Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева
(ИСЭМ) СО РАН

# МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ БОЛЬШИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

Выпуск 71

Надежность энергоснабжения потребителей
в условиях их цифровизации

Книга 2

Ответственный редактор:
член-корреспондент РАН Воропай Н.И.

г. Иркутск

2020 г.

УДК 621.311.1
М54

Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 71. Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации. В 3-х книгах. / Книга 2 / Отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2020, 419 с.

ISSN 2413-8665

В сборнике рассматривается широкий круг вопросов, связанных с надежностью энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации: трансформация систем энергетики и проблемы их надежности; надежность систем энергетики, включающих АЭС; требования к надежности систем энергетики в условиях цифровизации потребителей; надежность энергоснабжения активных потребителей; интеллектуальные технологии в обеспечении надежности систем энергетики; методы анализа и обеспечения надежности систем энергетики в условиях их цифровизации; новые технологии обеспечения надежности цифровых систем энергетики; качество энергии в проблеме обеспечения надежности энергоснабжения цифровых потребителей; эксплуатация оборудования систем теплоснабжения, ТЭС и ЖКХ; электромеханические устройства и электрические аппараты в системах энергоснабжения.

Материалы сборника могут быть полезны для работников научно-исследовательских, проектных и эксплуатационных организаций, преподавателей, аспирантов и магистрантов вузов, занимающихся проблемами исследования и обеспечения надежности систем энергетики.

Редакционная коллегия:

| | |
|---|---|
| д.т.н. | И.Г. Ахметова |
| член-корр. РАН | Н.И. Воропай, |
| к.т.н. | Д.Н. Ефимов |
| к.т.н. | П.В. Илюшин |
| д.т.н. | И.Н. Колосок |
| к.т.н. | Д.С. Крупенёв |
| д.т.н. | А.Л. Куликов, |
| д.т.н. | В.Г. Курбацкий |
| к.т.н. | И.В. Постников |
| д.т.н. | С.М. Сендеров, |

Утверждено к печати Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН

Все статьи, включенные в сборник, прошли рецензирование и получили положительную оценку.

ISSN 2413-8665

**© ИСЭМ СО РАН**

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ …….. 8

**Папков Б.В.** СЛОЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ….. 9

**Керимов И.А., Дебиев М.В.** ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ …….... 19

**Керимов И.А., Минцаев М.Ш., Гайсумов М.Я., Дебиев М.В.** АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ЧЕЧЕНСКОГО ЦЕМЕНТНОГО ЗАВОДА …… 29

**Герасимов А.С., Лисицын А.А., Крицкий В.А., Павлушко С.А., Жуков А.В., Сацук Е.И.** ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ В УСЛОВИЯХ ЕЕ ИЗОЛИРОВАННОЙ РАБОТЫ ……. 38

**Воропай Н.И., Герасимов Д.О., Сердюкова Е.В., Суслов К.В.** РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МУЛЬТИЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОНЦЕПЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХАБА …… 46

**Пирматов Н.Б., Мадрахимов Д.Б., Иванова В.П., Цыпкина В.В.** ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ В УСЛОВИЯХ ЖАРКОГО КЛИМАТА …… 55

**Иванова В.П., Цыпкина В.В.** ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА СЧЕТ УЛУЧШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КАБЕЛЬНОГО ИЗДЕЛИЯ ……. 65

**Колосок И.Н., Гурина Л.А.** НЕЧЕТКО-ВЕРОЯТНОСТНЫЙ ПОДХОД К ОБНАРУЖЕНИЮ ОШИБОК ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ ЭЭС …… 70

**Домышев А.В.** ДИНАМИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭЭС С УЧЕТОМ СТОХАСТИЧЕСКОГО ПОВЕДЕНИЯ НАГРУЗКИ …… 80

**Обжерин Ю.Е., Никитин М.М., Сидоров С.М.** СКРЫТАЯ МАРКОВСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПО ВОЗРАСТУ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ ……... 89

**Полижаров А.С., Макоклюев Б.И., Антонов А.В.** ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАСЧЕТОВ ПО ОПЕРАТИВНОЙ КОРРЕКЦИИ ГРАФИКОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ ..... 99

**Макоклюев Б.И., Полижаров А.С., Антонов А.В.** ОБРАБОТКА, АНАЛИЗ И ПЛАНИРОВАНИЕ ДАННЫХ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ WEB-ТЕХНОЛОГИЙ ..... 104

**Москаленко Н.И., Ахметшин А.Р., Сафиуллина Я.С.** ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКИХ ОПТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ, ИНГРЕДИЕНТНОГО СОСТАВА И МИКРОСТРУКТУРЫ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗЫ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТОПЛИВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ..... 113

**Голуб И.И., Болоев Е.В., Кузькина Я.И.** МЕТОД РАСЧЕТА ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВТОРИЧНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЧЕТЧИКОВ ... 123

**Шарыгин М.В., Вуколов В. Ю., Обалин М.Д, Петров А.А.** ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ЛЭП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОСТОРОННИХ ИЗМЕРЕНИЙ ..... 134

**Куликов А.Л., Бездушный Д.И., Осокин В.Ю., Севостьянов А.А.** ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА *K*-БЛИЖАЙШИХ СОСЕДЕЙ В ЗАДАЧЕ РАСПОЗНАВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.. 143

**Куликов А.Л., Осокин В.Ю., Бездушный Д.И., Лоскутов А.А.** ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА НАЛОЖЕНИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ ..... 153

**Лоскутов А.А., Пелевин П.С., Осокин В.Ю., Вуколов В.Ю.** ПОВЫШЕНИЕ РАСПОЗНАВАЕМОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ..... 161

**Готман Н.Э., Шумилова Г.П.** ИДЕНТИФИКАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЛИНИИ ПО ВЕКТОРНЫМ ИЗМЕРЕНИЯМ В ПЕРЕХОДНОМ РЕЖИМЕ НА ОСНОВЕ СЕТЕЙ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ ..... 171

**Ахметова И.Г., Бальзамова Е.Ю., Бронская В.В., Бальзамов Д.С., Харитонова О.С.** ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ …….. 181

**Ахметова И.Г., Бальзамова Е.Ю., Бронская В.В., Бальзамов Д.С., Лапин К.В., Харитонова О.С.** ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТИПА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОЙ КОНСТРУКЦИИ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ……. 186

**Гайсин Б.М., Шахмаев И.З., Новиков Н.Л., Волкова Т.Ю., Новиков А.Н., Афлятонов Р.Ф.** ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УСТРОЙСТВ FACTS ПРИ ПОВЫШЕНИИ ЖИВУЧЕСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ …….. 191

**Новиков А.Н., Новиков Н.Л., Жораев Т.Ю.** ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ МНОГОУРОВНЕВОЙ ИНТЕГРАЦИЕЙ ГЕНЕРИРУЮЩИХ СТАНЦИЙ, АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ГИБРИДНЫХ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ПОДХОДА …… 201

**Бушуев В.В., Новиков А.Н.** ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ НАКОПИТЕЛИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ …… 211

**Супрунов И.С., Дворкин Д.В., Новиков Н.Л.** УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ГИБКОЙ МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ НА ОСНОВЕ АСИНХРОНИЗИРОВАННЫХ СИНХРОННЫХ МАШИН (ЧАСТЬ 1) …….. 221

**Супрунов И.С., Дворкин Д.В., Новиков Н.Л.** УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ГИБКОЙ МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ НА ОСНОВЕ АСИНХРОНИЗИРОВАННЫХ СИНХРОННЫХ МАШИН (ЧАСТЬ 2) …….. 231

**Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я.** АНАЛИЗ КИБЕРУЯЗВИМОСТЕЙ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ И ЖИВУЧЕСТИ ЭЭС В ЭПОХУ ТОТАЛЬНОЙ ЦИФРОВИЗАЦИИ …….. 241

**Набиуллин Д.И., Вилданов Р.Р.** КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ …….. 251

**Хохлов М.В.** УЧЕТ ТРАНЗИТНЫХ УЗЛОВ В МЕТОДЕ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ РАССТАНОВКИ УСВИ НА ОСНОВЕ ЦЕЛОЧИСЛЕННОГО ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ……. 255

**Хохлов М.В., Позднякова О.А.** ПРОЯВЛЕНИЕ НЕЛИНЕЙНОСТИ СИСТЕМЫ В ЗАДАЧЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ УСВИ ДЛЯ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЭС …….. 265

**Оморов Т.Т., Койбагаров Т.Дж., Жаныбаев Т.О., Такырбашев Б.К., Боронин А.Г.** К ПОСТРОЕНИЮ ПОДСИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ В СОСТАВЕ АСКУЭ ……. 275

**Минуллин Р.Г., Писковацкий Ю.В., Касимов В.А.** МОДЕЛЬНО – ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБНАРУЖЕНИЕ ЛОКАЦИОННЫМ МЕТОДОМ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ …… 284

**Мокеев А.В., Пискунов С.А., Ульянов Д.Н., Хромцов Е.И.** ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЦИФРОВЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ЦИФРОВЫХ РЭС ….. 292

**Попов А.И., Мокеев А.В., Пискунов С.А., Родионов А.В.** ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ …… 302

**Чукреев Ю.Я.** ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В МОДЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ …… 312

**Чукреев М.Ю.** ЦЕНА МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ В ЕЭС РОССИИ …….. 322

**Зимин К.А., Рубцова Н.Б., Рябченко В.Н., Токарский А.Ю.** ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ В ЗАЗЕМЛЕННОМ НА КАЖДОЙ ОПОРЕ ГРОЗОЗАЩИТНОМ ТРОСЕ ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ НА ОПОРУ ИЛИ НА ЗЕМЛЮ, МИНУЯ ОПОРУ ……. 332

**Юсупова А.С., Юсупов Б.С., Дебиев М.В.** ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ …….. 343

**Рахманов Н.Р., Ильясов О.В., Гулиев Г.Б.** ПРИМЕНЕНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ ФАЗОВОГО УГЛА НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С НЕРАВНОМЕРНО ЗАГРУЖЕННОЙ ПИТАЮЩЕЙ СЕТЬЮ …….. 350

**Баламетов А.Б., Халилов Э.Д., Салимова А.К., Исаева Т.М.** БЕЗЫТЕРАЦИОННАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА МЕТОДОМ РЕЛИНЕАРИЗАЦИИ…… 360

**Успенский М.И.** СОСТАВЛЯЮЩИЕ НАДЕЖНОСТИ ИНФОРМАЦИОННОЙ СЕТИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ …… 370

**Зарипов Д.К., Насибуллин Р.А.** ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ И ПОДСТАНЦИЙ …… 380

**Дарьян Л.А., Голубев П.В., Образцов Р.М.** ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ 389

**Гарифуллин М.Ш., Слободина Ю.Н., Бикзинуров А.Р., Гиниатуллин Р.А., Логачева А.Г.** КОНТРОЛЬ СТЕПЕНИ ДЕГРАДАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЫ МИНЕРАЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ …….. 399

**Гарифуллин М.Ш., Лютикова М.Н., Кучкарова А.Р., Бикзинуров А.Р., Слободина Ю.Н.** ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИК СПЕКТРОСКОПИИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ИНГИБИТОРА ОКИСЛЕНИЯ (ИОНОЛА) В МИНЕРАЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЛАХ …… 409

## Предисловие

В период с 21 по 26 сентября 2020 года в г. Казань состоялось 92-е заседание Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики» на тему «Надежность энергоснабжения потребителей в условиях их цифровизации».

На заседании были рассмотрены следующие вопросы:

1. Трансформация систем энергетики и проблемы их надежности.
2. Надежность систем энергетики, включающих АЭС.
3. Требования к надежности систем энергетики в условиях цифровизации потребителей.
4. Надежность энергоснабжения активных потребителей.
5. Интеллектуальные технологии в обеспечении надежности систем энергетики.
6. Методы анализа и обеспечения надежности систем энергетики в условиях их цифровизации.
7. Новые технологии обеспечения надежности цифровых систем энергетики.
8. Качество энергии в проблеме обеспечения надежности энергоснабжения цифровых потребителей.
9. Эксплуатация оборудования систем теплоснабжения, ТЭС и ЖКХ.
10. Электромеханические устройства и электрические аппараты в системах энергоснабжения.

Работа семинара прошла в смешанном формате: очном и в онлайн-режиме через сервис видеоконференций (https://zoom.us).

На семинаре были заслушаны и обсуждены: 141 доклад, касающийся перечисленных и других проблем надежности систем энергетики, четыре кандидатских диссертации. Принятые к публикации 130 докладов представлены в настоящем сборнике статей в трех книгах.

В работе семинара приняли участие 247 человек: 2 академика (АН Чеченской Республики, НАН Республики Казахстан), 2 чл.-корр. (РАН, НАН Кыргызской Республики), 45 д.т.н., 51 к.т.н., 45 аспирантов.

65 участников приехали из разных городов России, 48 – сотрудники и аспиранты КГЭУ, 134 – онлайн-участники.

Участники были из 8 стран: **Россия** (Ангарск, Архангельск, Братск, Грозный, Десногорск, Екатеринбург, Иваново, Иркутск, Йошкар-Ола, Казань, Княгинино, Красногорск, Москва, Нижний Новгород, Новосибирск, Ноябрьск, Псков, Санкт-Петербург, Севастополь, Сосновый Бор, Тула, Уфа, Чебоксары, Чита); **Азербайджан** (Баку); **Беларусь** (Минск, Орша); **Казахстан (**Нур-Султан, Атырау, Алматы); **Киргизия** (Бишкек); **Таджикистан (**Душанбе); **Туркменистан (**Мары**); Узбекистан** (Ташкент, Фергана).

Н.И.Воропай
Председатель Международного программного комитета семинара
Член-корреспондент РАН

УДК 621.519

# СЛОЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Папков* Б.В.

**Аннотация**

Показаны особенности исследования процессов функционирования систем электроэнергетики с учётом развития интеллектуальных сетей, автоматизированного контроля параметров и управления режимами, необходимости обработки большого количества оперативной информации, внедрения распределённой генерации, нетрадиционных и возобновляемых источников, накопителей электроэнергии. Уточнение и развитие понятия сложной системы привело к постановке проблем методического, математического и технологического плана. Приведён ряд понятий, описывающих сложность систем электроснабжения и примеры.

**Ключевые слова:** сложная система, показатели, электроснабжение, надёжность, эффективность.

## Постановка задачи

Развитие общей и специальной теории систем и системного анализа показало, что понятие «большая система» не удовлетворяет ряду задач исследования, проектирования и эксплуатации объектов современной энергетики, транспорта, связи, технологий и т.п. Понятие «большая» связывается с количеством элементов системы электроснабжения (СЭС), а «сложная» – со сложностью взаимосвязей, алгоритмов функционирования и развития, сложностью поведения.

Электроэнергетическая (ЭЭС) и СЭС отличаются сильными взаимозависимостями элементов, нелинейными реакциями на внешние и внутренние воздействия, а нормальные режимы зависят не только от преднамеренных и случайных, но и от событий, сопровождающихся непрогнозируемой амплитудой воздействующего фактора и приводящих к неуправляемым каскадным реакциям, достоверное прогнозирование которых практически невозможно. Интуитивное представление о сложности СЭС дают количество и тип элементов (объём оборудования) в СЭС; структура статических и динамических связей между ними; удобство эксплуатации; квалификация персонала, осуществляющего проектирование, монтаж, наладку, эксплуатацию, ремонт СЭС; технико-экономические показатели нормальных, аварийных, ремонтных и послеаварийных режимов и т.п.

Система является сложной, если в ней не хватает информационных ресурсов для эффективного описания состояний, режимов, законов функционирования, управляющих параметров, что часто приводит к неопре-

* Нижегородский государственный инженерно-экономический университет, г. Княгинино, Нижегородская обл., Россия, e-mail: boris.papkov@gmail.com

делённости зависимости причины и следствия. В реальной действительности существенно проявляются следующие её признаки [1]: структурная сложность – число подсистем и элементов, разнообразие типов связей между ними, количество иерархических уровней; возможность разбиения СЭС на подсистемы, цели функционирования которых подчинены общей цели; сложность функционирования, определяемая множеством режимов, правилами перехода в различные состояния, взаимодействием СЭС со средой, неопределенностью перечисленных характеристик и правил; сложность развития – определяемая характеристиками эволюционных или скачкообразных (аварийных, катастрофических) процессов; наличие разветвленной информационной сети и интенсивных потоков информации; сложность выбора поведения в многоальтернативных ситуациях; разнообразие реакций на неопределённые воздействия среды; функционирование в условиях возможных кибератак.

В обобщённом виде сложность системы представляется показателем, характеризующим техническое воплощение решений, обеспечивающих достижение основной цели при заданном качестве управления [2]. При разработке и в условиях эксплуатации в целевом пространстве СЭС – *T* необходим выбор её поведения $\xi$, отвечающего совокупности поставленных условий (требований) $\alpha$. Они и определяют сложность, которая должна быть минимальна при оптимальном поведении $\xi^*$.

**Состояние вопроса**

Объективная характеристика сложности СЭС зависит от разнообразия качественных и количественных компонентов и связей системы. В реальных задачах сложность определяется следующими основными характеристиками: множество неоднородных элементов (компонентов); активность (целенаправленность) компонентов; множество различающихся параллельных взаимосвязей; слабая формализуемость природы взаимосвязей; возможность кооперативного поведения компонентов; распределённость; динамичность, адаптируемость, потенциал развития; открытость; неопределенность параметров среды.

Известно, что ЭЭС (СЭС) функционируют в условиях воздействия большого количества случайных факторов, источниками которых являются: переменная (часто непрогнозируемая) нагрузка потребителей; внешняя среда; ошибки; шумы; помехи; критические и закритические отклонения параметров системы и её режима. На два одинаковых воздействия формируются разные реакции, а на два разных одинаковые. Так, при одной и той же длительности внезапного нарушения электроснабжения потребителя время восстановления его технологических параметров может резко различаться в зависимости от стадии производственного процесса. В то же время отключение подстанций с разной промышленной нагрузкой может привести к абсолютно одинаковому ущербу [3].

