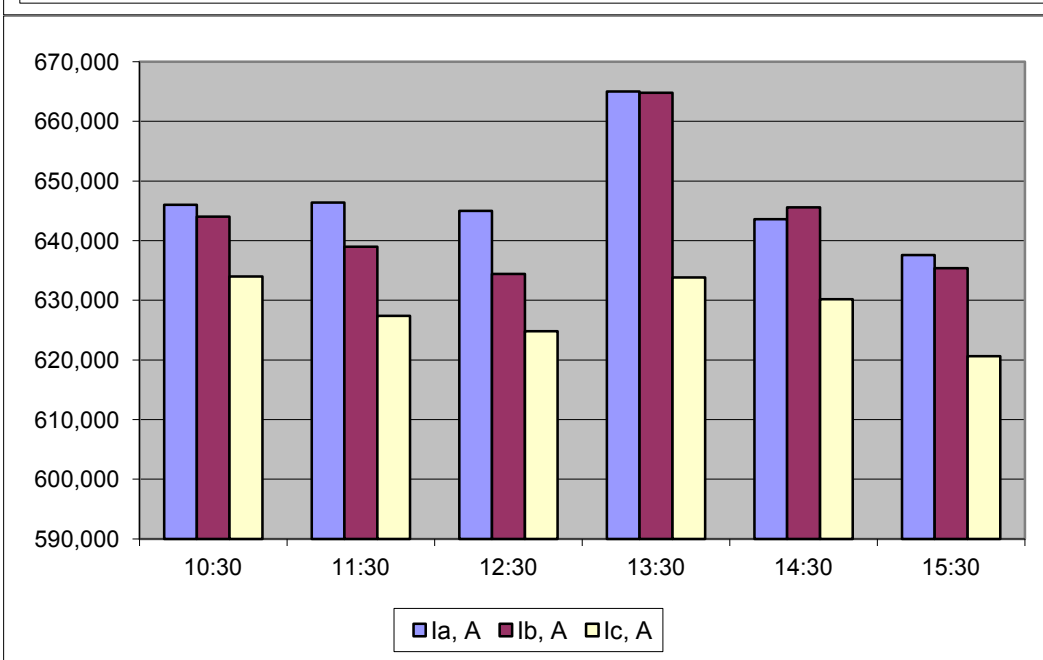
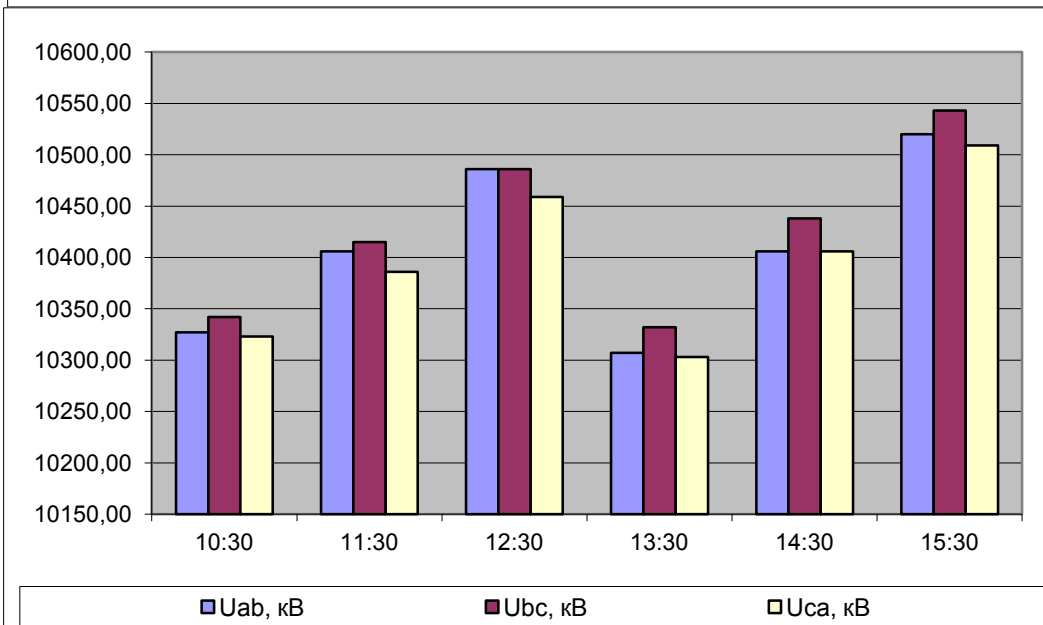
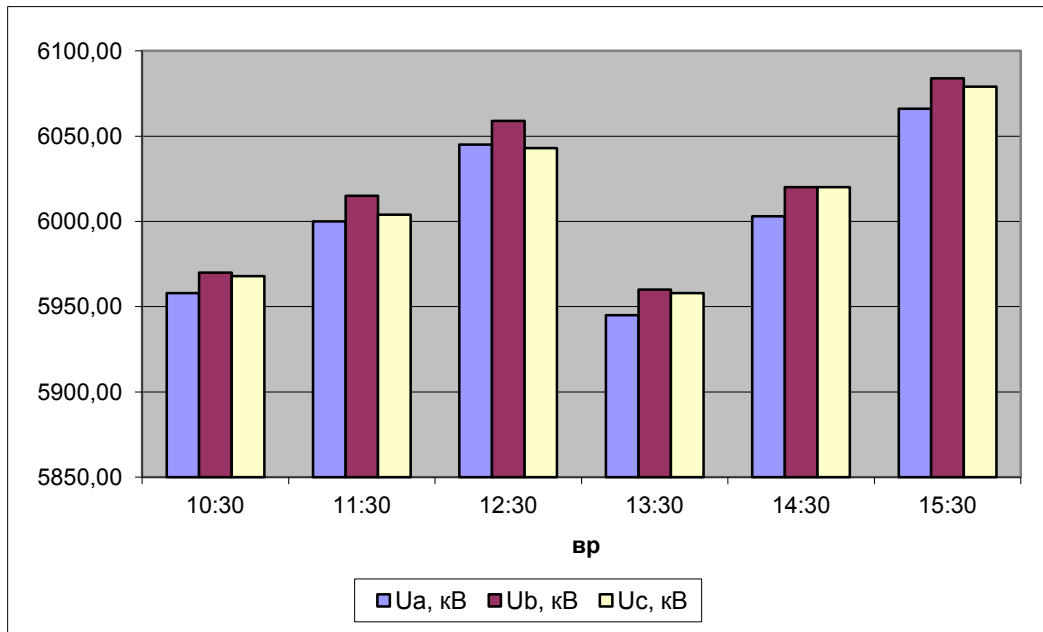


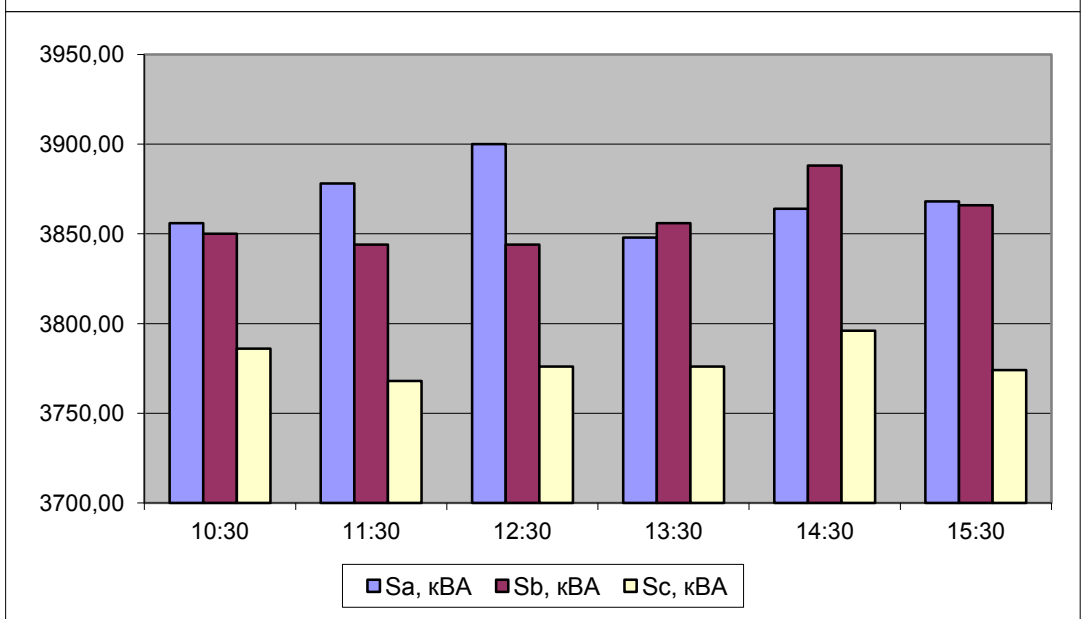
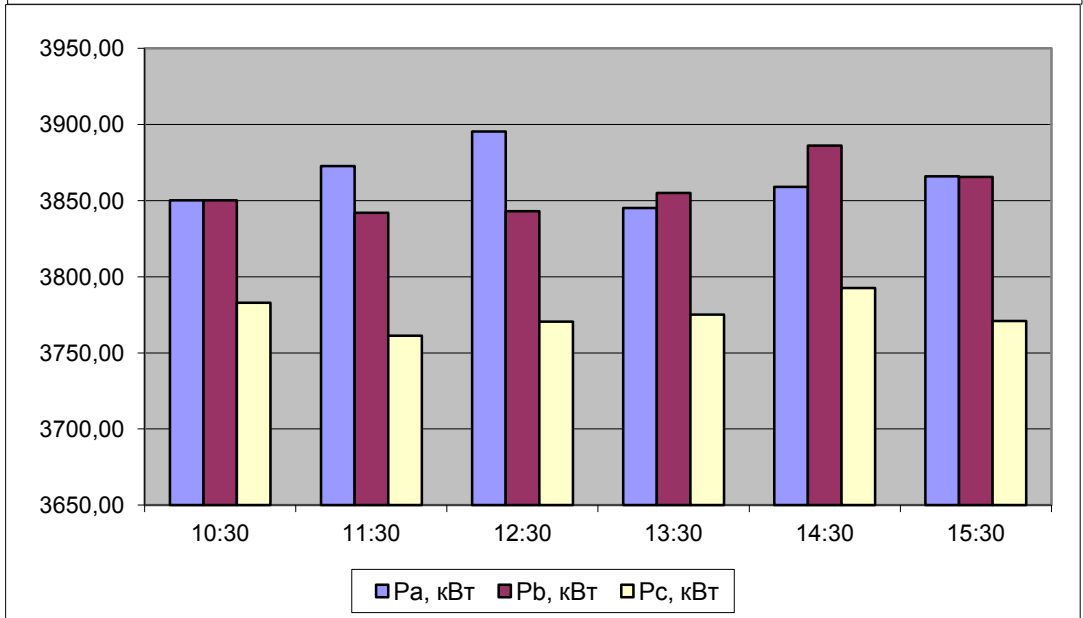
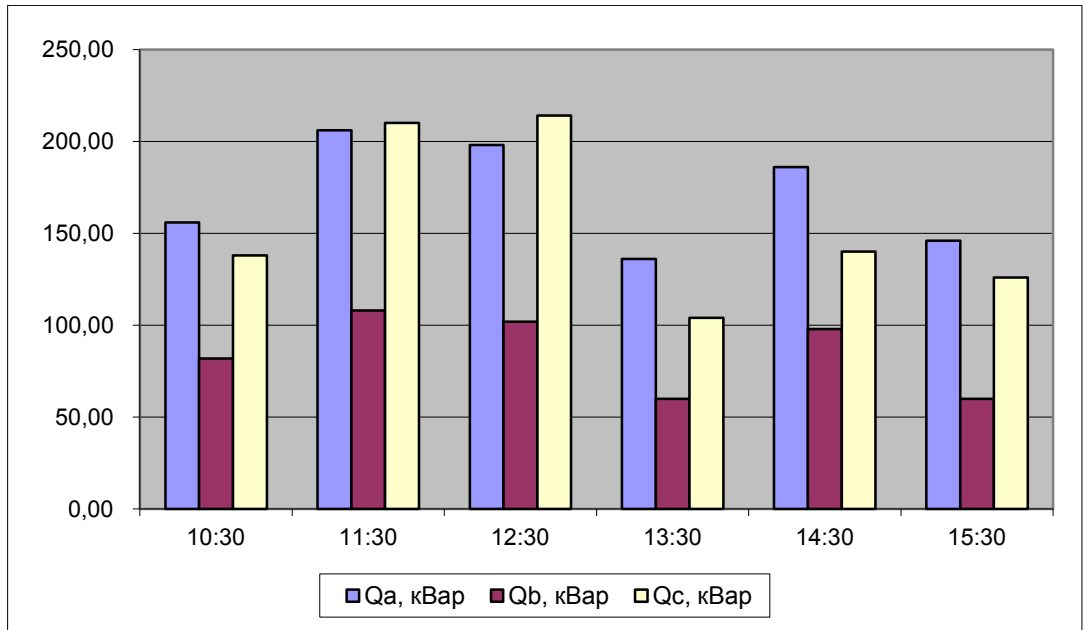
Степень сжатия