Поскольку СЭС должна обеспечивать достижение заданной цели в условиях отказов её элементов по внутренним (сбои, ошибки, старение) или внешним (несанкционированные воздействия, помехи) причинам,

средством обеспечения надёжности служит наличие не единственного, а нескольких режимов работы, в которых цель функционирования достигается с различным качеством. При этом на основе теории сложности предложен алгоритм нечёткой реализации возможных режимов с целью обеспечения непрерывности функционирования, то есть живучести и других важных эксплуатационных характеристик [2].

В СЭС с наиболее распространённым иерархическим построением схемы живучесть определяется как наличие подсистем $i$-го иерархического уровня, имеющих цели подсистем $j$-го уровня ($j<i$) и способных выполнять их при невыполнении своих целей подсистемами $i$-го уровня.

Реальная сложность СЭС не позволяет ограничиться числовыми характеристиками случайных величин – математическими ожиданиями и дисперсиями показателей надежности, живучести, безопасности, помехозащищенности, качества управления, вероятности отказа, эффективности, устойчивости функционирования и др., а часто и моделями стандартных законов распределения. Даже там, где имеется достаточно высокая степень организации (детерминизации), весьма малые структурные изменения могут вызвать значительные перемены, далеко не всегда, сопровождающиеся положительными последствиями.

Электрическая система представляется двумя основными составляющими: энергетической и информационной. Энергетическая определяет внутреннюю сложность (взаимосвязь систем генерации, преобразования, передачи, распределения, потребления, сложность множества внутренних состояний, режимов, структур, и управления ими). Информационная (внешняя) сложность определяется взаимоотношениями с окружающей средой, сложностью управления, состоянием рынка, диспетчером (оператором) ЭЭС, сервис-провайдером (поставщиком услуг).

**Формализация сложности СЭС**

Представление о сложности системы обычно складывается на основании представлений [4]: о стоимости строительства и удобстве эксплуатации системы; об объёме оборудования (число элементов, номенклатура, габариты и т.п.), входящего в систему; разветвлённости связей между элементами и степенью их взаимодействия (безопасность, живучесть, надёжность, наблюдаемость, управляемость, устойчивость и др.); квалификации персонала, осуществляющего изготовление, монтаж, наладку и эксплуатацию элементов и системы в целом и др.;

Система, состоящая из относительно небольшого количества элементов может обладать достаточно большой динамической сложностью. Добавление каждого последующего элемента увеличивает число связей в большей степени, чем при добавлении предыдущего.

Системная сложность $C_с$ (разработка, сооружение, монтаж, эксплуатация) определяется суммой собственной сложности $C_0$ (суммарная сложность элементов вне связи их между собой и взаимной $C_в$ – сложностью взаимосвязи элементов системы (сложность устройства, схемы, структуры):

$$C_{\text{с}} = C_0 + C_{\text{в}}. \quad (1)$$

Разделив члены выражения (1) на $C_0$ получаем две сопряженные оценки: α – степень целостности и β – коэффициент использования компонентов системы:

$$\alpha = -\frac{C_{\text{в}}}{C_0}; \quad \beta = \frac{C_{\text{с}}}{C_0}; \quad \beta = 1 - \alpha \quad (2)$$

Степень целостности (связность, взаимозависимость, управляемость) оценивается коэффициентом α; использование компонентов (самостоятельность, автономность) – β, которые интерпретируются как оценки устойчивости или централизации управления [3,5]. Знак минус введен для того, чтобы характеристика целостности α была положительной, поскольку $C_{\text{в}}$ в устойчивых системах, для которых $C_0 > C_{\text{с}}$, формально имеет отрицательный знак [5], так как $C_{\text{в}}$ характеризует работу системы «на себя», а не на выполнение стоящих перед ней целей. Увеличение β трактуется как увеличение децентрализации управления, а *α* – централизации. Отсюда: сумма «свободы» и «связности» есть величина постоянная, что особо актуально для ЭЭС с объектами распределённой генерации, ВИЭ и накопителями.

Характеристики сложности структуры: *а*) степень централизации α – мера разделения полномочий между иерархическими уровнями системы и *б*) норма управляемости μ. Для каждой пары смежных уровней $(i-1, i), i = \overline{2, N}$ степень централизации измеряется отношением объёмов задач, решаемых, на *i*-м $\mu_i$ и (*i*–1)-м $\mu_{i-1}$ уровнях:

$$\alpha_i = \frac{\mu_i}{\mu_{i-1}}$$

Объём задач $\mu_i$ оценивается количеством перерабатываемой информации на *i*-м уровне. Тогда степень централизации системы в целом определяется как:

$$\alpha = \sum_{i=1}^{N} \beta_i \alpha_i, \quad \sum_{i=1}^{N} \beta_i = 1$$

где $\beta_i$ – весовой коэффициент соответствующего уровня системы.

Смещение основных решений в сторону высшего уровня (централизация) отождествляется с повышением управляемости и улучшением качества решений с одновременным увеличением объёма перерабатываемой информации. Смещение в сторону нижних уровней (децентрализация) увеличивает самостоятельность подсистем (РГ, ВИЭ), уменьшает объём информации, перерабатываемой на верхних уровнях.

Степень централизации связана с нормой управляемости, характеризующей задачи, решением которых управляет лицо, принимающее решение (ЛПР). Степень централизации и норма управляемости изменяются с переходом от одного иерархического уровня к другому (районная подстанция – главная понизительная подстанция (ГПП) – распределительная подстанция (РП) – цеховая трансформаторная подстанция (ТП)).

Кроме того, на характеристики управляемости оказывает влияние автоматизация управления коммутационными аппаратами.

Определение количественных показателей степени централизации и нормы управляемости – одна из важных и наиболее трудных проблем синтеза структур. В задачах электроэнергетики размещение устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) можно произвести на разных уровнях напряжения схемы. Достигаемый при этом эффект характеризуется снижением экономических потерь за счёт увеличения числа и рационального выбора отключаемых присоединений [3]. С другой стороны, увеличивается структурная и вычислительная сложность (количество элементов, вероятность их отказа (ложного срабатывания), сложность монтажа и обслуживания). Для исключения субъективных оценок введено формальное понятие сложности, представляемое в двух вариантах.

1. В СЭС имеется *n* типов элементов (трансформаторов, генерирующих установок или др.) и *k* – число элементов каждого типа (мощность, класс напряжения и др.), для которых методом экспертных оценок или статистически устанавливается сложность, измеряемая некоторым числом $s_{ij}$. Сложность *s* системы, состоящей из элементов со сложностью $s_i$ ($i$ = 1, 2, … , $n$) определится как:

$$s = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{m} s_{ij} k_j$$

где $k_j (j = 1,2, \dots m)$– число элементов *i*-го типа, входящих в систему.

При наличии $nk = L$ элементов максимальное число связей между ними – $N = L(L-1)$. При достаточно большом *L* число фактических связей $N^* < N$, а относительное число реализованных связей будет:

$$\alpha = \frac{N^*}{N}.$$

Тогда сложность определится выражением:

$$S = (1 + \nu\alpha)s$$

где *v* – коэффициент, учитывающий сложность связей по сравнению со сложностью элементов системы.

2. Сложность системы *S* можно представить суммой сложности состава системы $S_{\text{с}}$ и её организации $S_{\text{о}}$:

$$S = S_{\text{с}} + S_{\text{о}} \ ,$$

где: $S_{\text{с}} = S_{\text{суб}} + S_{\text{п}} + S_{\text{д}} + S_{\text{г}}$; $S_{\text{суб}}$ – субстратная, $S_{\text{п}}$ – параметрическая, $S_{\text{д}}$ – динамическая и $S_{\text{г}}$ – генетической сложности.

Субстрат – простейшие структуры (элементы), устойчивые при любых преобразованиях системы, обусловливающие её конкретные свойства. Параметрическая сложность включает субстратные свойства, сложность связей и отношений. Динамическая – сложность состояний, стадий, фаз, переходных процессов. Генетическая (эволюционная) – развитие (изменение) числа состояний, стадий, уровней системных параметров, режимов и т.п.

Сложность организации системы $S_{\text{о}}$ представляется суммой:

$$S_o = \{R\} + \{L\} ,$$

где: $\{R\}$ – множество связей и отношений, объединяющих иерархические уровни управления, подсистемы внутри уровней, компоненты; $\{L\}$ – множество законов, инструкций правил функционирования.

Число элементов, сила межэлементных связей, их локализация, могут неконтролируемо меняться, что делает поведение ЭЭС и СЭС (особенно в экстремальных условиях) неопределённым и плохо предсказуемым. Влияние изменения жизненно важных параметров на систему неодинаково и зависит от множества факторов внешнего (состояние среды, связи с другими системами) и внутреннего характера (диапазон изменений параметров). Область допустимого изменения общесистемного параметра *X(t)* в пределах границ $\{\alpha, \beta\}$ представлена на рис. 1.

Пока значение *X*(*t*) не выходит за пределы $\alpha < X < \beta$, система сохраняет интегративное качество, включающее: целостность (единство, достигаемое посредством взаимосвязей и взаимодействий элементов и проявляющиеся в возникновении новых свойств) и эмерджентности (степень несводимости свойств системы к свойствам элементов, обусловливающее появление новых свойств и качеств). При выходе *X* за пределы $\alpha < X < \beta$ (пунктир на рис. 1) система утрачивает свое интегративное качество, и при $t > t_5$ перестает существовать. Однако критические значения частных компонент общесистемного параметра *X* могут принимать значения $\{\gamma > \alpha, \delta < \beta\}$. При $\gamma < X < \alpha$ или $\delta < X < \beta$ система переходит в новое качественное состояние, но не прекращает существовать как целое. Это происходит в диапазонах времён $\{t_1, t_2\}$ и $\{t_3, t_4\}$. Приближение системных параметров к предельно допустимым значениям (области *A* и *B* на рис. 1) может порождать ситуацию системного кризиса – стадии, когда длительное дальнейшее функционирование системы оказывается под вопросом.

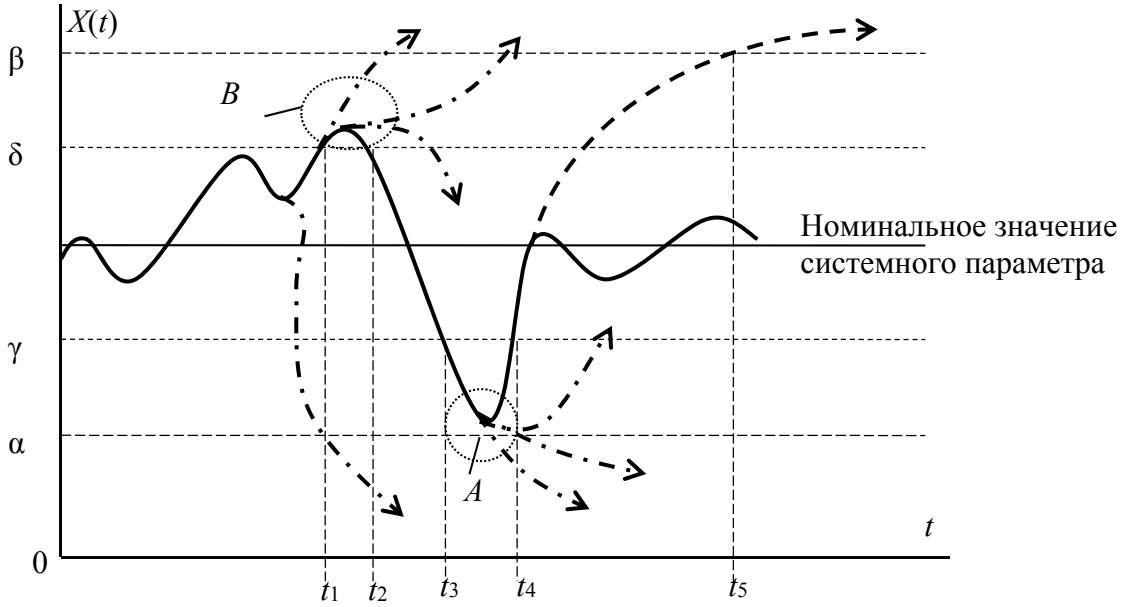



Рис. 1 – Возможные колебания общесистемного параметра.

Здесь система вступает в зону бифуркации и будущее её состояние становится непредсказуемым. Под влиянием малейших флуктуаций даже

какого-либо одного фактора она может начать процесс случайного движения в нескольких альтернативных направлениях, крайние из которых – возврат в нормальное состояние или прекращение существования. Точно предсказать результаты выбора направления движения невозможно.

Особый вид кризисов представляют внезапные, резкие, лавинообразные изменения параметров СЭС из-за дезорганизующих внешних воздействий или внутренних противоречий. Любое скачкообразное преобразование заключается в резких изменениях отдельных структурных элементов (или системы в целом), приводящих к внезапному изменению путей её дальнейшего развития (катастрофы).

Естественно, что и внешние, и внутренние случайные воздействия оказывают влияние на режимы работы элементов СЭС и могут существенно менять режимы её функционирования. Пусть $\xi$ – случайная величина, характеризующая некоторое внешнее воздействие на исследуемую СЭС или один из внутренних её параметров (элементов) с законом распределения $f_\xi(x)$. В общем случае результат *U* функционирования СЭС зависит от $\xi$: $U = \varphi(\xi)$ и также является случайной величиной, закон распределения которой определяется функциями $\varphi$ и $f_\xi(x)$. Очевидно, что каждому возможному значению $\xi$ соответствует некоторое возможное значение случайной величины *U*. При этом разброс значений внешних воздействий приводит к рассеиванию результатов её функционирования.

Для их прогнозирования желательно оценить поведение СЭС в среднем, выяснить, будет ли справедливо отношение:

$$\varphi[M(\xi)] = M(U)\ , \tag{3}$$

где $M(\xi)$ и $M(U)$ – математические ожидания $\xi$ и *U* соответственно.

Другими словами, если $\xi$ примет значение $M(\xi)$, то будет ли соответствующее значение *U* равно $M(U)$. Иначе, будет ли рассеивание внешних воздействий вызывать только рассеивание результатов её функционирования или, с учётом действия случайных факторов, может изменяться её поведение в среднем [1]. Например, из-за непостоянства нагрузки *P* электропотребление *W* – случайная величина с соответствующим рассеиванием, но его средняя величина в большинстве случаев соответствует номинальным значениям (рис. 1). Можно ли при этом считать, что *W* будет средним, если *P* равна номинальному значению, так как под воздействием случайных факторов (даже когда средние значения равны номинальным), результаты функционирования системы *U* (*W*) не только подвергаются рассеянию, но и получают смещение средних значений. В качестве примера рассмотрим линейную функцию [1]:

$$U = a\xi + b \tag{4}$$

Её математическое ожидание определяется как [6]

$$M(U) = aM(\xi) + b. \tag{5}$$

Сопоставляя (5) и (3), очевидно, что при линейной зависимости между случайными факторами и результатами функционирования системы смещение средних значений отсутствует.

Во многих практических задачах желателен учёт нелинейности функций факторов, воздействующих на систему. В [7] отмечается, что практически невозможно вывести точные формулы плотности вероятности нелинейных функций, и описывать их нужно с помощью моментов.

Если $\varphi(\xi)$ функция квадратичная, что характерно для ряда процессов в СЭС:

$$\varphi(\xi) = \xi^2, \tag{6}$$

То:

$$M(U) = M(\xi^2). \tag{7}$$

При этом математическое ожидание квадрата случайной величины равно второму её моменту [1,8]:

$$M(U) = M(\xi^2) = [M(\xi)]^2 + \sigma_\xi^2 \ , \tag{8}$$

где $\sigma_\xi^2$ – дисперсия случайной величины $\xi$.

Сопоставляя выражения (8) и (6) очевидно, что разница между ними равна дисперсии $\sigma_\xi^2$ случайной величины $\xi$. Таким образом при нелинейности функций факторов, воздействующих на систему возникает смещение среднего (математического ожидания) $M(U)$ – результата функционирования СЭС. Естественно, что это обстоятельство требует дополнительной информации и особого внимания к учёту случайных факторов при исследовании сложных систем.

Одна из задач системного анализа – определение границы между системами, системой и средой. Границы почти всегда неопределенны, расплывчаты. Для их формализации вводится понятие мощности межэлементных связей: $\omega = \omega(m, \gamma)$, где *m* – элементы системы; γ – межэлементные связи. Тогда граница системы определяется как $F(m, \gamma, \omega_0) = 0$, где $\omega_0$ – минимальная мощность межэлементных связей.

В рассматриваемых условиях функционирования ЭЭС и СЭС одной из таких границ может быть граница балансовой принадлежности.

Внутри системы будут находиться элементы $m_1$, с межэлементными связями $\gamma_1$мощностью $\omega(m_1, \gamma_1) > \omega_0$. Вне системы остаются элементы $m_2$, у которых межэлементные связи $\gamma_2$ имеют мощность $\omega(m_2, \gamma_2) < \omega_0$. Могут быть пограничные элементы $m_3$, у которых есть хотя бы одна связь $\gamma_3$ мощностью $\omega(m_3, \gamma_3) > \omega_0$, а остальные – $\omega(m_3, \gamma_3^*) < \omega_0$.

**Иллюстрация сложности системы распределённой генерации**

По аналогии с [9] рассмотрим, пример системы, включающей два предприятия – П1 и П2, для нормальной работы которых требуется тепло и электроэнергия. Причём для П1 – в основном тепло, а для П2 – электроэнергия. Оба имеют фиксированную нагрузку и, соответственно, электро- и теплопотребление, равное производству тепла коммерческой котельной, принадлежащей предприятию П1; электроэнергии, вырабатываемой на местной, также коммерческой, электростанции, принадлежащей П2 и муниципальной ТЭЦ, производящей тепловую и электрическую энергию.

Котельная и местная электростанция производят тепло и электроэнергию в соответствии с требованиями П1 и П2. ТЭЦ обеспечивает баланс потребностей П1 и П2 в тепле и электроэнергии. Допустим, что работа ТЭЦ определяется какой-то одной условной единицей.

Поскольку муниципальное правительство субсидирует П1 и П2, они полностью потребляют всё тепло и электроэнергию, производимые на ТЭЦ. Данная ситуация (рис. 2) описывается следующими уравнениями:

$$Q = D_q + G^q;\ W = D_w + G^w;\ P = D_q + D_w + G\ ,$$

где *Q* – количество потребляемого тепла, необходимого для П1; *W* – количество электроэнергии, потребляемой П2; $D_q$ – спрос на тепло П1; $D_w$ – спрос на электроэнергию П2; *G* – производительность ТЭЦ по теплу $G^q$ и электроэнергии $G^w$: $G = G^q + G^w$; *P* – полные производственные мощности всех генерирующих источников.

Существует возможность управления спросом на тепло $D_q$, электроэнергию $D_w$ и полными производственными мощностями всех генерирующих источников *P*. Управляющими органами являются П1, П2 и муниципальное правительство. Правительство управляет переменной *P*, изменяя *G*; П1 управляет *Q* через $D_q$; П2 контролирует *W*, варьируя $D_w$.

При обеспечении полной потребности в тепловой и электрической энергии предприятий П1 и П2 правительство, принимает решение увеличить *G* на одну условную единицу. В соответствии с принятыми условиями, в два раза увеличивается производительность по теплу и электроэнергии. Тогда П1 и П2, на которых никаких изменений технологии не предусмотрено, вынуждены на одну единицу (наполовину) уменьшить $D_q$ и, соответственно, $D_w$ для сохранения баланса тепло- и электропотребления. Следовательно, изменение $D_q$ и $D_w$ приводит к уменьшению *P* на две единицы. Окончательно: увеличение на единицу *G* приводит к уменьшению полных генерирующих мощностей *P* на единицу.

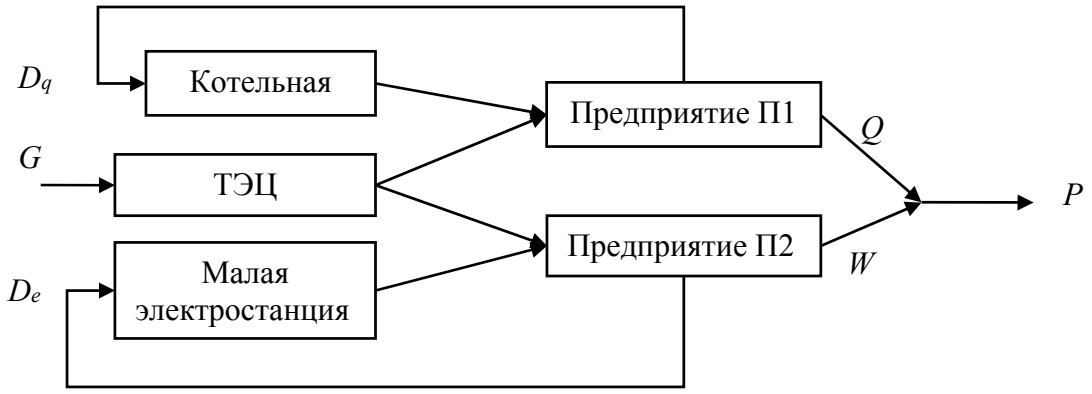



Рис. 2 – Блок-схема системы.

Парадокс исчезает, если регулируются все три величины: $D_m$, $D_e$ и *G*. Однако основная проблема возникает из-за других управляющих воздействий на взаимосвязь между управляемыми *M*, *P*, *E* и управляющими $D_m$,

$D_e$, $G$ переменными. Такое парадоксальное поведение вызвано не наличием нелинейности, стохастичности, неопределённости, а порождается исключительно структурой схемы, имеющимися связями и ограничениями, присущими элементам системы.

Данный пример иллюстрирует чрезвычайно важный момент, присущий понятию сложности – различие между сложностью неуправляемой и управляемой систем. Процесс управления здесь может привести к неустойчивым конфигурациям (режимам, структурам, параметрам и т.п.), появление которых возможно из-за разрыва между вычислительными потребностями системы в целом и вычислительными возможностями подсистем. Неустойчивые конфигурации могут появиться, если быстродействие некоторых подсистем не так велико, чтобы своевременно реагировать на изменения входных управляющих воздействий.

**Вывод**

Сложность ЭЭС и СЭС представляется рядом интегральных показателей, каждый из которых в каждом конкретном случае нуждается в детальном анализе. Даже в простых системах могут возникнуть неожиданные явления, если сложность элементов и взаимосвязей не изучена должным образом. Поэтому сложная система не может быть определена универсально.

**Литература**

1. Бусленко Н.П. Моделировние сложных систем. М.: Главная редакция физ.-мат. литературы изд-ва «Наука», 1968. 356 с.
2. Солодовников В.В., Тумаркин В.И. Теория сложности и проектирование систем управления. М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. литературы, 1990. 168 с.
3. Папков Б.В., Куликов А.Л. Теория систем и системный анализ для электроэнергетиков. М.: Изд-во Юрайт, 2016. 470 с.
4. Бусленко Н.П., Калашников В.В., Коваленко И.Н. Лекции по теории сложных систем. М.: изд-во «Советское радио», 1973. 440 с.
5. Прангишвили, И.В. Системный подход и общесистемные закономерности. М.: СИНТЕГ, 2000. 528 с.
6. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель М.: «Наука», 1969. 576 с.
7. Дженкинс Г., Ватс Д. Спектральный анализ и его приложения.Вып.1. М.: Мир, 1971. 317 с.
8. Ван дер Варден. Математическая статистика. М: изд-во Иностранной литературы, 1960. 435 с.
9. Касти Дж. Большие системы. Связность, сложность и катастрофы. М.: Мир, 1982. 216 с.

УДК 621.3

# ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Керимов И.А., Дебиев[1] М.В.

**Аннотация**

В статье рассматриваются вопросы развития энергетического комплекса Чеченской Республики. Основной акцент сделан на развитие возобновляемых источников энергии. Проведен анализ улучшения электрических схем и сетей для обеспечения устойчивости и надежности электроснабжения потребителей республики. Кратко рассмотрено выполнение Программы развития энергетики Чеченской Республики (2011–2030 гг.) за истекшие девять лет. Предложено выполнение фундаментальных и прикладных научно-исследовательских работ в области возобновляемой энергетики.

**Ключевые слова:** Электроэнергетика, энергосистема, возобновляемые источники энергии, ветроэнергетика, солнечная энергетика, малая гидроэнергетика, генерация, природные ресурсы.

## Введение

Повышение эффективности развития энергетики России — важнейшая стратегическая задача, цель которой направлена на экономию топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), улучшение экологических условий, снижение цен на электрическую энергию и тарифов на услуги по её транспортировке. Также требуется обеспечение надежными, качественными и экономически обоснованными потребностями внутреннего рынка в энергоносителях, энергии и сырье на основе энергоэффективности и энергосбережения. Эти задачи затрагивают практически все сферы деятельности электросетевых компаний, требуют комплексного системного подхода к разработке и практической реализации соответствующих мероприятий и программ, где требуется выделить специальные разделы для определения приоритетных направлений, включающие в себя цели и задачи, конкретные проекты, индикаторы и ключевые показатели по определенному региону [1, 2, 3, 4].

Для обеспечения стабильного экономического состояния Чеченской Республики в 2010 г. была разработана Программа развития энергетики Чеченской Республики на период с 2011-2030 гг. [2,3,4]. Данная программа ежегодно пересматривается, где вносятся соответствующие корректировки и включает в себя 4 подпрограммы: 1) «Электроэнергетика»,

[1]Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Чеченская Республика, Россия, e-mail: mair76@mail.ru

2) «Гидроэнергетика», 3) «Использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии», 4) «Использование геотермальных вод». В последние годы дополнительно разработаны еще две программы:

- Программа модернизации и повышения надежности электросетевого комплекса Чеченской Республики на 2020-2024 гг. (долгосрочная), которая охватывает проведение работ по модернизации, техническому перевооружению, реновации и новому строительству линий электропередач протяженностью – 5 188 км и трансформаторного парка мощностью – 577 МВА;
- Программа снижения потерь электрической энергии на 2019–2023 гг., по техническому перевооружению и реконструкции ТП 10–6/0,4 кВ с отходящими ВЛ–0,4 кВ, а также со строительством отпаек ВЛ–6,10 кВ.

**Электроэнергетика**

Электроэнергетический комплекс Чеченской Республики территориально включает в себя электрические сети напряжением 330 кВ, а также электрические сети напряжением 0,4; 6; 10; 35; 110 кВ [3, 4]. Наиболее важным и первостепенным центром питания электрической сети на территории Чеченской энергосистемы является подстанция «ПС 330 кВ Грозный», суммарная мощность которой составляет 375 МВА.

Управлением и эксплуатацией электроэнергетического комплекса Чеченской Республики занимается сетевая компания – АО «Чеченэнерго», на балансе которой имеется 4928 шт. подстанций (ПС), в том числе: – 27 ПС 110 кВ; – 59 ПС 35 кВ; – 4842 ПС 6-10 кВ. Суммарная трансформаторная мощность всех подстанций составляет – 2258,96 МВА. Протяженность линий электропередачи составляет – 14678,31 км, в том числе: ВЛ 110 кВ – 52 шт. (1150,54 км); ВЛ 35 кВ – 88 шт. (980,65 км); ВЛ 6-20 – 355 шт. (4798.85 км); ВЛ 0,4 – 7408 шт. (7748,27 км); КЛ 6-20 кВ – 441 шт. (459,62 км); КЛ 0,4 кВ – 449 шт. (644,95 км).

Вместе с тем, в Чеченской Республике имеются еще несколько подстанций 110/35 кВ на балансе других организаций, но связанные с основной электрической сетью энергосистемы АО «Чеченэнерго».

В 2019 г. собственный максимум нагрузки Чеченской Республики составил 531 МВт (рис. 1). Темпы электропотребления с каждым годом имеют динамику определенного роста. Так, в сравнении с 2018 годом, уровень электропотребления увеличился на 5% и достиг значения 3015,9 млн кВт•ч. (рис. 2).

По причине того, что действующие электрические сети выработали свой ресурс и не подверглись обновлению, происходят потери электрической энергии. Одним из приоритетных целей по уменьшению излишних потерь электрической энергии является реализация в электросетевом комплексе Чеченской Республики Комплексной программы по снижению сверхнормативных потерь.

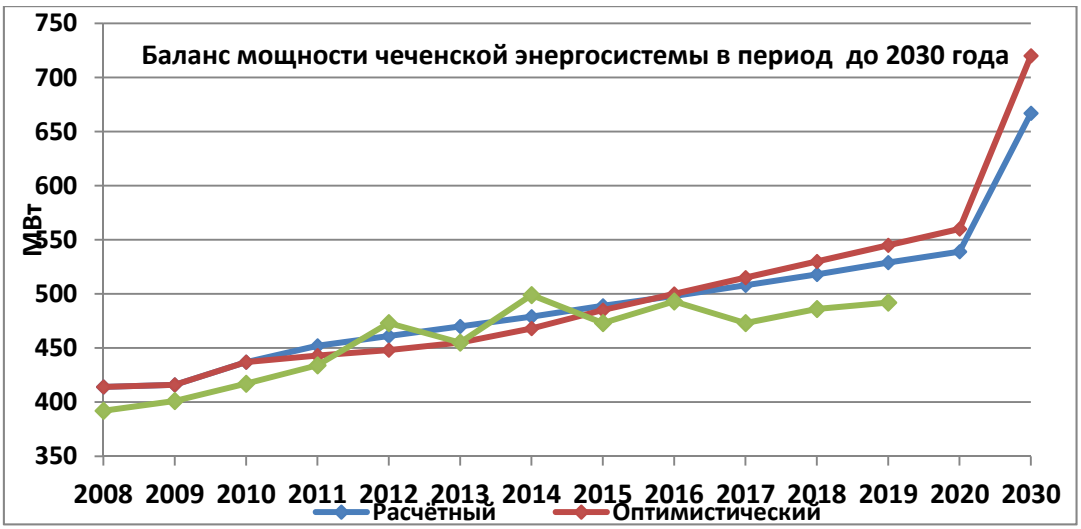



Рис. 1 – Диаграмма максимальной мощности.

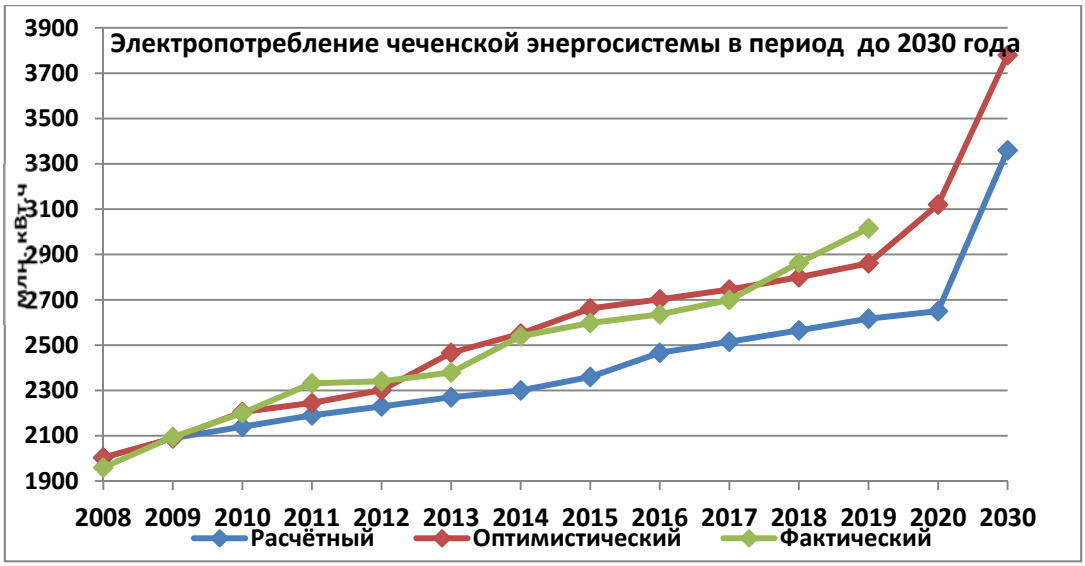



Рис. 2 – Диаграмма электропотребления.

***Развитие источников электроэнергии***

В ближайшие годы ожидается дефицит мощности, а тем самым и электроэнергии. Мощность может составить 535–545 МВт, а электроэнергия 3240–3250 млн кВт•ч. [3]. Развитие генерирующих источников на территории Чеченской Республики предусматривалось путем расширения Аргунской ТЭЦ до 50 МВт и строительства Грозненской ТЭС мощностью 400 МВт [2]. Ввод мощности Аргунской ТЭЦ планировался в 2019 г., но ввиду строительства Грозненской ТЭС мощностью 358 МВт, проведение мероприятий по восстановлению Аргунской ТЭЦ полностью прекращены. В 2018 году в Чеченской Республике осуществлен ввод Грозненской ТЭС (ГТУ–1 и ГТУ–2, мощностью по 176 МВт каждый) общей мощностью 352 МВт. При работе даже в базовом режиме Грозненская ТЭС позволит обеспечить порядка 70% от потребной электрической мощности в макси-

мум зимних нагрузок Чеченской Республики. Но, действующие блоки газотурбинной установки (ГТУ) по своим техническим характеристикам экономически эффективны в режиме пиковых нагрузок.

С учетом ввода Грозненской ТЭС и каскада гидроэлектростанции (ГЭС) на р. Аргун Чеченская энергосистема могла бы самобалансироваться и вместе с тем были бы незначительные избытки как по мощности так и по электроэнергии (до 130 МВт и 470–480 млн кВт•ч. соответственно) [3,5]. С 2015 г. на реке Аргун функционирует малая ГЭС (Кокадойская МГЭС) мощностью 1,3 МВт, расположенная в горной местности республики, выдача электроэнергии которой производится в централизованную электрическую сеть Чеченской энергосистемы. Выработка электроэнергии Кокадойской МГЭС за 2019 год составила 7,86 млн кВт•ч. На стадии завершения строительство МГЭС (Кировская МГЭС) мощностью 0,5 МВт на реке Сунжа. Выполнена разработка проектов строительства малых ГЭС на реке Аргун: МГЭС «Сателлит» – 1,2 МВт; МГЭС «Гухой» – 2,1 МВт; МГЭС «Ушкалой» – 4,9 МВт. ООО «Юг-Строй» начал инвестирование проекта строительства МГЭС на реке Аксай мощностью 1 МВт с предварительной стоимостью 294 млн руб. Начаты предварительные изыскания компании ООО «Стройпроект-ТМ» по строительству МГЭС «Башенная» в Итум-Калинском районе ЧР с установленной мощностью 8 МВт и оценочной стоимостью в сумме 1,3 млрд руб. Согласно Программе развития энергетики Чеченской Республики на 2011-2030 гг. на Терском хребте республики планировалось построить ветропарк, состоящий из 24 ветроэнергетических установок (ВЭУ) с установленной мощностью 1,5 МВт каждая, с общей установленной мощностью 36 МВт [2,4,5]. К сожалению, этот проект в настоящее время в программе не учитывается. С компанией ООО «Авелар Солар Технолоджи» Правительством Чеченской Республики подписано Соглашение о строительстве на территории Чеченской Республики Солнечной электростанции мощностью до 5 МВт с ориентировочными затратами на строительство в сумме 525 млн руб.