Средний ток, А







Приложение 2. Экспериментальные данные по ЭГПА

Основные параметры работы КС Карталинская в режимах 2013 года

Наименование показателей	Режим пропускной способности				Режим проектной производительности			
	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.	I кв.	II кв.	III кв.	IV кв.
1. Тип ГПА	ЭГПА 8,2/8600-56/1,44-Р «Лысьва-МБ-8.2»							
2. Количество агрегатов, всего	4							
- работающих:	2	3	3	2	2	3	3	0
- резервных:	2	1	1	2	2	1	1	4
3. Количество компримируемого газа, млн. м ³ /сут								
- цехом								
- одним ГПА	30,0	48,1	42,7	26,6	25,2	41,9	37,5	-
	15,0	16,0	14,2	13,3	12,6	14,0	12,5	-
4. Давление газа, ата								
- на входе ГПА	47,1	41,5	44,8	43,0	43,0	44,3	46,8	-
- на выходе ГПА	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	-
5. Степень сжатия	1,19	1,35	1,25	1,30	1,30	1,26	1,20	-
6. Температура газа на входе ГПА, °С	4,0	7,0	12,0	9,0	4,0	6,0	12,0	-
7. Температура газа на выходе ГПА, °С	18,9	31,2	30,4	30,2	24,8	24,6	26,5	-
8. Относительное число оборотов ЦБН	0,68	0,84	0,74	0,76	0,75	0,74	0,64	-
9. Политропический КПД ЦБН	0,78	0,85	0,84	0,86	0,86	0,85	0,85	-
10. Располагаемая мощность, МВт								
- цеха	16,4	24,6	24,6	16,4	16,4	24,6	24,6	-
- одного ГПА	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	-
11. Потребляемая мощность, МВт								
- цеха	7,2	19,2	12,9	9,3	8,6	12,8	8,9	-
- одного ГПА	3,6	6,4	4,3	4,6	4,3	4,3	3,0	-
12. Коэффициент загрузки ГПА	0,44	0,78	0,52	0,57	0,52	0,52	0,36	-

Параметры транспорта газа по КС «Починковская»