***Развитие электрических сетей***

За последние четыре года на территории Чеченской Республики построены и введены в работу шесть новых подстанций напряжением 110 кВ общей мощностью 285 МВА. Построенная в центре г. Грозный и введенная в работу в 2019 г. цифровая подстанция «ЦПС 110 кВ Город» с двумя трансформаторами по 40 МВА, общей мощностью 80 МВА является одной из первых цифровых подстанций на Северном Кавказе. Данная подстанция позволит снять электрические нагрузки перегруженных подстанций г. Грозный и тем самым будет способствовать повышению бесперебойности, надежности и качеству электроснабжения населения и инфраструктуры столицы Чеченской Республики. На подстанции «ПС 110 кВ Шали» в 2020 г. выполнена замена одного из двух трансформато-

ров 16 МВА на 40 МВА, что также способствует повышению бесперебойности, надежности и качеству электроснабжения населения и инфраструктуры полностью Шалинского и Веденского районов республики. На введенной в работу Грозненской ТЭС установлены блочные трансформаторы мощностью по 250 МВА (итого - 500 МВА). Выполнено увеличение мощности трансформаторного парка действующих подстанций Чеченской энергосистемы на 245 МВА. В электрической сети напряжением 110 кВ построены и введены в работу пять воздушных линий электропередач, общая протяженность которых составляет порядка – 120 км. По завершению строительства и ввода в работу Грозненской ТЭС, в целях надежности и обеспечения резервирования сети 110 кВ выполнена реконструкция некоторых ВЛ-110 кВ с переподключением их к другим подстанциям. Произведены реконструкция и техническое перевооружение некоторых подстанций, с заменой коммутационного оборудования, а также монтажом и наладкой устройств релейной защиты и автоматики на современной микропроцессорной базе. Планируется строительство и ввод в работу ПС 110 кВ Ведучи с двумя трансформаторами мощностью 25 МВА и 40 МВА, а также строительство ВЛ 110 кВ Горец – Ведучи и ВЛ 110 кВ Цемзавод – Ведучи, с последующим присоединением Всесезонного горнолыжного курорта (ВГК) «Ведучи». Заявленная мощность Всесезонного горнолыжного курорта 24 МВт).

В целях обеспечения надежности электроснабжения потребителей и обеспечения резервирования планируется строительство, а также замена устаревшего оборудования по сети 35 кВ. Данные работы планируются проводить как на подстанциях, так и на воздушных линиях. Одним из главных вопросов в развитии энергетического комплекса является снижение потерь электрической энергии, предполагаемое новым строительством электрических сетей коммунально-бытовых потребителей, уточнением требований к надежности электроснабжения и схемам построения электроснабжающих и распределительных сетей, разгрузку центров питания и модернизацию разветвленной сети 0,4 кВ с фиксированной электрической нагрузкой [3, 4, 6].

**Гидроэнергетика**

Целесообразность использования гидроэнергоресурсов горных рек неоднократно обоснована на практической деятельности развития энергетики республик Северного Кавказа, на территории которого в настоящее время функционирует 36 ГЭС. Ведутся работы по проектированию и строительству еще около 30 ГЭС [2, 7].

В представленной компанией «РИКО Групп» «Схеме размещения объектов каскада ГЭС и социальной сферы», предлагается строительство каскада ГЭС на р. Аргун, которое имеет огромное социальное значение, связанное с созданием более 20 000 новых рабочих мест во время строительства (12–15 лет).

Количество всех рек насчитывается порядка 3198, суммарная протяженность которых составляет 6508,8 км. Стоки горных рек по сезонам года характеризуется примерно следующим коэффициентом распределения: на летний период (июнь–август) падает 55%, на весенний и осенний – 35%, на зимний (декабрь-февраль) – 10%. Необходимо отметить, что в последние десятилетия гидрологический режим рек республики существенно изменился, в связи с чем необходимо проведение регулярных гидрологических наблюдений на большинстве рек республики [8, 9].

## Использование нетрадиционных источников электроэнергии и ВИЭ

### *Ветроэнергетика*

Чеченская Республика относится к району, территория которой характеризуется средней скоростью ветровой энергии [2, 7]. Для некоторых территорий республики выполнены определенные расчеты ветрового потенциала с пересчетом скоростей и повторяемостей ветра с высоты флюгеров на высоту 75 метров (уровень верхней точки ветроэнергетической установки мощностью 500–750 кВт). Из анализа проведенных расчетов следует, что ветроэнергетический валовый потенциал вышеперечисленных территорий составляет 1406,0 млрд кВт ч/год, а технический потенциал в свою очередь достигает ≈ 14,0 млрд кВт·ч/год. Применение современных ветроэнергетических установок (ВЭУ) экономически целесообразно и выгодно при среднегодовой скорости ветра от 5 м/с [9, 10].

Представляется оптимальным создание ветропарка на Терском хребте, имеющим высоты над уровнем моря 400–600 м [2]. Согласно исследованиям по ветроэнергетике энергия ветра на таких высотах больше на 5–10%, чем энергия ветра на высотах 0–100 м. Тем не менее, необходимо установить мачты для проведения цикла ветроизмерений на площадке будущей ветроэлектростанции (ВЭС).

### *Солнечная энергетика*

Потенциал солнечной энергии, выраженный значением радиационного баланса, в равнинных и предгорных районах Чеченской Республики составляет 50–55 ккал/см$^2$ в год. Чем выше высота местности, тем уменьшается радиационный баланс и на высоте 2500 м его значения не превышают 30–35 ккал/см$^2$, а в высокогорной зоне он уменьшается до отрицательных величин и в среднем на высоте более 3000 м равен – 3÷4 ккал/см$^2$. По всей территории Чеченской Республики продолжительность солнечного сияния составляет в среднем 330 дней в году, а плотность солнечного излучения достигает порядка - 0,33 кВт/м$^2$, а на равнинной части и в горных районах доходит до - 0,46 кВт/м$^2$. Вместе с тем наблюдаются и дни без солнца, которые в долинно-предгорных районах республики составляют от 34 до 40 дней и от 10 до 12 дней в горных местностях [2]. Самое большое количество дней без солнца наблюдается на равнинной части территории республики и составляет 61 день. В целом

за год облачная погода поступления прямой радиации уменьшает на 20÷25% от потенциально вероятной. Наибольшей интенсивности суммарная солнечная радиация территории республики достигает в мае - июле месяцах, для предгорных районов которая изменяется в пределах от 280 до 300 мДж/м$^2$, а в высокогорных районах колеблется диапазоне от 360 до 400 мДж/м$^2$. Суммарный объем для всей территории Чеченской Республики оценивается величиной – 1,365 кВт•ч/(м$^2$·год).

На территории станицы «Наурская» муниципального района Чеченской Республики планируется реализация инвестиционного проекта «Наурская СЭС» установленной мощностью 5 МВт, с присоединением к централизованной энергосистеме по сети 10 кВ от ПС 110 кВ Наурская.

***Детандер-генераторные агрегаты (ДГА)***

Функционирование турбодетандерных установок электрической мощностью от 0,5 до 10 МВт в разных районах, населенных пунктах и промышленных объектах способствуют экономически обоснованному и перспективному развитию энергетического комплекса [11].

Общая длина магистральных газопроводов высокого давления Чеченской Республики в настоящее время составляет 698 км. Суммарное значение потенциала имеющейся мощности газа на газорегулирующих станциях (ГРС) Чеченской Республики оценивается значением 27,2 МВт**.** При таком значении газа появляется возможность выработки электроэнергии на величину от 220 до 250 млн кВт•ч. в год.

Сотрудниками компании ЗАО «Ионообменные технологии» (г. Москва) выполнен анализ возможностей внедрения энергосберегающего комплекса на основе детандер – генераторного агрегата ЭТДА российского производства. Исследования определили, что ДГА могут эффективно использоваться на 11 ГРС Чеченской Республики. В 2011–2018 гг. планировалось внедрить технологии детандер-генераторных установок на пяти ГРС, что повлияло бы на использование безвозвратно теряющуюся энергию сжатого газа, с установленной суммарной мощностью в 11,3 МВт и выработкой электроэнергии до 100 млн кВт•ч. в год. Ориентировочная стоимость проекта – 500 млн руб. Первый проект предполагалось реализовать в 2011–2012 гг. на ГРС–1, с номинальной мощностью в 1,5 МВт и выработкой электрической энергии до 13,1 млн кВт•ч. в год. Ориентировочная стоимость проекта 62,1 млн руб. [2].

В настоящее время коллективом научно-технического центра (НТЦ) «Зеленая энергетика» разработаны предложения по внедрению ДГА на Чири-Юртовском цементном заводе.

***Биоэнергетика***

Использование твердых бытовых отходов (ТБО) в биоэнергетике в Чеченской Республике целесообразно при утилизации отходов городов с населением около 100 тысяч человек. Реализация такого производство

возможно в некоторых городах Чеченской Республики; г. Грозный, Гудермес, Аргун, Шали, Урус-Мартан и др. [2, 6, 9].

Ниже приведена оценка технических параметров утилизации биогаза на первых парах на полигоне ТБО г. Грозного:

• Значение получаемого биогаза – 13÷15,0 тыс. м$^3$/сут. (5,0 млн м$^3$/год);

• Снижение эмиссий ПГ: около 40 тыс. т. $CO_2$ – экв./год;

• Расчетная мощность двигатель-генератора, который может быть использован для выработки электроэнергии на биогазе – 1000 кВт;

• Тариф реализируемой электроэнергии – 1,74 руб. /кВт•ч.;

• Ставка дисконтирования – 10%;

• Стоимость единого социального взноса ЕСВ – 8 евро/т $CO_2$ – экв.

Для утилизации бытовых отходов с выработкой биогаза на существующих свалках крупных городов и населенных пунктов Чеченской Республики необходимо провести исследовательские работы по оценке потенциалов бытовых отходов, определения направления утилизации и выработки технико-экономического обоснования по реализации технических решений.

**Использование геотермальных вод**

Чеченская Республика является регионом, где имеются довольно благоприятные условия для создания геотермальных циркуляционных систем (ГЦС), что подтверждается длительной эксплуатацией первой в СССР ГЦС созданной в Ханкальской долине в 1985 г. [2, 12]. На территории Чеченской Республики существует 14 термоводозаборов, суммарные разведанные запасы, по которым составляют 64680 м$^3$/сутки в режиме самоизлива. По двум термоводозаборам (Ханкальский, Гойтинский) утверждены запасы по промышленным категориям в количестве 10650 м$^3$/сутки.

В данное время основным потребителем термальной воды является коммунальное хозяйство – 12,8 тыс. м$^3$/сутки (48%) и сельское хозяйство – 11,4 тыс. м$^3$/сутки (43%). Как показывают расчеты, создание системы геотермального теплоснабжения территории г. Грозный на базе разведанных ресурсов месторождений позволит обеспечить ежегодную экономию органического топлива в 150 тыс. т.у.т. и сокращение выбросов вредных веществ в атмосферу в объеме 250 тыс. т.

В рамках Постановления Правительства РФ №218 от 09 апреля 2010 г. силами ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова был реализован комплексный проект по созданию опытно-промышленной геотермальной станции на основе реализации циркуляционной схемы использования глубинного тепла Земли [2].

Площадь территории, отведенной для Ханкальской геотермальной станции, составляет 4900 м$^2$, при этом площадь самой станции, включая скважины — 406 м$^2$. Вместе с тем, проведенная теплосъемка пос. Гикало и прилежащей к нему территории Ханкальского месторождения выявила

13 аномалий с различными источниками (кострами, системой отопления и др.).

**Заключение**

Развитие энергетики в Чеченской Республике целесообразно осуществить в 2 этапа: 1) Строительство небольших опытных установок, использующих ВИЭ, с целью фактического (экспериментального) подтверждения прогнозных расчетных значений [7, 9]. 2) Постепенное массовое внедрение установок, использующих ВИЭ в частном секторе с созданием необходимых тарифных условий для использования и строительства установок в промышленных масштабах в рамках энергетических частных или государственных компаний [6, 10].

Оба этапа можно начинать реализовывать одновременно. Для реализации первого этапа необходима государственная помощь и привлечение инвестиционных средств. Для реализации 2-го этапа в первую очередь необходима подготовка законодательной базы с учетом возможности тарифного регулирования для обеспечения экономически обоснованных тарифов на «зеленую» электроэнергию хотя бы на республиканском уровне, например, на переходный период или на период реализации программы.

Вместе с тем, первоочередными задачами развития энергетики республики являются нижеследующие:

1. Разработка современной программы развития нетрадиционных и возобновляемых источников энергии на территории Чеченской Республики.
2. Организация гидрологического мониторинга на горных реках республики с целью выбора оптимальных мест размещения МГЭС.
3. Организация комплексных метеорологических наблюдений (солнечная радиация, скорость и направление ветра на разных высотах и др.) в различных районах республики с целью выбора оптимальных мест размещения солнечных и ветровых энергоустановок.
4. Выполнение фундаментальных и прикладных НИР в области возобновляемой энергетики.
5. Разработка рекомендаций и инвестиционных предложений для промышленных предприятий и ЖКХ республики.

**Литература**

1. Зубаревич Н. В. Стратегия пространственного развития: приоритеты и инструменты // Вопросы экономики, 2019, №1, с. 135–145.
2. Керимов И.А., Гайсумов М.Я., Ахматханов Р.С. Программа развития энергетики Чеченской Республики на 2011–2030 гг. // Наука и образование в Чеченской Республике: состояние и перспективы развития. Материалы Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 10-летию со дня основания КНИИ РАН (7 апреля 2011 г., г. Грозный). Грозный, 2011, с. 38–63.

3. Схема и программа развития электроэнергетики Чеченской Республики на 2018–2022 годы. Разработчик: Грозненский государственный нефтяной технический университет имени академика М.Д. Миллионщикова, Грозный, 2018, 96 с.
4. Kaja Primc, Renata Slabe-Erker. Social policy or energy policy? Time to reconsider energy poverty policies. Energy for Sustainable Development. Volume 55, April 2020, pp. 32–36. https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.01.001.
5. Керимов И.А., Минцаев М.Ш., Дебиев М.В. Основные этапы реализации программы развития энергетики чеченской республики В сборнике: Геоэнергетика – 2019, Материалы IV Всероссийской научно–технической конференции. Под редакцией М.Ш. Минцаева. 2019, с. 38–56.
6. Методы расчета ресурсов возобновляемых источников энергии / А.А. Бурмистров, В.И. Виссарионов, Г.В. Дерюгини др. М.: МЭИ, 2009. 144 с.
7. Баринова В.А., Ланьшина Т.А. Особенности развития возобновляемых источников энергии в России и в мире // Российское предпринимательство, 2016, Т. 17. № 2, с. 259–270.
8. Morales S., Corredor L.M. Paba J., Sandoval L.E.P. Stages in the development of a small hydropower project: Context and implementation basic criteria. DYNA (2014), 81 (184):178. http://dx.doi.org/10.15446/dyna.v81n184.39757.
9. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. М.: КНОРУС, 2010, 232 с.
10. Al-falahi Monaaf DA., Jayasinghe SDG., Enshaei, H. A review on recent size optimization methodologies for standalone solar and wind hybrid renewable energy system. Energy Conversion and Management. 2017. V. 143, pp. 252–274.
11. Перспективы использования детандер-генераторных установок в системе газовых сетей Чеченской Республики / И.А. Керимов, М.Я. Гайсумов, Р.С. Ахматханов, М.В. Дебиев // Вестник Академии наук Чеченской Республики, 2011, №1(14), с. 80–89.
12. Термальные подземные воды Чеченской Республики / Фархутдинов А.М., Черкасов С.В., Минцаев М.Ш., Шаипов А.А. // Природа, 2017, №3 (1219), с. 28–35.

УДК 621.31(470.661)

# АЛЬТЕРНАТИВНОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ ЧЕЧЕНСКОГО ЦЕМЕНТНОГО ЗАВОДА

Керимов[1] И.А., Минцаев М.Ш., Гайсумов М.Я., Дебиев М.В.

**Аннотация**

В статье рассмотрены вопросы практического использования нетрадиционных и вторичных энергоресурсов в производстве на Чири-юртовским цементном заводе. Для снижения энергозатрат предлагается использовать детандер-генераторную установку при дросселировании углеводородного газа. Производство цемента ведется по «мокрой» технологии с большими потерями тепловой энергии, из-за неиспользования теплоты отходящих газов печей обжига и охлаждения клинкера. Выполнены расчеты потенциала тепловой энергии и для их вторичного использования предлагается использовать котел-утилизатор и паротурбинную энергетическую установку. Следующим крупным источником вторичных ресурсов технологического процесса является рекуперация при транспортировке исходного сырья от карьера расположенного на большой высоте вниз до производственной площадки. В этом случае возможно использование потенциальной энергии сырья при транспортировке техническими средствами с выработкой электроэнергии в режиме торможения. Внедрение вышеприведенных технологий энергосбережения позволит значительно уменьшить энергозатратность производства, способствовать улучшению экологической обстановки за счет сокращения выбросов углекислого газа и тепла в атмосферу.

**Ключевые слова:** вторичные энергоресурсы, генерация электроэнергии, миниТЭС, рекуперация, производство цемента, Чеченская Республика.

## Введение

Проблема энергосбережения, являясь одной из важнейших во всех развитых странах, приобретает особую остроту в России, где энергоресурсы дорожают, используются крайне неэффективно и энергоемкость продукции в несколько раз превышает мировой уровень.

С введением Федерального закона «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности...», были приняты несколько Федеральных программ по энергосбережению в производственных процессах.

[1]Грозненский государственный нефтяной технический университет им. акад. М.Д. Миллионщикова, г. Грозный, Чеченская Республика, Россия, e-mail: ibragim_kerimov@mail.ru

Для повышения энергоэффективности, среди других способов, предполагается использование нетрадиционных и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) а также увеличение использования вторичных энергетических ресурсов (ВЭР). Для решения этих задач в России используются уже существующие отработанные технологии и ведется разработка новых в области использования ВИЭ и ВЭР [1, 2, 3].