Частота вращения нагнетателя	n	об/мин	5000	4900	4800	4700	4600	4500	4400	4300	4200	4100	4000	3900	3800	3700	3600	3550
Температура газа на входе в ЦБН	$T_{вс}$	°С	22,00	22,00	22,00	22,00	21,93	22,00	22,00	22,00	22,10	22,20	22,02	22,00	22,00	22,20	22,00	22,10
Температура газа на выходе из ЦБН	$T_{наг}$	°С	46,00	45,80	45,40	44,90	44,67	44,30	44,00	43,50	43,23	42,90	42,49	42,30	42,10	42,00	41,70	41,70
Давление газа на входе в ЦБН	$P_{вс}$	ата	54,98	55,13	55,13	55,23	55,16	55,23	55,33	55,33	55,49	55,54	55,56	55,64	55,74	55,84	55,84	55,84
Давление газа на выходе из ЦБН	$P_{наг}$	ата	69,90	69,81	63,81	69,81	69,81	69,81	69,71	69,71	69,52	69,40	69,38	69,40	69,30	69,30	69,09	69,09
Ток статора	I	А	560	538	616	592	564	545	521	489	469	451	434	417	399	381	364	355
Потребляемая мощность	$P_{зд}$	кВт	12 003	11 603	11 203	10 766	10 257	9 911	9 475	8 893	8 529	8 202	7 893	7 584	7 256	6 929	6 620	6 456
Перепад на конфузоре	ΔP	кПа	57,8	61,9	57,2	52,7	49,1	42,8	40,4	35	31,4	27,1	24,0	20,2	16,8	14,0	10,6	9,4
Расчетный КПД электрогенератора	$\eta_{зд}$	%	96,36	96,32	96,26	96,17	96,01	95,85	95,81	95,55	95,35	95,14	94,93	94,70	94,44	94,12	93,83	93,65
Мощность на валу электрогенератора	Ne	кВт	11 563	11 183	10 801	10 338	9 838	9 490	9 073	8 504	8 139	7 801	7 501	7 187	6 865	6 504	6 202	6 022
Степень сжатия нагнетателя	E	-	1,271	1,266	1,266	1,264	1,265	1,264	1,260	1,260	1,253	1,250	1,249	1,247	1,245	1,243	1,237	1,237
Производительность нагнетателя по конфузору	Q	м ³ /мин	330,6	320,2	307,8	295,1	285,0	266,0	258,1	240,3	227,2	211,1	198,4	182,0	165,9	151,4	131,5	123,9
Коммерческая прои зводительность нагнетателя	Q_k	млн. м ³ /сут	27,9	27,1	26,1	25,1	24,2	22,6	22,0	20,5	19,4	18,0	17,0	15,6	14,2	13,0	11,3	10,7
Внутренняя мощность нагнетателя	N_i	кВт	10 729	10 360	9 738	9 114	8 692	7 926	7 605	6 862	6 407	5 817	5 395	4 909	4 428	3 975	3 466	3 241
Политропный КПД	$\eta_{пг}$	%	69,26	68,47	69,96	71,18	72,33	73,65	73,55	75,78	75,09	75,97	76,75	77,04	77,35	78,06	76,22	76,76
Удельные затраты электроэнергии на перекачку 1м ³ газа	w	кВт·ч/м ³	0,605	0,604	0,608	0,607	0,599	0,620	0,611	0,617	0,626	0,647	0,664	0,695	0,730	0,761	0,838	0,865

Параметры компримирования газа по КС «Сеченовская»

	Месяц	Коммерческая производит КЦ, млн.нм ³ /сут	Расход топливного газа на компримирование, тыс.нм ³ /сут	Давление на входе КЦ, кгс/см	Давление на выходе КЦ, кгс/см	Количество вентиляторов в работе	Температура наружного воздуха	Темпера тура на входе АВО	Темпера тура на выходе АВО
2005 год	Январь	37,50	111,00	55,00	71,90	3,00	-6,00	41,00	35,00
	Февраль	37,70	124,80	54,30	71,90	2,00	-11,00	37,00	31,00
	Март	38,10	150,40	54,90	72,30	2,00	-12,00	40,00	35,00
	Апрель	38,60	137,50	54,10	69,90	3,00	6,00	33,00	31,00
	Май	35,20	147,50	54,40	69,20	8,00	16,00	41,00	34,00
	Июнь	33,60	203,80	53,50	68,50	8,00	17,00	43,00	35,00
	Июль	31,70	202,10	53,10	68,90	10,00	19,00	43,00	35,00
	Август	35,30	132,20	55,00	69,90	8,00	17,00	42,00	35,00
	Сентябрь	35,60	123,20	55,50	70,80	8,00	11,00	44,00	35,00
	Октябрь	36,50	129,20	55,60	71,60	7,00	5,00	44,00	35,00
	Ноябрь	37,30	115,90	55,40	71,60	5,00	0,00	43,00	35,00
	Декабрь	37,70	121,00	56,20	72,00	4,00	-5,00	43,00	34,00
2006 год	Январь	34,10	150,10	54,80	72,40	3,00	-16,00	42,00	34,00
	Февраль	34,50	210,80	54,20	72,90	2,00	-17,00	38,00	33,00
	Март	34,00	236,50	53,30	72,00	2,00	-5,00	38,00	35,00
	Апрель	36,20	180,90	52,90	69,60	2,00	3,00	34,00	33,00
	Май	36,30	176,50	55,00	70,80	3,00	12,00	36,00	34,00
	Июнь	34,70	110,60	53,90	68,60	8,00	18,00	41,00	35,00
	Июль	35,80	176,80	55,10	68,80	8,00	17,00	43,00	35,00
	Август	36,30	117,30	56,40	70,30	7,00	18,00	42,00	35,00
	Сентябрь	37,50	108,40	56,50	70,50	6,00	11,00	42,00	35,00
	Октябрь	37,30	135,80	55,40	70,90	4,00	4,00	39,00	35,00
	Ноябрь	37,00	217,30	54,90	70,00	3,00	-4,00	40,00	35,00
	Декабрь	36,50	215,60	54,10	69,60	4,00	-3,00	42,00	35,00
2007 год	Январь	35,5	224,1	52,00	70,70	4,00	-4,00	43,00	35,00
	Февраль	35,6	224,8	53,50	70,60	3,00	-17,00	42,00	35,00
	Март	37,8	196,6	54,80	70,50	3,00	7,00	38,00	35,00
	Апрель	35,9	185,8	54,90	70,80	3,00	5,00	38,00	35,00
	Май	38,5	154,6	56,40	70,60	3,00	15,00	37,00	35,00
	Июнь	36,8	109,5	54,40	68,60	3,00	16,00	37,00	35,00
	Июль	35,6	133,1	55,00	69,00	10,00	19,00	43,00	35,00
	Август	38,5	104,4	57,90	69,20	11,00	21,00	43,00	35,00
	Сентябрь	38,6	96,4	56,10	68,90	6,00	11,00	41,00	35,00
	Октябрь	38,2	173,4	54,30	68,60	4,00	5,00	40,00	35,00
	Ноябрь	37,9	218,6	53,70	68,50	3,00	-6,00	41,00	35,00
	Декабрь	36,1	111,4	54,00	70,50	3,00	-11,00	41,00	35,00