Чири-юртовский цементный завод является одним из крупных предприятий не только Чеченской Республики но и на Северном Кавказе, с мощностями, позволяющими выпуск до 500 тыс. тонн высококачественного цемента в год и других строительных материалов. Основными потребляемыми энергоресурсами является электроэнергия с мощностью порядка 10 МВт•ч с перспективой увеличения до 20 МВт•ч и углеводородный газ с потреблением 12 500 м$^3$/час, тоже с тенденцией увеличения по мере наращивания производства.

## 1. Использование детандер-генераторных установок на ГРП

Одно из направлений энергосбережения - это применение детандер-генераторных агрегатов (ДГА) для получения электроэнергии за счет использования технологического перепада давления газа в системах газоснабжения (рис. 1). При газоснабжении производства Чири-юртовского цементного завода снижение давления транспортируемого природного газа осуществляется за счет дросселирования. Применение вместо дросселя ДГА позволяет полезно использовать этот перепад давлений для производства электроэнергии [4, 5].

В работе ДГА подключается в схему ГРС параллельно дроссельному устройству и позволяет, кроме электроэнергии, получать еще и теплоту для внешнего потребителя и может работать в нескольких режимах (рис. 2):

1) В режиме с отпуском максимально возможного количества электроэнергии внешнему потребителю.

2) В режиме с отпуском максимально возможного количества теплоты внешнему потребителю.

3) В режиме с отпуском электроэнергии и теплоты внешним потребителям.

Ресурсный потенциал сжатого газа определяется следующими параметрами: давлением газа на входе и выходе, к.п.д. турбодетандера и генератора; расходом газа и термодинамическими характеристиками газа.

Оценка располагаемой электрической мощности ГРП, которая может быть получена при помощи турбодетандерного агрегата, определяется из уравнения [6]:

$$Np = G\, H_{АД}\, \eta_т\, \eta_г, \qquad (1)$$

где Q – массовый расход газа через ГРС (ГРП), нм$^3$ /час (кг/с),

$H_Д$ – перепад энтальпий при адиабатическом процессе расширения газа в турбодетандере, кДж/кг,

$\eta_т$ и $\eta г$ – к.п.д. соответственно турбодетандера и генератора, 80% и 25%,

$$H_{Ä} = \frac{k}{k-1} ZRP_1 \left[ 1 - \left( \frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right], \qquad (2)$$

R – газовая постоянная, кДж/кг·К,

$T_1$– температура газа на входе в турбодетандер, К,

Z – коэффициент сжимаемости газа при условиях входа в турбодетандер,

k – объемный показатель адиабаты,

$P_1$ – 2,0÷2,4 МПа,

$P_2$ – давление газа на выходе из турбодетандера, МПа.

В России и за рубежом имеется большой опыт такого применения энергии сжатого газа для выработки дополнительной электроэнергии [7]. В настоящее время подготовлена база для разворачивания повсеместной утилизации энергии сжатого природного газа на предприятиях ПАО «Газпром», установками мощностью от 1 кВт до 30 МВт. Помимо существующих предприятий, о готовности выпускать детандеры-генераторы заявили Калужский турбинный завод, Уральский турбомоторный завод, Невский завод, "Рыбинские моторы" и др.

Рис. 1 – Общий вид установки ДГА производства ОАО «Невский завод», Россия.

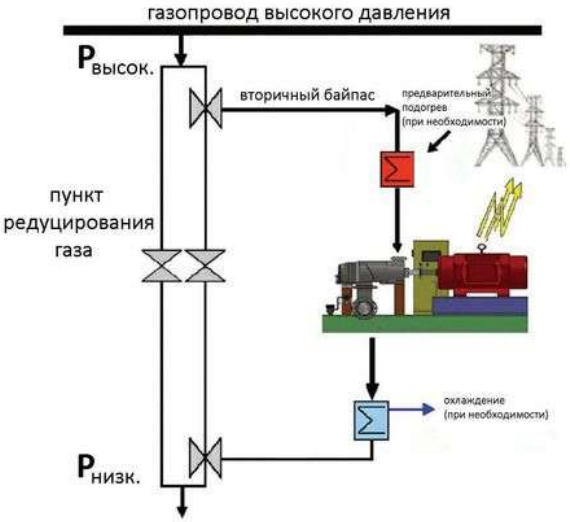



Рис. 2 – Схема подключения ДГА для выработки электроэнергии (info@intech-gmbh.ru).

В соответствии с параметрами потребления углеводородного сырья в производственном процессе цементного завода выполнен расчёт мощности турбодетандера при определённых допущениях, принимаемых для упрощения расчёта без существенного снижения его достоверности, который показывает, что при использовании детандер-генераторной установки можно получить только электрическую мощность не менее 1,2 МВт (табл. 1).

Таблица 1. Предварительный расчёт себестоимости и окупаемости новой энергоустановки мощностью 0,5 МВт

| Наименование | ед. изм | Величина |
|---|---|---|
| Количество энергоустановок | шт. | 1 |
| Электрическая мощность установки | тыс. кВт | 500 |
| Стоимость энергоустановки (базовая) в Грозном | тыс.руб. | 6 800,0 |
| Монтаж, обучение персонала, | тыс. руб. | 2 100,0 |
| Количество персонала | чел. | 3 |
| Моточасы в году (исключая 2 недели на сервисное обслуживание) | ч/год | 8 000 |
| Годовая выработка электроэнергии | тыс. кВт•ч | 3200,0 |
| Расчетные величины | | |
| Годовые расходы на эксплуатацию | тыс.руб./год | 2400,0 |
| Среднегодовые затраты на сервисное обслуживание (стоимость расх. материалов, зап. частей, инструментов для всех степеней тех. обслуживания, включая кап. ремонт) | тыс.руб./год | 1600,0 |
| зарплата обслуживающего персонала | тыс. руб./год | 900,0 |
| Всего расходы за год эксплуатации | тыс. руб. | 11 300,0 |
| Всего выработки электроэнергии в год | тыс. кВт•ч | 3 200,0 |
| Тариф на электроэнергию (без НДС) | руб./кВт•ч | 2,70 |
| Годовые затраты на приобретение эквивалентного кол-ва электроэнергии по тарифам ОАО"Нурэнерго": | тыс.руб./год | 8 640,0 |
| Срок окупаемости | лет | 1,3 |

С учетом изменяющих рыночных отношений возможны незначительные изменения в стоимости оборудования и услуг по сравнению с табл. 1.

Поскольку детандерные установки являются источниками чистой энергии, расчет экологического результата от их внедрения, выраженный Единицах Сокращения Выброса (ЕСВ) Парниковых Газов (ПГ) и измеряемый в условных тоннах $CO_2$ эквивалента, подсчитывается по простой зависимости [3]:

1 Мегаватт•час чистой энергии = 0,68 условной тонны $CO_2$.

Таким образом, при эксплуатации детандера мощностью 1 мегаватт, в год образуется ЕСВ в размере около 6,5 тысяч условных тонн $CO_2$.

## 2. Использование теплоты отходящих газов из печей отжига и клинкера

Технология производства Чири-юртовского цементного завода ведется по «мокрой» технологии т. е. с использованием влажного сырья. Наиболее энергоемкими являются мельницы размола (электроэнергия) и печи обжига [8, 9].

Наиболее целесообразно в качестве ВЭР при производстве клинкера использовать тепловые потери с уходящими газами из печей обжига

(рис. 3). Целесообразность и эффективность использования уходящих газов в качестве ВЭР определяется тепловой мощностью энергоисточника (в нашем случае продуктов горения углеводородного газа), непрерывностью выдачи теплоты и температурным уровнем, т.е. отношением $(T-T_0)/T$, где T- абсолютная температура отхода тепла, $T_0$- абсолютная температура окружающей среды. Чем ближе эта величина к единице, тем целесообразнее внедрение технологии ВЭР (рис. 4).

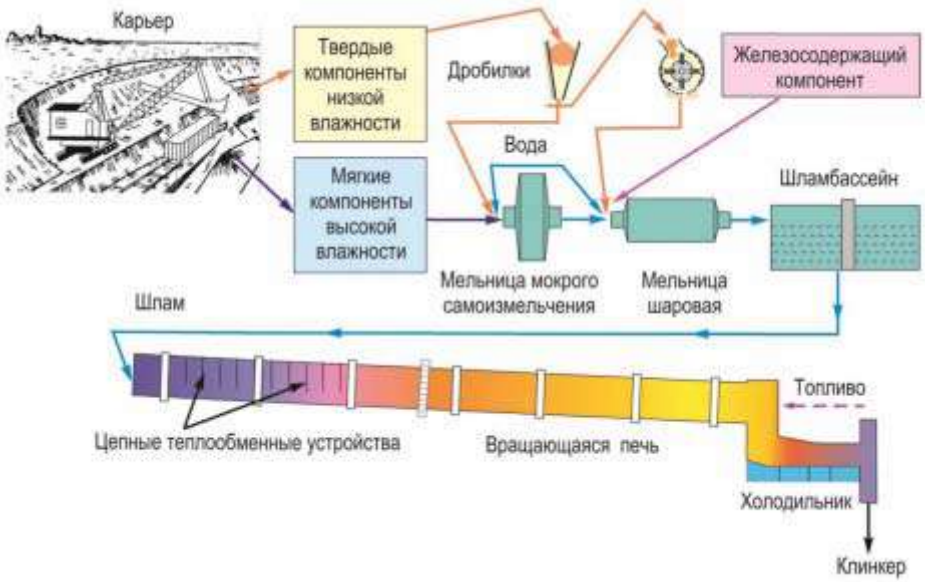



Рис. 3 – Технологическая схема «мокрого» способа производства цемента [9].

Теплосодержание отработавших в технологическом процессе газов определяется выражением:

$$H = V \cdot c_{см} \cdot t, \text{ кДж/сек} \qquad (3)$$

где

V – объемный расход газов, $м^3$/сек.,

$c_{см}$ – средняя теплоемкость смеси газов,

t - температура газов.

Для утилизации тепла обычно используются котлы–утилизаторы (КУ), а для выработки электроэнергии, в нашем случае, наиболее эффективными являются паротурбинные установки (рис. 5), имеющие КПД 60-65% [8, 10].

Общее теплосодержание отходящих газов при: V=15000 $м^3$/ час, температурой на выходе t=500-550$^0$C, средняя плотность основных компонент газа $CO_2$, $H_2O$,$N_2$, $O_2$ , - 1,27 кДж/(кг·К); составляет величину – $(7,9\text{-}8,3)\cdot 10^6$ кДж/кг [10, 11]. Соответственно, техническая мощность выработки электроэнергии с учетом КПД установки составит ~2,8-3.0 МВт•ч. Для уточнения технических параметров необходимо провести обследования физико-технических характеристик отходящих газов.

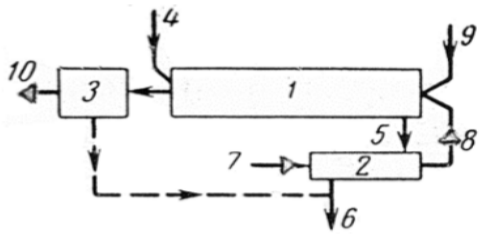



Рис. 4 – Схема теплоиспользования отходящих газов при обжиге клинкера. Усл. обозначения: 1-барабанная вращающаяся печь, 2-холодильник клинкера, 3-очистка газов, 4-подача сырья, 5-горячий клинкер, 6-охлажденный клинкер, 7-холодный воздух, 8-горячий воздух, 9- топливо, 10-уходящие газы.

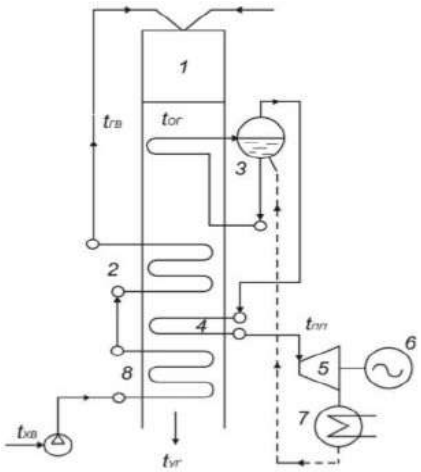



Рис. 5 – Схема паротурбинной установки на теплоте отходящих газов. Усл. обозначения: 1-рабочая камера, 2-горячая ступень рекуператора. 3-котел-утилизатор, 4-котел перегреватель, 5-турбина, 6-электро-генереатор, 7-конденсатор, 8-нижняя ступень рекуператора.

Данная технология является известной и широко применяется. К примеру, в России выпускаются котлы-утилизаторы на различные параметры отходящих газов с производительностью от 7 до 40 тонн пара в час с давлением острого пара 3-4 Мпа [8].

Использование выделяющейся тепловой энергии только печей обжига позволяет получить до 4-6 МВт•ч электроэнергии. Стоимость мини теплоэлектростанции полного цикла в среднем находится в пределах 50-80 млн рублей на 1 МВт генерируемой мощности и зависит рыночной стоимости оборудования и строительно-монтажных работ.

**3. Использование теплоты обожженного клинкера.**

При производстве клинкера из вращающихся печей непрерывно подается клинкер с температурой 800÷1100$^0$С, который затем резко охлаждается. В последующем холодильнике, например, циклонного барабана, нагревается противопоточно дутьевой воздух, который в последующем также может быть использован в виде теплоносителя.

**4. Рекуперация потенциальной энергии при доставке исходного сырья**

По технологии производственного цикла доставка исходного сырья осуществляется от Черногорского месторождения известняков, которое расположено в 8-10 км от производственных площадей (рис. 6). Транспортировка осуществляется в два этапа: первый – спуск по трубе с вы-

соты 720 м. над уровнем моря до 400 м.; второй этап – доставка до территории завода большегрузным автомобильным транспортом. Среднегодовая добыча (спускаемого) сырья составляет 1,8 млн тонн.

Дополнительная энергия может быть обеспечена путем рекуперации потенциальной энергии перемещаемого вниз сырья и в этом случае можно использовать рекуперацию кинетической энергии транспортного средства в электрическую [12]. При торможении электрическая энергия вырабатывается двигателем-генератором, либо за счёт потенциальной энергии при движении транспорта под уклон с постоянной скоростью, либо за счёт кинетической энергии при замедлении движущейся системы и затем отдается в сеть.

Рекуперативное торможение применяется, например, в железнодорожном электрическом транспорте – электропоездах, где при торможении электродвигатели начинают работать как электрогенераторы, а вырабатываемая электроэнергия передается через контактную сеть в общую энергосистему через тяговые подстанции.

Рис. 6 – Общий вид «рудоспуска» с Черногорского карьера.

Механизмы непрерывного транспорта широко применяются в различных отраслях промышленности при транспортировке руды, топлива, сырья, деталей машин и т. п. Наиболее распространенными механизмами непрерывного транспорта являются конвейеры различных типов, конструкция которых определяется характером перемещаемых грузов, массой и скоростью движения а также грузовыми канатными дорогами. Наиболее целесообразно использование канатных дорог на горных разработках, когда трасса имеет значительный уклон до 45 градусов и грузы

необходимо спускать (для конвейера наклон на подъем – спуск составляет ~20 градусов) [13].

В этом случае приводные двигатели работают главным образом в режиме рекуперативного торможения, не потребляя энергии, а отдавая ее в сеть.

Потенциальный ресурс спускаемого по трубе груза – сырья обладает энергий:

$$E = m \cdot g \cdot \Delta h; \quad (4)$$

где m - масса груза, 1800 тыс. тонн в год,

g - гравитационная постоянная, 9,81м/с$^2$,

$\Delta h$ - перепад высот, 350 м.

Расчеты показывают, что технический ресурс использования ВЭР канатной дороги при КПД 30% составляет порядка 5-6 МВт•ч электрической мощности, при использовании короткозамкнутых асинхронных двигателей с мощностями до 160-200 кВт.

**Заключение**

В настоящее время Чири-юртовский цементный завод (работает с 1972 г.) является старейшим в цементной отрасли, и многие технологии производства являются энергозатратными. Выполненный анализ существующих энергетических потоков в технологической цепочке, определил основные направления внедрения ряда мероприятий по использованию вторичных энергоресурсов. Наиболее значительными из них являются: использование энергии дросселирования применяемого природного газа; использование тепловой энергии отходящих газов при обжиге и тепла самого клинкера и рекуперацию кинетической энергии доставляемого сырья при торможении в электрическую.

Внедрение предложенных технологических решений позволит получить, после уточнения технологических и соответственно технико-экономических показателей, дополнительную энергию не менее 10–12 МВт•ч электрической мощности, что позволит значительно уменьшить энергозатратность производства, способствовать улучшению экологической обстановки за счет сокращения выбросов углекислого газа и тепла в атмосферу.