**Приложение 3. Тарифы на электроэнергию по регионам
по состоянию на 08.2012 г.**

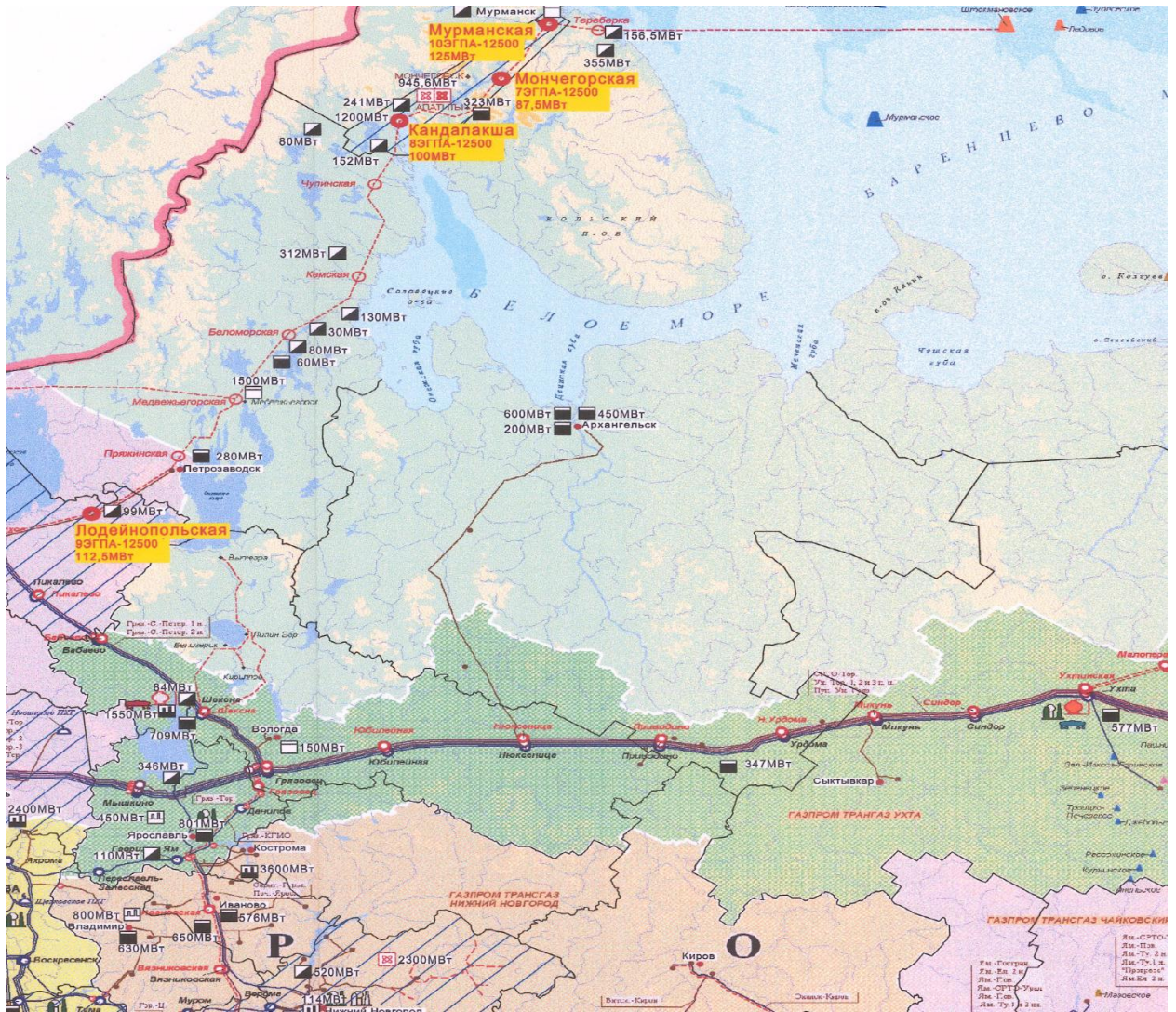
Наименование ЭС	Район расположения	Двухставочный тариф		Тариф зональный, руб/кВт·ч	
		руб/кВт·ч	руб/кВт	ночь	день
<u>Северо-Западный федеральный округ</u>					
Архангельская энергосистема	Архангельская обл.	1,55	804,22	2,59	3,64
Кольская энергосистема	Мурманская обл.			0,86	2,09
Карельская энергосистема	Республика Карелия	1,06	639,27	1,36	2,66
Ленинградская энергосистема	Ленинградская обл.	1,04	817	1,36	2,65
Вологодская энергосистема	Вологодская обл.			1,46	2,74
Новгородская энергосистема	Новгородская обл.	1,1	1014,73	1,71	3,05
Псковская энергосистема	Псковская обл.	1,06	898,93	1,92	3,19
Коми энергосистема	Республика Коми	1,04	1064,07	2,21	3,28
Тюменская энергосистема	Ямало-Ненецкий автономный округ	1,63	848,31	1,76	4,2
<u>Приволжский федеральный округ</u>					
Нижегородская энергосистема	Нижегородская обл.	1,11	876,73	1,84	3,205
Чувашская энергосистема	Чувашская республика			1,53	2,76
Марийская энергосистема	Республика Марий Эл			2,25	3,53
Татарская энергосистема	Республика Татарстан	1,08	524,02	1,29	2,61
Мордовская энергосистема	Республика Мордовия	1,11	760,64	1,76	3,08
Кировская энергосистема	Кировская обл.	1,12	627,47	1,52	2,75
Самарская энергосистема	Самарская обл.			1,47	2,47
Пермская энергосистема	Пермская обл.			1,5	2,68
Пензенская энергосистема	Пензенская обл.	1,13	1134,15	2,3	3,61
Оренбургская энергосистема	Оренбургская обл.	1,06	922,15	1,92	3,13
Саратовская энергосистема	Саратовская обл.	1,09	729,71		
<u>Центральный федеральный округ</u>					
Тверская энергосистема	Тверская обл.	1,4	921,62	2,2	3,51
Ярославская энергосистема	Ярославская обл.	1,02	751,1	1,69	3,01
Воронежская энергосистема	Воронежская обл.	1,54	428,06	1,65	2,94
Смоленская энергосистема	Смоленская обл.	1,16	792,78	1,88	3,26
Брянская энергосистема	Брянская обл.	1,06	1063,09	2,03	3,34
Владимирская энергосистема	Владимирская обл.	1,12	739,73	1,78	3,12

Наименование ЭС	Район расположения	Двухставочный тариф		Тариф зональный, руб/кВт·ч	
		руб/кВт·ч	руб/кВт	ночь	день
Ивановская энергосистема	Ивановская обл.	1,25	520,18	2,17	3,46
Калужская энергосистема	Калужская обл.	1,6	590,69	1,92	3,28
Костромская энергосистема	Костромская обл.	1,19	956,57	2,07	3,33
Тульская энергосистема	Тульская обл.	1,1	822,05	1,82	3,2
Рязанская энергосистема	Рязанская обл.			1,53	2,903
Тамбовская энергосистема	Тамбовская обл.	1,02	1113,82	2,21	3,58
Липецкая энергосистема	Липецкая обл.			1,8	3,14
Курская энергосистема	Курская обл.			1,8	3,14
Белгородская энергосистема	Белгородская обл.			1,73	3,11
Орловская энергосистема	Орловская обл.	1,11	973,29	2,05	3,43
<u>Южный федеральный округ</u>					
Волгоградская энергосистема	Волгоградская обл.	1,02	848,35	1,58	2,96
Астраханская энергосистема	Астраханская	1,52	396,94	1,51	2,81
Краснодарская энергосистема	Краснодарский край Республика Адыгея	1,65	576,58	1,77	3,18
Ростовская энергосистема	Ростовская	1,66	719,71	2,23	3,75
Калмыцкая энергосистема	Калмыкия	1,24	977,16	2,53	4,07
<u>Северо-Кавказский федеральный округ</u>					
Северо-Осетинская энергосистема	республика Северная Осетия республика Ала-ния	1,63	329,56	1,93	3,72
Дагестанская энергосистема	республика Дагестан	0,604	1029,8	1,97	3,9
Кабардино-Балкарская энергосистема	Кабардино-Балкария	1,33	442,42	2,03	3,3
Карачаево-Черкесская энергосистема	Карачаево-Черкесия	1,4	697,5	2,27	3,46
Ингушская энергосистема	республика Ингушетия	0,51	149,5	0,53	2,19
Ставропольская энергосистема	Ставропольский край	1,62	522,14	1,73	3,14
<u>Уральский федеральный округ</u>					
Свердловская энергосистема	Свердловская обл.	1,041	585,17	1,52	2,62
Тюменская энергосистема	Тюменская обл.	0,89	761,52	1,48	2,71
Тюменская энергосистема	Ханты-Мансийский АО			1,53	2,72
Челябинская энергосистема	Челябинская обл.	1,37	456,83	1,61	2,79