**Литература**

1. Федеральный закон "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" от 23.11.2009. № 261-ФЗ.
2. Энергосбережение. Основные положения. ГОСТ Р 51387-99. М. Росгосстандарт, 2000.
3. The Commission decision of March 26, 2013 on establishment of the conclusions of the best available methods (BAT) according to the Directive 2010/75/EU of the European parliament and Council for industrial issue for production of cement, lime and a magnesium 288 oxide (2013/163/EU) //

Official Journal of the European Union. 2013. Vol. 56. № 9, April 2013. pp. 1-49.
4. Куличихин В.В. Современное состояние применения турбодетандеров на газопотребляющих промышленных объектах // Новости теплоснабжения» №10 (122) 2010, http://www.ntsn.ru/
5. Мальханов В.П. Турбодетандерные агрегаты в системах подготовки и распределения природного газа. М.: Нефть и газ, 2004, 226 с.
6. Агабабов В.С., Корягин А.В. Определение энергетической эффективности использования детандер-генераторного агрегата в системах газоснабжения // Теплоэнергетика. 2002, № 12, с. 35-38.
7. Результаты испытаний ДГА на ТЭЦ-21 / В.С. Агабабов, Г.В. Агабабов, Ю.Л. Гуськов, В.В. Кудрявый и др. // Вестник МЭИ. №22, 2000. с. 16-20.
8. Высоцкий Е. В. Оценка энергоэффективности российских цементных производств. Перспективы отрасли: вывод из эксплуатации мощностей в 1990-2014 гг., ввод новых мощностей в 2008-2014 гг. // Материалы конференции CemEnergy. 2014, с. 6-8.
9. Производство цемента. Информационно-технический справочник. ИТС 6-2015.М.: Бюро НТД, 2015. 293 с.
10. Уваров В.А., Староверов С.В., Феоктистов А.Ю., Юдин А.И. Методики расчета количества тепла в уходящих газах // Международный научно-исследовательский журнал. 2015. Выпуск: №8 (39). Часть 2. с. 89-91. DOI: 10.18454/IRJ.2227-6017.
11. Теплофизические свойства технически важных газов при высоких температурах и давлениях: Справочник / В.Н. Зубарев, А.Д. Козлов, В.М. Кузнецов и др. М.: Энергоатомиздат, 1989. 232 с.
12. Пособие по проектированию канатно-подвесного транспорта (к СНиП 2.05.07-85) / Промтрансниипроект. М.: Стройиздат, 1988. 40 с.
13. Земсков А.Н., Полетаев И.Г. Развитие высокопроизводительных транспортных систем на базе грузовых подвесных канатных дорог /Горная механика: СИПР, Беларусь, Солигорск, 2003, № 2, с. 3–13. Источник: https://mining-media.ru/ru/article/transport/1408-perspektivy-ispolzovaniya-gruzovykh-podvesnykh-kanatnykh-dorog.

УДК 621.311

# ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ КАЛИНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ В УСЛОВИЯХ ЕЕ ИЗОЛИРОВАННОЙ РАБОТЫ

Герасимов А.С., Лисицын* А.А., Крицкий В.А.,
Павлушко С.А., Жуков А.В., Сацук Е.И.

**Аннотация**

Рассматриваются вопросы развития технологий противоаварийного и режимного управления изолированно работающими энергосистемами. Описаны разработанный и внедренный в энергосистеме Калининградской области комплекс противоаварийной автоматики, а также разработанные и внедренные в энергосистеме Калининградской области системы автоматического вторичного и третичного регулирования частоты.

**Ключевые слова**: энергосистема, надёжность, противоаварийное управление, регулирование частоты.

## Введение

В июле 2009 года правительства балтийских стран (Дания, Германия, Эстония, Латвия, Литва, Польша, Финляндия, Швеция, а также Норвегия в качестве наблюдателя) и Европейская Комиссия подписали Меморандум о взаимопонимании по реализации Плана интеграции Балтийского энергетического рынка с общеевропейским энергетическим рынком. По сути реализация Плана предполагала строительство общей электросетевой инфраструктуры и использование единых рыночных платформ.

По итогам подписания Меморандума о взаимопонимании, все инфраструктурные электросетевые объекты, необходимые для интеграции энергосистем стран Балтии и общеевропейского рынка электроэнергии вошли в общеевропейский 10-летний План развития электрической сети TYNDP-2010, который является основным документом, определяющим развитие сетевой инфраструктуры трансевропейской энергосистемы ENTSO-E.

Протоколом 9-й встречи руководителей Сторон Соглашения БРЭЛЛ 25-26 марта 2010 года впервые было зафиксировано желание Операторов передающей сети стран Балтии начать процесс исследования синхронизации энергосистем Балтии с энергосистемами Европы. Таким образом, к концу 2010 года, стали очевидны намерения государств Балтии в относительно краткосрочной перспективе прекратить синхронное соединение своих энергосистем с энергосистемами России и Беларуси.

* * АО «Научно-технический центр Единой энергетической системы Противоаварийное управление», г. Санкт-Петербург, Россия, lisitsyn@ntcees.ru

Начиная с 2011 г. системными операторами Литвы, Латвии и Эстонии совместно с ENTSO-E выполняются исследования и разрабатываются проектные решения по интеграции энергосистем стран Балтии с энергообъединением европейских стран. Полный отказ энергосистем стран Балтии от синхронного режима работы с Единой энергетической системой России (ЕЭС России) планируется к 2025 г. – к этому времени Литва закончит реализацию проекта по строительству электропередачи переменного тока 400 кВ Алитус – Эльк (Польша), а также строительство электропередачи постоянного тока в Швецию.

Энергосистема Калининградской области не имеет прямых электрических связей с ЕЭС России. Связь с ЕЭС России осуществляется через энергосистемы, входящие в электрическое кольцо БРЭЛЛ, – сеть 330 кВ и 110 кВ энергосистем Литвы, Латвии, Эстонии, входящих в Евросоюз, и Республики Беларусь. Выход энергосистем Литвы, Латвии и Эстонии из соглашения о параллельной работе БРЭЛЛ и их отказ от параллельной работы с ЕЭС России и переход на параллельную работу с энергосистемой Европы приведет к разрыву электрических связей энергосистемы Калининградской области с энергосистемой Литвы и, соответственно, к переходу этой энергосистемы в режим изолированной работы.

**Противоаварийное управление изолированных энергосистем (ЭС)**

Обеспечение надежности параллельной работы, устойчивоспособности изолированно работающих, сравнительно небольших по уровню потребления электроэнергии энергосистем, таких как энергосистема Калининградской области, имеет ряд особенностей, связанных, прежде всего, с процессами режимного регулирования частоты и перетоков мощности, а также с процессами, протекающими при возникновении различных нарушений в ее работе.

Изменение режимных параметров в такой энергосистеме вследствие возникающих в условиях эксплуатации нормативных и ненормативных аварийных небалансов активной и реактивной мощности в условиях отсутствия взаимопомощи от смежных энергосистем происходят гораздо интенсивнее. Соответственно, к системам режимного и противоаварийного управления в изолированно работающей энергосистеме предъявляются особые требования, связанные с необходимостью обеспечения нахождения параметров электрического режима в диапазоне допустимых значений.

Как правило, основной задачей противоаварийного управления (ПАУ) в крупных энергообъединениях, соединённых между собою мощными электрическими связями и обладающими достаточным количеством первичного и вторичного резерва активной мощности, является предотвращение нарушения устойчивости параллельной работы отдельных частей ЭС и обеспечение нормативных коэффициентов запаса по

устойчивости. Существенное изменение частоты переменного напряжения в таких ЭС может возникать только при аварийном отключении особо крупных энергоблоков или электростанций в условиях пониженных уровней частоты в доаварийном режиме, а также в результате наложения аварийных возмущений, приводящих к нарушению устойчивости параллельной работы в случае отказа или неправильной работы устройств автоматического предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). При этом, пусковыми факторами автоматики предотвращения нарушения устойчивости являются отключения линий электропередачи, а основные управляющие воздействия направлены на отключение генерации.

В отличие от крупных ЭС, изолированные энергосистемы сравнительно небольшой мощности, в первую очередь, наиболее чувствительны к изменениям балансов активной мощности, вызванными аварийными отключениями генераторов ($\Delta P_{НБ}$). Последствиями возникновения таких небалансов могут являться недопустимые изменения частоты переменного напряжения (кратковременные или длительные), приводящие, ввиду определенных технологических особенностей первичных двигателей, к дополнительному отключению генераторов электростанций и возникновению лавины частоты. Данное обстоятельство может быть обусловлено как соизмеримостью мощностей аварийно отключаемых энергоблоков или электростанций с суммарной мощностью самих изолированных ЭС, так и относительно небольшими значениями эквивалентных инерционных постоянных времени таких энергетических систем.

Достаточно долгое время в изолированных энергосистемах России задача ПАУ, связанная с предотвращением возникновения недопустимого снижения частоты при недостаточных объёмах или скорости реализации резервов активной мощности, решалась за счёт применения устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), действующих в процессе развития частотной аварии с заданной выдержкой времени и уставкой срабатывания по частоте на отключение потребителей. Решение рассматриваемой задачи ПАУ путём использования исключительно устройств АЧР было вполне оправдано ввиду фактического отсутствия в изолированных ЭС России газотурбинных и парогазовых установок (ГТУ и ПГУ), активно внедряющихся в нашей стране последнее время.

Помимо различий между ГТ и «классическими» энергоблоками, связанными с различными технологическими ограничениями, например, ограничениями на длительную работу при пониженных частотах, опыт эксплуатации газовых турбин различных фирм-производителей свидетельствует об особенности работы технологических защит таких энергоблоков, приводящих зачастую к их отключению (или разгрузки до холостого хода) при значительных отклонениях частоты в ЭС. Наиболее яркими примерами таких отключений или разгрузок могут являться аварийные события в Калининградской энергосистеме в 2011, 2012 и 2013 г., а также авария, произошедшая в ЭС Великобритании 09.08.2019 г.

В 2018–2019 гг. был разработан алгоритм программно-технического

комплекса ПА (ПТК ПА), позволяющий оптимизировать решение рассматриваемой задачи ПАУ путём расчёта величины $\Delta P_{НБ}$ и оптимальных объёмов УВ в онлайн-режиме. Преимущества применения разработанного комплекса ПА, по сравнению с традиционными АЧР и дополнительной аварийной разгрузкой (ДАР), были показаны во время проведения испытаний по выделению на изолированную работу Калининградской энергосистемы в мае 2019 г.

Основной сложностью при разработке алгоритма ПТК ПА являлось определения коэффициента регулирующего эффекта генерации по частоте $k_г$ для текущей величины резерва активной мощности в изолированной ЭС. В общем случае, значение коэффициента $k_г$ определяется достаточно большой совокупностью факторов, таких как: состав генераторов электростанций, схемно-балансовая ситуация, наличие вращающегося резерва, положение рабочей точки регуляторов частоты вращения в зоне нечувствительности и др., – и может варьироваться в весьма широких пределах при одном и том же потреблении энергосистемы (от 0 при отсутствии первичного резерва до значения 25 и более).

Для проведения оценки погрешности выбора объёма УВ ПТК ПА при различных значениях $k_г$ во время проведения испытаний 22 мая 2019 года в 15:00 по местному времени в комплексе ПТК ПА изменялись величины рассматриваемой уставки от значения 11,5, определенного для зимних режимов работы ЭС с минимальным количеством вращающегося резерва, до значения 26,25, характерного для состава генераторов Калининградской ЭС во время проведения испытаний. Сравнительный анализ объёмов УВ, рассчитанных ПТК ПА во время проведения испытаний до и после смены уставок срабатывания $k_г$, приведён в табл.1.

Таблица 1. Сравнительный анализ объёмов УВ, рассчитанных ПТК ПА во время проведения испытаний, до и после смены уставок срабатывания $k_г$

| Время (Калининград) | Аварийный процесс | $P_{потр}$, МВт | $\Delta P_{НБ}$, МВт | УВ ПТК ПА, МВт | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | $\Delta f$, Гц * | | |
| | | | | 0,2 | 0,4 | 0,6 |
| 14:05 ($k_г$ = 11,5) | Откл. ПГУ КТЭЦ-2 | 4 83,2 | 135,713 | 96,643 | 63,764 | 32,879 |
| | Откл. ПГУ2, 4 ПрегТЭС | | 103,08 | 63,764 | 32,879 | 0 |
| 15:05 ($k_г$ = 26,25) | Откл. ПГУ КТЭЦ-2 | 481,2 | 135,162 | 46,826 | 0 | 0 |
| | Откл. ПГУ2, 4 ПрегТЭС | | 92,541 | 0 | 0 | 0 |
| Разница в загрузке энергоблоков до и после смены уставок $k_г$, МВт | Откл. ПГУ КТЭЦ-2 | | | 0,551 | | |
| | Откл. ПГУ2, 4 ПрегТЭС | | | 10,539 | | |
| Разница в объёмах УВ, рассчитанных ПТК ПА до и после смены уставок $k_г$, МВт | Откл. ПГУ КТЭЦ-2 | | | 49,817 | 63,764 | 32,879 |
| | Откл. ПГУ2, 4 ПрегТЭС | | | 63,764 | 32,879 | 0 |
| Разница в потреблении до и после смены уставок $k_г$, МВт | 2,0 | | | | | |

* Уставка срабатывания ПТК ПА по частоте в послеаварийном режиме.

Из табл. 1 видно, что при фиксированном значении уставки ПТК ПА $k_г$ погрешность выбора УВ в Калининградской ЭС может составлять от 30 до 60 МВт (6÷13% от текущего значения потребления).

С целью оптимизации расчётов объёмов УВ алгоритм ПТК ПА был дополнен автоматическим расчётом уставки $k_г$ с учётом величины вращающегося резерва на основании выражения (1) и логического условия (2), характеризующего отсутствие резерва активной мощности на *i*-м энергоблоке и неучастие его в первичном регулировании частоты.

$$\left.\begin{aligned} k_г &= K'_{гf} \cdot \rho \cdot f(\rho) \cdot \sum P_{т_i\,ном} + K_{нf} \cdot \sum P_н; \\ K'_{гf} &= \frac{\sum_1^n \left(K_{г_i f} \cdot P_{г_i\,ном.\,t}\right)}{\sum_1^n P_{г_i\,ном.\,t}}; \\ \rho &= \frac{\sum_1^n P_{г_i\,ном.\,t}}{\sum P_н}; \\ f(\rho) &= \left(1 - \frac{1}{\rho}\right)^{\frac{1}{r}}. \end{aligned}\right\}, \qquad (1)$$

$$\text{если } \frac{P_{г_i}}{P_{г_i\,ном.t}} = 1, \text{ то } K_{г_i f} = 0, \qquad (2)$$

где $K'_{гf}$ – крутизна статической характеристики автоматического регулятора частоты вращения эквивалентного генератора;

$\rho$ – коэффициент резерва;

$f(\rho)$ – функция аппроксимации экспериментальных или расчётных данных об изменениях частоты переменного напряжения при аварийном отключении энергоблоков при различных величинах $\rho$;

$\sum P_{m_i\,ном}$ – сумма номинальных мощностей турбинного оборудования, участвующего в первичном регулирования частоты, МВт;

$K_{нf}$ – регулирующий эффект нагрузки по частоте;

$\sum P_н$ – сумма мощностей нагрузочных узлов ЭЭС, МВт;

$K_{г_i f}$ – паспортное значение крутизны статической характеристики автоматического регулятора частоты вращения *i*-го энергоблока;

$P_{г_i\,ном.\,t}$ – номинальная мощность *i*-го энергоблока для текущей температуры наружного воздуха, МВт.

*r* – показатель степени функции аппроксимации экспериментальных или расчётных данных об изменениях частоты переменного напряжения при аварийном отключении энергоблоков при различных величинах ρ;

$P_{г_i}$ – текущая мощность *i*-го энергоблока, МВт.

Принятое решение позволило обеспечить корректный выбор объемов отключения нагрузки при аварийном отключении энергоблоков в изолированно работающей Калининградской энергосистеме, и таким образом обеспечить устойчивый переход к послеаварийному режиму без рисков возникновения неконтролируемого снижения частоты.

**Регулирование частоты в изолированно работающей энергосистеме**

Помимо оригинальных решений по организации системы противоаварийного управления энергосистемой, определяющихся особенностями функционирования Калининградской энергосистемы, были разработаны специальные решения по автоматическим системам регулирования частоты и мощности.

Особые требования к автоматическим системам регулирования частоты и мощности в энергосистеме Калининградской области определяются тем же фактором, что и требования к противоаварийному управлению – существенным влиянием на надежность работы энергосистемы аварийных возмущений, связанных с возникновением небалансов активной мощности.

Процесс регулирования частоты в Калининградской энергосистеме был организован по принципу ведущей электростанции, который упрощённо можно описать следующим образом. В момент возникновения в энергосистеме небаланса активной мощности изменение нагрузки генераторов распределяется между агрегатами всех электростанций обратно пропорционально электрическому сопротивлению электрической сети от места возникновения небаланса до конкретных источников генерации. Доля небаланса, приходящегося на каждый генератор в энергосистеме, приводит к торможению или ускорению вращения ротора соответствующего агрегата. Далее вступают в действие системы регулирования энергоблоков, распределяя возникший небаланс мощности по закону статических характеристик этих регуляторов. На третьем этапе вступает в действие ведущая электростанция и восстанавливает частоту до уровня 50 Гц. При этом все другие электростанции возвращаются к своему заданному значению активной мощности. Таким образом осуществляется первичное и вторичное регулирования частоты.

Автоматическое регулирование частоты и активной мощности в энергосистеме Калининградской области осуществляется средствами разработанных и реализованных на Маяковской, Талаховской и Прегольской газотурбинных тепловых электростанциях систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (САРЧМ), включающих в себя:

- на Маяковской и Талаховской ТЭС – общестанционные системы САРЧМ, которые предусматривают возможность работы в режиме регулирования активной мощности электростанций с коррекцией по частоте (регулирование со статизмом) или в режиме астатического регулирования частоты в изолированно работающей энергосистеме путём изменения уставок по активной мощности систем автоматического регулирования газотурбинных установок энергоблоков электростанций;
- на Прегольской ТЭС – общеблочные САРЧМ на каждой из имеющихся на электростанции четырёх парогазовых энергоблоков, которые также предусматривают возможность работы в режиме регулирования активной мощности электростанции с коррекцией по частоте или в режиме

астатического регулирования частоты в изолированно работающей энергосистеме.

Для проверки корректности предложенных технических решений по организации первичного и вторичного регулирования частоты и мощности в энергосистеме Калининградской области в период 2014–2018 гг. была проведена серия экспериментов по анализу работы систем регулирования частоты и мощности в условиях изолированной работы энергосистемы. Проведённые эксперименты подтвердили эффективность предложенных технических решений. В 2019 г. в энергосистеме Калининградской области прошли успешные испытания, в ходе которых энергосистема Калининградской области работала изолировано от ЕЭС России в течение трёх суток. В ходе испытаний вторичное регулирования частоты в энергосистеме осуществляли поочередно Прегольская, Маяковская и Талаховская ТЭС. Испытания были завершены в плановом порядке и признаны успешными. Испытания подтвердили возможность автоматического первичного и вторичного регулирования частоты электростанциями энергосистемы Калининградской области при её работе в изолированном от ЕЭС России режиме.