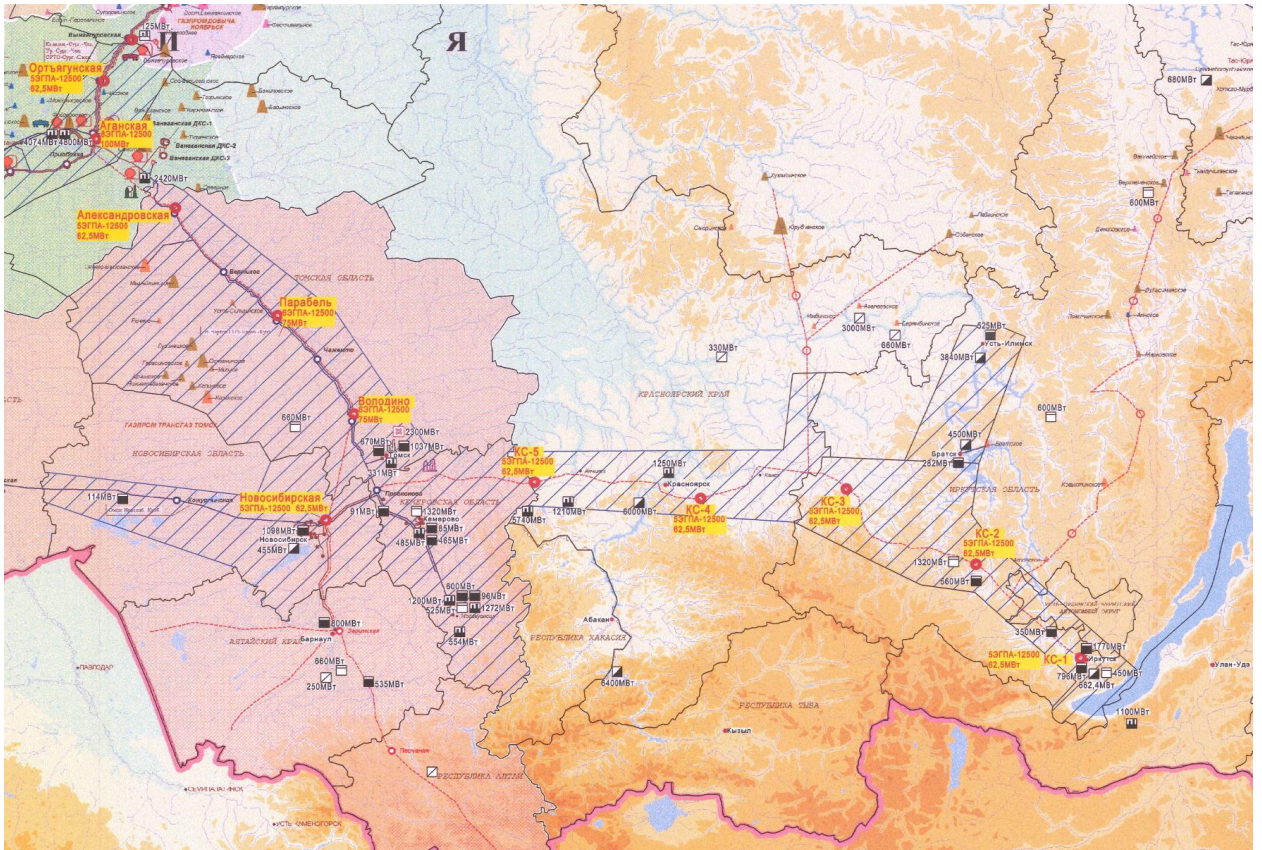
Наименование ЭС	Район расположения	Двухставочный тариф		Тариф зональный, руб/кВт·ч	
		руб/кВт·ч	руб/кВт	ночь	день
<u>Сибирский федеральный округ</u>					
Томская энерго- система	Томская обл.	0,8	186,47		
Кузбасская энер- госистема	Кемеровская обл.			1,51	2,18
Алтайская энергосистема	Алтайский край	0,86	588,73	1,45	2,42
	Республика Алтай	0,83	1694,43	2,27	3,3
Читинская энерго- система	Забайкальский край			1,49	2,51
Новосибирская энергосистема	Новосибирская обл.			1,29	2
Омская энерго- система	Омская обл.	0,82	671,8		
Красноярская энергосистема	Красноярский край	0,76	424,53	1,13	1,7
	Республика Тыва	0,26	1719,13	2,13	2,77
Бурятская энерго- система	Бурятский авто- номный округ			1,7	2,73
Хакасская энерго- система	Республика Хака- сия	0,8	344,15	1	1,7
Иркутская энерго- система	Иркутская обл.	0,75	303,53	0,9	1,61
<u>Дальневосточный федеральный округ</u>					
Амурская энерго- система	Амурская обл.	1	1007,32	1,87	2,804
Хабаровская энергосистема	Хабаровский край	0,915	905,47	1,64	2,44
	Еврейский авто- номный округ	0,9	1232,48	2,02	3,04
Дальневосточная энергосистема	Приморский край	1,71	689,83	1,95	4,87
Сахалинская энер- госистема	Сахалинская обл.	2,52	435,63	2,61	4,09
Камчатская энер- госистема	Камчатский край	2,13	658,14		
Магаданская энер- госистема	Магаданская обл.	0,95	1201,16	2,3	3,6

Цветом выделена разбивка по зонам благоприятствования использованию ЭГПА

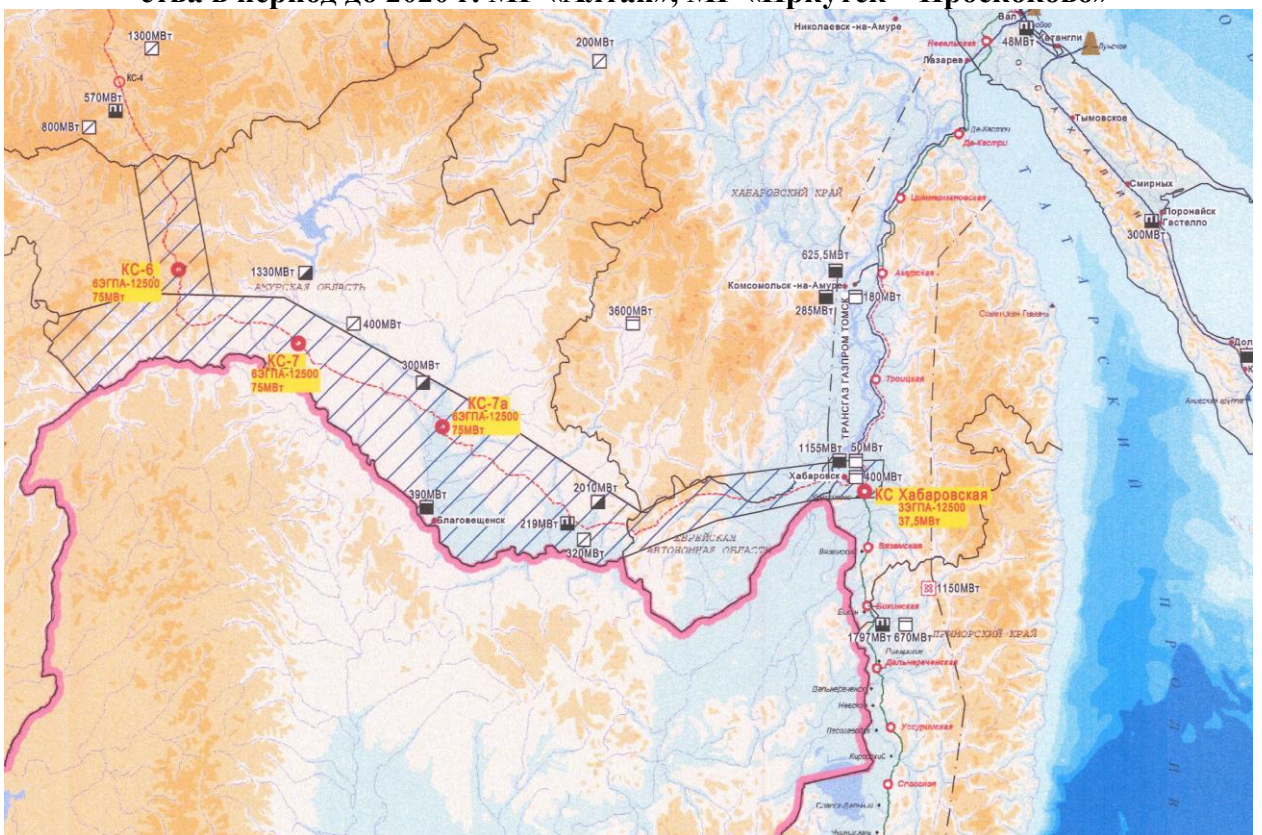
-  - благоприятная зона
-  - умеренно-благоприятная зона
-  - неблагоприятная зона