Еще одной особенностью регулирования частоты в небольших изолированно работающих энергосистемах является необходимость поддержания на электростанциях энергосистемы резервов первичного и вторичного регулирования. В целях восстановления резервов первичного и вторичного регулирования целесообразно применение третичного регулирования активной мощности (третичного регулирования).

В настоящее время в ЕЭС России третичное регулирование осуществляется вручную оперативным персоналом диспетчерских центров Системного оператора. В случае выделения энергосистемы Калининградской области на изолированную от ЕЭС России работу задача как можно более быстрого и эффективного восстановления резервов первичного и вторичного регулирования частоты и, соответственно, исключения возможных аварийных ситуаций, связанных с недостаточностью регулировочного диапазона энергоблоков, участвующих в первичном и вторичном регулировании частоты, становится существенно значимой для обеспечения надёжной работы энергосистемы. Поэтому возникла необходимость разработки и реализации в энергосистеме Калининградской области системы автоматического третичного регулирования, решающей задачи восстановления резервов регулирования (определения необходимых объёмов первичного и вторичного резервов мощности и их размещения на электростанциях) в автоматическом режиме в реальном времени. Система автоматического третичного регулирования решает следующие задачи:

- восстановление и поддержание необходимой величины резерва первичного регулирования на энергоблоках электростанций;

• определение электростанции осуществляющей вторичное регулирование частоты в энергосистеме в зависимости от имеющихся в данный момент резервов мощности;

• восстановление и поддержание необходимой величины резервов первичного и вторичного регулирования на электростанциях путём:

• автоматического изменения планового задания активной мощности энергоблоков;

• автоматического пуска энергоблоков, назначенных в качестве резервных, или отключения энергоблоков, переводя их в резервные;

• оптимизация распределения резервов регулирования по электростанциям.

Система автоматического третичного регулирования энергосистемы Калининградской области разработана как управляющий комплекс, функционирующий в режиме реального времени в среде ОИК Филиала АО «СО ЕЭС» Балтийское РДУ. Информацию о текущем режиме работы энергосистемы Калининградской области комплекс получает непосредственно из ОИК, а информацию о текущей загрузке энергоблоков, заданиях их плановой мощности, а также о величинах фактических резервов первичного и вторичного регулирования, размещённых на энергоблоках, комплекс получает непосредственно из АСУТП электростанций.

Система автоматического третичного регулирования Калининградской энергосистемы разработана таким образом, чтобы обеспечивать восстановление резервов первичного и вторичного регулирования за время порядка 15–20 мин, при этом резерв третичного регулирования составляют энергоблоки, находящиеся во вращающемся резерве. Рассматривается вопрос о возможности реализации в системе автоматического третичного регулирования функции автоматического пуска энергоблоков, которые могут быть запущены и синхронизированы с электрической сетью за время, не превышающее 40 мин. Реализация такой функции позволит более полно реализовывать резервы третичного регулирования, имеющиеся в энергосистеме.

Выдача заданий на изменение плановых мощностей энергоблоков, а также на пуск или останов энергоблоков осуществляется через АСУТП электростанций или энергоблоков, которые также осуществляют обратную связь с управляющим комплексом для передачи информации о выполнении соответствующего задания или о невозможности его выполнения по какой-либо причине.

Необходимо отметить, что инновационная система автоматического третичного регулирования активной мощности была разработана в России впервые. Опыт эксплуатации разработанной системы регулирования позволит уточнить и, возможно, улучшить уникальные технические решения, которые легли в основу разработки, а также выявит целесообразность тиражирования разработанных технических решений и внедрения подобных систем третичного регулирования частоты в других энергосистемах ЕЭС России.

УДК 621.311.1

# РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ МОДЕЛИ ИНТЕГРИРОВАННОЙ МУЛЬТИЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОНЦЕПЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХАБА[1]

Воропай[*,**]Н.И., Герасимов[**]Д.О., Сердюкова[*,**]Е.В., Суслов[**]К.В.

**Аннотация**

Трансформация систем энергетики под влиянием внутренних и внешних факторов приводит к существенному усилению технологической интеграции этих систем и созданию интегрированных мультиэнергетических систем. В статье рассмотрены проблемы моделирования интегрированных энергетических систем и предлагается подход к реализации имитационной модели средствами программной среды Matlab/Simulink с использованием концепции энергетического хаба.

**Ключевые слова:** интегрированная мультиэнергетическая система, энергетический хаб, имитационная модель.

## Введение

В последние десятилетия системы энергетики (электроэнергетические, теплоснабжающие, газоснабжающие, нефте-, нефтепродуктоснабжающие и др.) претерпевают радикальные трансформации их структуры и свойств под влиянием внутренних и внешних факторов. Одним из направлений такой трансформации является существенное усиление технологической интеграции этих систем и создание интегрированных мультиэнергетических систем. Например, если до последнего времени интеграция систем электро-, тепло- и газоснабжения в плане взаимозависимости их режимов и развития осуществлялась на ТЭЦ при потреблении газа в качестве топлива и выработке электроэнергии и тепла, то ситуация радикально изменилась после появления технологий и экономических механизмов их применения у потребителей в плане альтернативных возможностей использования ими разных технологий для одних и тех же целей – теплоснабжение от ТЭЦ либо электроотопление, электрические или

[1] Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №19-38-90198

[*] ФГБУН Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, г. Иркутск, Россия, e-mail: ukolovaekaterina@yandex.ru; voropai@isem.irk.ru

[**] ФГБОУ ВО Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Россия, e-mail: voropai@isem.irk.ru; gerasimovdo@mail.ru; ukolovaekaterina@yandex.ru; dr.souslov@yandex.ru

газовые печи у бытовых потребителей и др. Соответственно, взаимозависимыми оказываются также режимы электрических, тепловых и газовых сетей. Эффект технологической интеграции этих систем необходимо также рассматривать и при обосновании их развития [1, 2 и др.].

Под влиянием тенденций технологической интеграции систем энергоснабжения возникло понятие энергетического хаба [2, 3], под которым понимается интегрированный объект с множествами входов и выходов, которые представляют различные виды энергии, и с реализацией внутренних функций этого объекта по передаче, хранению и преобразованию различных видов энергии. При этом отмечается [4], что концепция энергетического хаба может применяться достаточно широко – от представления отдельного элемента, преобразующего несколько видов энергии, до здания или части города.

Тенденции усиления технологической интеграции систем энергоснабжения стимулировали активизацию исследований по моделированию интегрированных мультиэнергетических систем, исследованию и управлению их режимами и развитием. При этом развиваются два принципиально разных направления моделирования интегрированных мультиэнергетических систем: с использованием традиционных совместных взаимосвязанных математических моделей [5, 6 и др.] и на основе концепции энергетического хаба [7, 8 и др.].

В данной статье развиваются возможности моделирования интегрированных мультиэнергетических систем с использованием концепции энергетического хаба. Следующий раздел кратко представляет принципиальные положения этой концепции моделирования, формулирует достоинства и проблемные стороны ее реализации. Далее предлагаются направления развития рассматриваемого подхода с учетом возможностей программной среды Matlab/Simulink.

## Основные положения моделирования энергетического хаба

В [7, 9, 10] в общем виде представлена система линейных алгебраических уравнений преобразования одних видов энергии в другие, которая связывает входные переменные энергетического хаба с его выходными переменными. И те и другие переменные представляют различные виды энергии:

$$\begin{pmatrix} L_\alpha \\ L_\beta \\ \vdots \\ L_\gamma \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} C_{\alpha\alpha} & C_{\beta\alpha} & \cdots & C_{\gamma\alpha} \\ C_{\alpha\beta} & C_{\beta\beta} & \cdots & C_{\gamma\beta} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ C_{\alpha\gamma} & C_{\beta\gamma} & \cdots & C_{\gamma\gamma} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E_\alpha \\ E_\beta \\ \vdots \\ E_\gamma \end{pmatrix} \quad (1)$$

или

$$L = C \cdot E \quad (2)$$

Энергия на входном и выходном портах представлена вектор-столбцами $E = [E_a, E_\beta,..., E_y]$ и $L = [L_a, L_\beta,...,L_y]$, $C$ – матрица прямых связей, которая описывает преобразование видов энергии от входа к выходу. Каждый член матрицы связывает один конкретный вход с определенным выходом.

В случае решения обратной задачи вводится матрица обратных преобразований:

$$\begin{pmatrix} E_\alpha \\ \vdots \\ E_\gamma \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} d_{\alpha\alpha} \cdots d_{\gamma\alpha} \\ \vdots \ \ddots \ \vdots \\ d_{\alpha\gamma} \cdots d_{\gamma\gamma} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} L_\alpha \\ \vdots \\ L_\gamma \end{pmatrix} \tag{3}$$

Связь между коэффициентами обратных и прямых преобразований имеет однозначный вид:

$$d_{\beta\alpha} = \begin{cases} c_{\alpha\beta}^{-1} \ \ if \ \ c_{\alpha\beta} \neq 0 \\ 0 \ else \end{cases} \tag{4}$$

В случае $N$ выходных портов при одном входе энергия по каждому из выходных каналов распределяется в соответствии с выражением:

$$E_{im} = \sum_{n=1}^{N} D_{im} L_{in} \tag{5}$$

В выполненных до настоящего времени исследованиях, прежде всего в диссертациях [11, 12], представлены формализованные постановки конкретных задач интегрированных мультиэнергетических систем, методы и результаты их решения на основе линейных моделей энергетического хаба, основные положения формирования таких моделей изложены выше. Решались задачи расчета и оптимизации потокораспределения в интегрированных электрических, тепловых и газовых сетях, надежности энергоснабжения потребителей, оптимизации суточных режимов при их диспетчеризации, оптимизации развития интегрированных мультиэнергетических систем и ряд других [2, 4, 5, 7-10 и др.].

Проведенные исследования продемонстрировали возможности рассматриваемого подхода и в то же время выявили проблемы при его применении. Достоинством подхода является унификация описания функций энергетического хаба по отдельным каналам передачи, распределения, преобразования и накопления видов энергии. В то же время, даже для линейной модели энергетического хаба возникают проблемы определения коэффициентов матрицы преобразований. Реально эти коэффициенты часто зависят от выходных переменных, могут иметь сложную внутреннюю структуру, в том числе содержать нелинейности. Кроме того, представленные модели энергетического хаба позволяют решать лишь стационарные задачи исследований интегрированных мультиэнергетиче-

ских систем. Динамические задачи с использованием концепции энергетического хаба пока не рассматривались, хотя их актуальность не вызывает сомнений, это направление названо в [11] одним из приоритетных на будущее.

Следует отметить, что динамические задачи до сих пор практически не рассматривались и на основе использования традиционных математических моделей интегрированных энергетических систем. Одной из систематических попыток в этом направлении является работа [13], в которой используется математический аппарат теории сингулярных возмущений (малых параметров) для формализации представления различных энергетических систем, формирующих интегрированную мультиэнергетическую систему.

Изложенные проблемы моделирования энергетического хаба заставляют искать другие подходы к их решению. В следующих разделах приведены некоторые возможности в этом плане.

**Моделирование интегрированной мультиэнергетической системы средствами Matlab/Simulink**

В основу конструирования имитационной модели интегрированной мультиэнергетической системы заложены следующие базовые положения:

– имитационная модель интегрированной мультиэнергетической системы конструируется из моделей элементов в соответствии с топологией схем соединений (схем замещения) отдельных энергетических систем, с учетом их взаимосвязей в интегрированной системе;

– современные версии программной среды Matlab/Simulink имеют обширную библиотеку стандартных блоков для моделирования различных технических систем: электроэнергетических, гидравлических, пневматических и других. Эти блоки формализованы с использованием передаточных функций, они реализуют на этой основе модели элементов представляемых технических систем для исследований динамических процессов. Модели динамических элементов системы при соответствующих допущениях могут быть преобразованы в статические модели с целью исследования стационарных режимов интегрированной мультиэнергетической системы;

– библиотека моделей элементов в программной среде Matlab/ Simulink не содержит моделей элементов, преобразующих одни виды энергии в другие, а также имеющих несколько входов и/или выходов. К таким элементам относятся, например, ТЭЦ, на вход которой в качестве топлива подается газ, а на выходе получаются электроэнергия и тепло. На уровне потребителей подобные элементы интегрированной системы включают функцию преобразования видов энергии, например, электрической в тепловую при использовании электрообогревателей. Модели такого рода элементов разработаны дополнительно к библиотеке простых элементов

средствами Matlab/Simulink (в виде библиотеки дополнительных моделей) на основе концепции энергетического хаба. В этих моделях реализованы также функции хранения энергии и суммирования потоков энергии;

– два вида элементов-преобразователей энергии: изменяющие характеристики энергетического канала без преобразования одного вида энергии в другой (трансформаторы, теплообменные аппараты и др.); преобразующие один вид энергии в другой (электронагревательные устройства, газотурбинные установки и др.). Отдельные виды энергии интегрированной мультиэнергетической системы имеют различные единицы измерения. В качестве базовой единицы измерения принят джоуль – Дж (Вт·с). Блоки преобразования различных единиц измерения к базовой единице реализованы средствами программной среды Matlab/Simulink.

**Элементы технологии моделирования энергетического хаба**

На рис. 1 представлена обобщенная функциональная структура имитационной модели энергетического хаба, реализованной средствами Matlab/Simulink [14]. В этой структурной схеме представлены три канала энергоснабжения: 1 – электроэнергией, 2 – теплом, 3 – газом. Модель реализует функции трансформации, преобразования и хранения различных видов энергии, а также дополнительную функцию суммирования, смысл которой ясен из рис. 1.

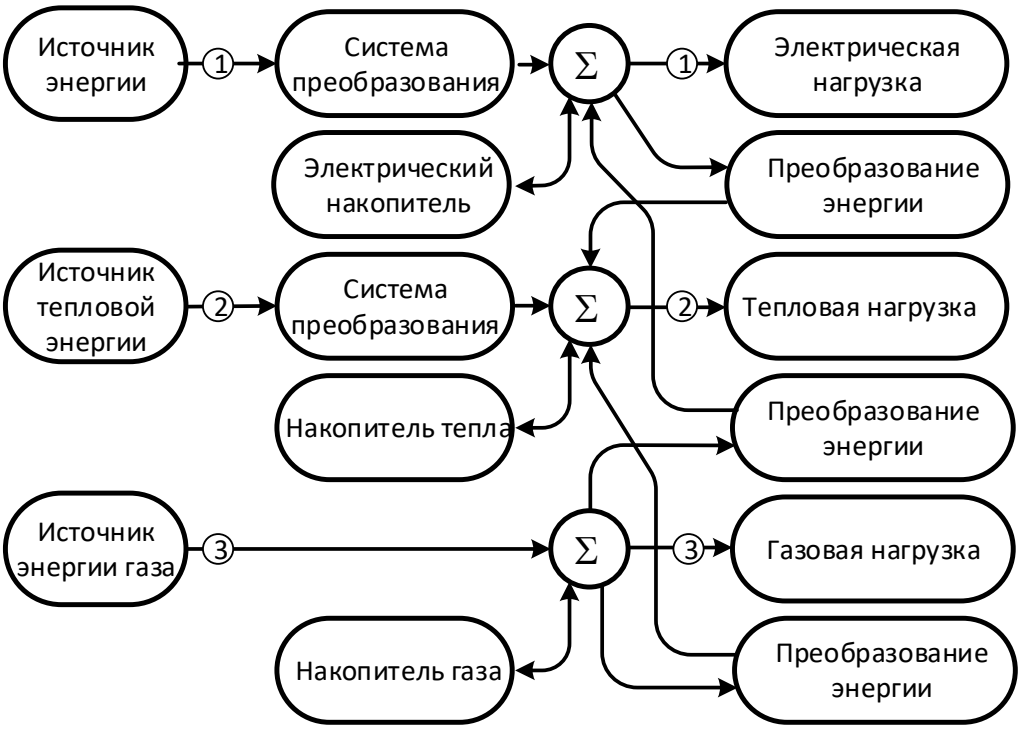



Рис. 1 – Обобщенная функциональная структура имитационной модели энергетического хаба (каналы: 1 – электроснабжения, 2 – теплоснабжения и 3-газоснабжения).

В качестве примера на рис. 2 представлена развернутая функциональная схема части обобщенной структуры имитационной модели энергетического хаба, относящаяся к каналу электроснабжения. Здесь 1, 6 –

блоки прямой и обратной трансформации переменных состояния; 2, 4 – блоки передачи электроэнергии; 3 – блок, моделирующий трансформаторную подстанцию; 5 – блок, моделирующий накопитель электроэнергии.

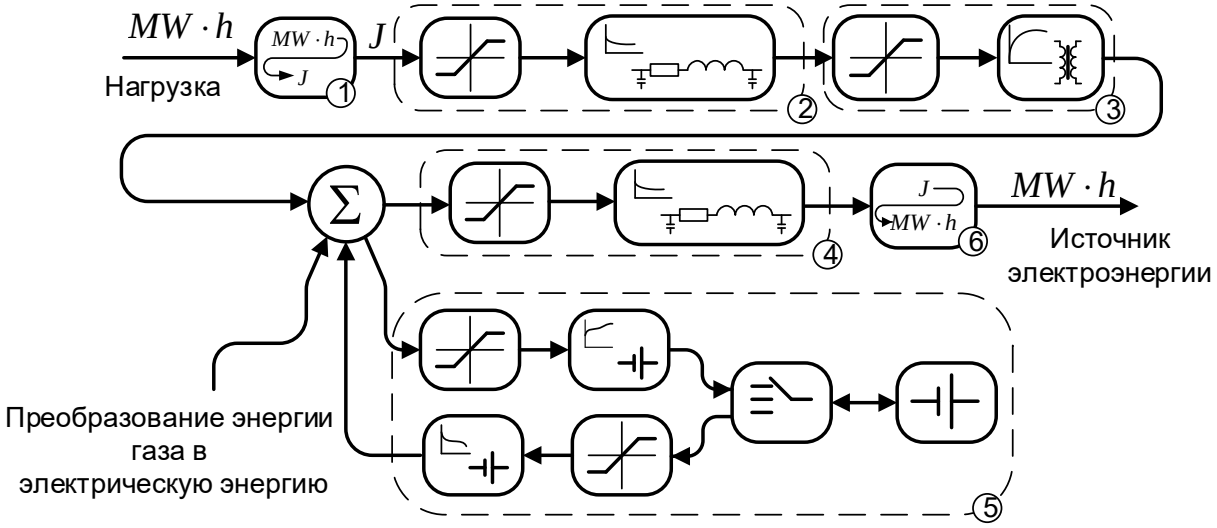



Рис. 2 – Функциональная схема канала электроснабжения имитационной модели энергетического хаба.