Карта-схема размещения КС с ЭГПА, рекомендуемых на объектах нового строительства в период до 2020 г. Магистральный газопровод «Мурманск – Волхов»



Карта-схема размещения КС с ЭГПА, рекомендуемых на объектах нового строительства в период до 2020 г. МГ «Алтай», МГ «Иркутск – Проскоково»



Карта-схема размещения КС с ЭГПА, рекомендуемых на объектах нового строительства в период до 2020 г. МГ «Якутия – Хабаровск – Владивосток»

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2502914

СПОСОБ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА

Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
"Газпрогазцентр" (RU)*

Автор(ы): *Пужайло Александр Федорович (RU), Крюков Олег
Викторович (RU), Репин Денис Геннадьевич (RU)*

Заявка № 2012113091

Приоритет изобретения 03 апреля 2012 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре
изобретений Российской Федерации 27 декабря 2013 г.

Срок действия патента истекает 03 апреля 2032 г.

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 107427

**ЭЛЕКТРОПРИВОД ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО
АГРЕГАТА**Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
"Гипрогазцентр" (RU)*Автор(ы): *Крюков Олег Викторович (RU), Степанов Сергей
Евгеньевич (RU)*

Заявка № 2011111826

Приоритет полезной модели 29 марта 2011 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных
моделей Российской Федерации 10 августа 2011 г.

Срок действия патента истекает 29 марта 2021 г.

*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам*

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



ПАТЕНТ

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 101598

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПЛАВНОГО
ПУСКА СИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА
МЕХАНИЗМОВ С ВЫСОКОМОМЕНТНОЙ НАГРУЗКОЙ**

Патентообладатель(ли): *ОАО "Тупрогазцентр" (RU)*

Автор(ы): *Воронков Василий Ильич (RU), Рубцова Ирина
Енальевна (RU), Степанов Сергей Евгеньевич (RU), Крюков
Олег Викторович (RU), Титов Владимир Георгиевич (RU)*

Заявка № 2010118297

Приоритет полезной модели 05 мая 2010 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных
моделей Российской Федерации 20 января 2011 г.

Срок действия патента истекает 05 мая 2020 г.

Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 121939

**УСТРОЙСТВО ДЛЯ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ**

Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
"Гипрогазцентр" (RU)*

Автор(ы): *Крюков Олег Викторович (RU)*

Заявка № 2012130754

Приоритет полезной модели **18 июля 2012 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных
моделей Российской Федерации **10 ноября 2012 г.**

Срок действия патента истекает **18 июля 2022 г.**

*Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности*

Б.П. Симонов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 127494

**УСТРОЙСТВО ЛИНГВИСТИЧЕСКОГО
 ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОТКАЗОВ АСИНХРОННОГО
 ЭЛЕКТРОПРИВОДА**

Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
 "Тупрогазцентр" (RU)*

Автор(ы): *Серебряков Артем Владимирович (RU), Крюков Олег
 Викторович (RU)*

Заявка № 2012131448

Приоритет полезной модели **20 июля 2012 г.**

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных
 моделей Российской Федерации **27 апреля 2013 г.**

Срок действия патента истекает **20 июля 2022 г.**

Руководитель Федеральной службы
 по интеллектуальной собственности

Б.П. Симонов



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2011612597

Система автоматического регулирования возбуждением
синхронных двигателей в функции угла нагрузкиПравообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
«Газпрогазцентр» (RU)*Автор(ы): *Степанов Сергей Евгеньевич,
Титов Владимир Георгиевич, Крюков Олег Викторович (RU)*

Заявка № 2011611023

Дата поступления 17 февраля 2011 г.

Зарегистрировано в Реестре программ для ЭВМ
30 марта 2011 г.Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам

Б.П. Симонов

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ПОЛЕЗНУЮ МОДЕЛЬ

№ 108511

**СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ АППАРАТАМИ ВОЗДУШНОГО
ОХЛАЖДЕНИЯ**Патентообладатель(ли): *Открытое акционерное общество
"Гипрогазцентр" (RU)*Автор(ы): *Крюков Олег Викторович (RU), Репин Денис
Геннадьевич (RU)*

Заявка № 2011120901

Приоритет полезной модели 24 мая 2011 г.

Зарегистрировано в Государственном реестре полезных
моделей Российской Федерации 20 сентября 2011 г.

Срок действия патента истекает 24 мая 2021 г.

*Руководитель Федеральной службы по интеллектуальной
собственности, патентам и товарным знакам*

Б.П. Симонов