Данная функциональная схема канала электроснабжения учитывает особенности имитационного моделирования системы Simulink/MatLab. В частности, правила распространения и преобразования сигналов в данной системе имитационного моделирования.

**Реализация имитационной модели интегрированной мультиэнергетической системы**

Общий подход к конструированию имитационной модели интегрированной мультиэнергетической системы и решению различных задач с ее помощью может быть представлен следующим образом [14, 15].

а) Исходная информация об исследуемой интегрированной мультиэнергетической системе задается в виде матриц параметров связей электрической и трубопроводной сетей (их электрических и гидравлических сопротивлений) с привязкой этих связей к конкретным номерам узлов, а также векторов параметров узлов (нагрузки, генерация энергии, накопители энергии и т.д.).

б) Для формирования имитационной модели интегрированной системы используются две библиотеки моделей элементов: библиотека стандартных моделей, находящаяся в составе программной среды Matlab/Simulink, и библиотека специально разработанных дополнительных моделей.

в) Алгоритм конструирования имитационной модели интегрированной энергетической системы последовательно на основе анализа топологии каждой из энергетических систем, составляющих интегрированную

систему, выбирает, в зависимости от типа элемента, из библиотеки стандартных моделей либо из библиотеки дополнительных моделей требуемую модель этого элемента и пристыковывает ее к нужному узлу формируемой системы.

г) Разработанные дополнительные модели, содержащие несколько входов и несколько выходов, представляют генерирующие (питающие) узлы (ТЭЦ) или нагрузочные узлы, включающие взаимосвязанное потребление нескольких альтернативных видов энергии. Эти узлы связывают отдельные энергетические системы в единую интегрированную систему.

д) При решении некоторых задач требуется дополнительная к поименованной в п. а) информация. Для таких задач необходима соответствующая модификация сформированной имитационной модели.

На рис. 3 представлен пример совмещенной схемы по двум каналам энергоснабжения. Здесь черной линией обозначен канал тепловой сети, серой – канал электрической сети. Квадрат обозначает место хаба.

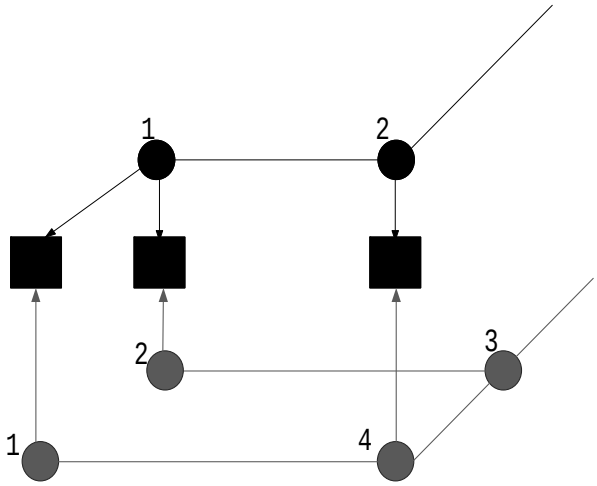



Рис. 3 – Совмещенная схема по двум каналам энергоснабжения.

Как видно из рис. 3, к одному потребителю поступает сразу два канала энергии. При использовании систем накопления и систем преобразования электрической энергии в тепловую в данных узлах совмещенной схемы для расчета режимов энергоснабжения целесообразно применить алгоритм расчетов, используемых в концепции энергетического хаба.

Моделирование электрической системы и системы теплоснабжения можно проводить типовыми моделями из библиотеки Simulink. Внутри энергетического хаба, исходя из вышеизложенной информации, применяются специально разработанные блоки. На рис. 4 приведена совмещенная схема систем энергоснабжения и энергетического хаба по двум каналам энергоснабжения.

Система энергоснабжения моделируется типовыми блоками, используемыми из базовой библиотеки Sim Power Systems.

Блоки *WEI, WS,* – потребление, накопление энергии по каналу электроснабжения и *WH* – потребление энергии по каналу теплоснабжения.

*KP1-KP4* – блоки, учитывающие коэффициент полезного действия преобразователя энергии. *WE-WH* – электрическая энергия, преобразуемая в тепловую.

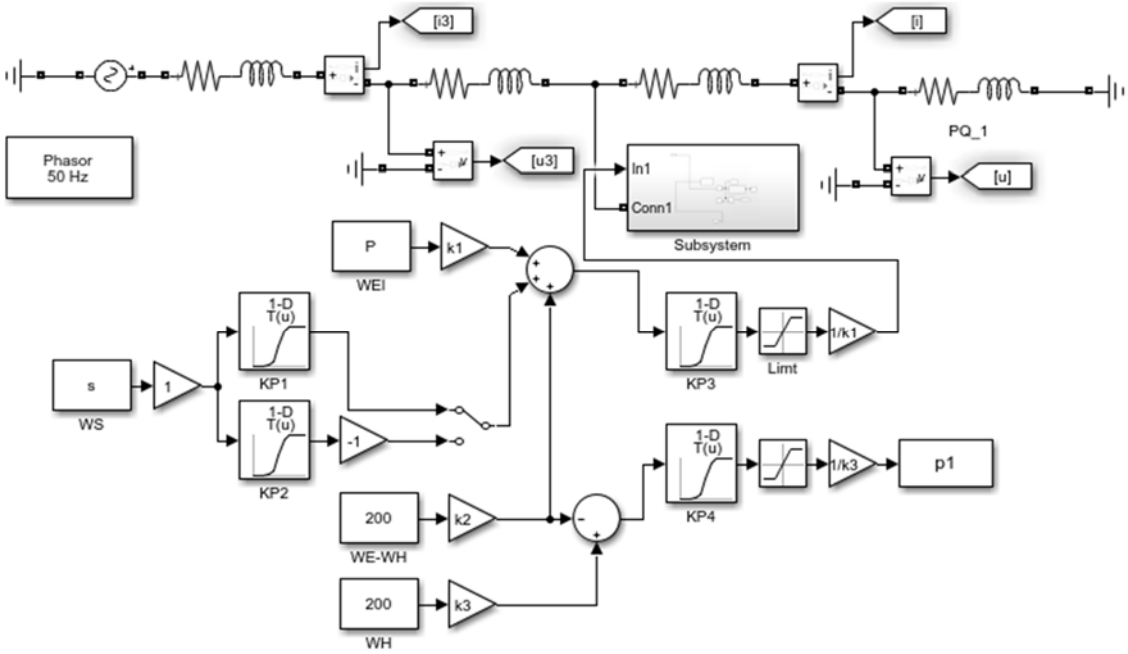



Рис. 4 – Реализация совмещенной схемы по двум каналам энергоснабжения в Simulink/Matlab.

Система MatLab имеет в своем составе объектно-ориентированный язык программирования, позволяющий автоматизировать создание сложных имитационных моделей энергетических систем по различным каналам энергоснабжения с учетом основных положений концепции энергетического хаба. На рис. 5 представлена упрощенная блок-схема алгоритма конструирования имитационной модели интегрированной мультиэнергетической системы с использованием изложенных выше положений на примере интегрированной системы электро- и теплоснабжения.

**Заключение**

Концепция энергетического хаба является достаточно конструктивным подходом для решения задач интегрированных мультиэнергетических систем, однако при ее реализации встречается ряд принципиальных трудностей. С целью преодоления этих трудностей авторами развивается альтернативный подход к конструированию имитационной модели интегрированной энергетической системы, основанный на использовании возможностей программной среды Matlab/Simulink. В статье обсуждаются основные принципы построения такой имитационной модели.

**Литература**

1. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия РАН. Энергетика, 2014, №1, с. 64 – 73.

2. Arnold M., Andersson G. Decomposed electricity and natural gas optimal power flow // 16th Power System Computation Conference, Glasgow, Scottland, UK, July 26 – 30, 2008, 6 p.

3. Geidl M., Koeppel G., Favre-Perrod P., Andersson G., e. a. Energy Hubs for the future: A powerfull approach for next-generation energy systems // IEEE Power and Energy Magazine, 2007, Vol. 5, No. 1, pp. 24 – 30.

4. Koeppel G., Andersson G. Reliability modeling of multi-carrier energy systems // Energy, 2009, Vol. 34, No. 3, pp. 235 – 244.

5. Chaudry M., Jenkins N., Strbac G. Multi-time period combined gas and electricity network optimization // Electric Power System Research, 2008, Vol. 78, No. 5, pp. 1265 – 1279.

6. Voropai N.I., Stennikov V.A., Barakhtenko E.A., e. a. A model for control of a steady-state of intelligent integrated energy system // Energy Systems Research, 2018, Vol. 1, No. 1, pp. 57 – 66.

7. Geidl M. Optimal power flow of multiple energy carriers // IEEE Transactions on Power Systems, 2007, Vol. 22, No. 1, pp. 145 – 155.

8. Almassalkhi M., Hiskens I. Optimization framework for the analysis of large-scale networks of energy hubs // 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden, August 22 – 26, 2011, 7 p.

9. Geidl M., Andersson G. Optimal coupling of energy infrastructures // 2007 IEEE Lausanne Power Tech, Lausanne, Switzerland, July 17 – 21, 2007, 6 p.

10. Zhang X., Shahidehpour M., Alabdulwahab A., Abusorrah A. Optimal expansion planning of energy hub with multiple energy infrastructures // IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, Vol. 6, No. 5, pp. 2302 – 2311.

11. Geidl M. Integrated modeling and optimization of multi-carrier energy systems / PhD Dissertation. Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, Switzerland, 2007, 125 p.

12. Koeppel G.A. Reliability considerations of future energy systems: Multi-carrier systems and the effect of energy storage / PhD Dissertation. Swiss Federal Institute of Technology, Zurich, Switzerland, 2007, 139 p.

13. Fu Shen, Ping Ju, Shahidehpour M., e. a. Singular perturbation for the dynamic modeling of integrated energy systems // IEEE Transactions on Power Systems, 2020, Vol. 35, No. 3, pp. 1718 – 1728.

14. Voropai N., Gerasimov D., Ukolova Ek., Suslov K., e. a. Simulation approach to integrated energy systems study based on energy hub concept // 2019 IEEE Power Tech, Milan, Italy, June 23 – 27, 2019, 5 p.

15. Voropai N.I., Gerasimov D.O., Serdyukova E.V., Suslov K.V. Designing simulation model of integrated multi-carrier energy system using energy hub concept // Methodological Problems of Large Energy Systems Reliability Study. Int. Conf. Proceedings. Kasan, Russia, September 21 – 25, 2020, Issue 2, pp. 333 – 342. (in Russian).

**УДК 621.778**

# ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ В УСЛОВИЯХ ЖАРКОГО КЛИМАТА

Пирматов* Н.Б., Мадрахимов** Д.Б., Иванова*** В.П., Цыпкина**** В.В.

**Аннотация**

Надежность кабельных линий в условиях жаркого климата определяется климатическим характеристикам кабелей и проводов, к которым относятся: длительная и кратковременная нагревостойкость, холодостойкость, влагостойкость, стойкость к циклическому воздействию температур и солнечной радиации, озоностойкость и т.д. В данной статье рассматриваются основные воздействия факторов окружающей среды: повышенная температуры, солнечная радиация, которые, как показывает практика, приводят к необратимому ухудшению электрических и механических свойств кабельных изделий. Результатом климатических воздействий в Среднеазиатском регионе, в условиях жаркого климата, является старение как изоляции так и защитных оболочек, которое приводит к необратимому изменению механических и электрических свойств используемых полимеров из-за потери эластичности экструдируемого материала и его последующего растрескивания переходящего в трещины. Оценка возможности длительной эксплуатации используемого полимера производилась по величине периода окисления полиэтилена, которая определяет сроки естественного сохранности различных типов кабелей в период их эксплуатации. Исследования осуществлялось на образцах кабелей, хранящихся под навесом в деревянных ящиках, защищенных от воздействия солнечного света и атмосферных осадков путем измерения критериальных параметров при жестком соблюдении установленных норм. Таким образом, предлагаемое решение повышения надежности кабельных линий состоит в отладке технологического процесса наложения изоляции и оболочки, при котором экструдирование полимерной массы производится по методике, обеспечивающей минимизацию попадания загрязнений. Проведенный обзор результатов показал, что усовершенствование экструзионной линии позволит обеспечить возможность повышения надежности в эксплуатации кабельных изделий в условиях воздействия климатических

* Ташкентский Государственный Технический Университет им. И.А.Каримова, г.Ташкент, Узбекистан

** Ташкентский Государственный Технический Университет им. И.А.Каримова, г.Ташкент, Узбекистан, e-mail: daniyar_19@yahoo.com

***Ташкентский Государственный Технический Университет им. И.А.Каримова, г.Ташкент, Узбекистан, e-mail: veronika.tsipkina@yandex.com

**** Ташкентский Государственный Технический Университет им. И.А.Каримова, г.Ташкент, Узбекистан, e-mail: c-victory@yandex.com

факторов среднеазиатского региона за счет уменьшенные показателя старения изоляции

**Ключевые слова**: надежность, климатические воздействия, условия жаркого климата, старение изоляции, кабельно-проводниковая продукция, кабельная линия, экструзия, экструдер, улавливатель, технологический процесс.

Надежная работа кабельных линий в условиях жаркого климата как правило определяется климатическими характеристиками кабелей и проводов, к которым относятся: длительная и кратковременная нагревостойкость, холодостойкость, влагостойкость, стойкость к циклическому воздействию температур и солнечной радиации, озоностойкость и т. д. В данной статье рассматриваются влияние основных воздействий, обусловленных окружающей средой, таких как повышенная температура, солнечная радиация оказывающие негативное воздействие на эффективную работу кабельной линии. Как показывает практика, они приводят к необратимому ухудшению электрических и механических свойств кабельных изделий. Однако, как результат климатического воздействия в Среднеазиатском регионе (в условиях жаркого климата) – это быстрое старение как изоляции так и защитных оболочек, которое ведет к необратимому изменению эксплуатационных характеристик применяемых полимеров: потеря эластичности экструдируемого материала и его последующее растрескивание переходящее в трещины.

Обзор результатов исследований показал [16, 17, 18], что усовершенствование технологии наложения изоляции и модернизация экструзионной линии позволит обеспечить возможность повышения надежности в эксплуатации кабельных изделий. При этом в условиях жаркого климата можно также достичь уменьшение показателя старения изоляции кабелей за счет усовершенствования технологии его наложения.

Надежность кабельных линий определяется климатическими характеристикам кабелей и проводов, к которым относятся: длительная и кратковременная нагревостойкость, холодостойкость, влагостойкость, стойкость к циклическому воздействию температур и солнечной радиации, озоностойкость и т. д.

Существует еще одна проблема влияния высокой температуры окружающей среды на бесперебойную работу электрических систем, а именно температуры поверхности земли в летнее период года. На основании результатов исследований Навалихина Е.Ю. и Труфанова Н.М. проводимых в ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет» установлено, что уменьшение температуры грунта приводит к уменьшению температуры в кабельном канале [1], а следовательно увеличивает проводимость токоведущей части кабельной линии.

Однако, в зимнее время существует потребность увеличения нагрузки на кабель, которая обосновывается проведением исследований влияния климатических условий на температурное поле в канале и может

быть определена выбором уровня передаваемой мощности. В момент роста потребительского спроса в зимний период становится возможным увеличить пропускную способность кабельных линий [1]. В зависимости от температурных условий (диапазон поверхностной температуры) осуществляют оптимизацию передаваемой мощности по кабельным линиям путем выбора рабочего тока. При этом экспериментальные данные по различным температурным условиям окружающего грунта (таблица 1) позволяют установить рекомендуемые максимально допустимые токовые нагрузки, которые зависят от температурных условий окружающего грунта и эксплуатационных характеристик кабельного канала. Табличные данные приведены с учетом температуры изоляции из сшитого полиэтилена, не превышающей допустимую температуру [1].

Таблица 1. Эксплуатационные характеристики кабельного канала [1]

| **Эксплуатационные характеристики** | **Температура окружающего грунта, ºС** | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | **-20** | **-15** | **-10** | **-5** | **0** | **+5** | **+10** | **+15** | **+20** |
| Максимальная температура в канале, ºС | 52 | 58 | 62 | 66 | 72,2 | 75,8 | 80 | 85 | 90 |
| Рабочий ток кабельных линий, А | 115,7 | 115,7 | 115,7 | 115,7 | 115,7 | 115,7 | 115,7 | 115,7 | 115,7 |
| Допустимый рабочий ток (температура в канале, 90ºС | 140,7 | 136,6 | 133,3 | 130,4 | 127,7 | 125,3 | 122,8 | 119,5 | 115,7 |
| Увеличение нагрузочной способности, % | 21,7 | 18,1 | 15,3 | 12,8 | 10,3 | 8,3 | 6,1 | 3,3 | 0 |
| Суммарная передаваемая мощность, МВА | 62,9 | 61,1 | 59,6 | 58,2 | 57,07 | 55,94 | 54,89 | 53,39 | 51,72 |

Исследования российских специалистов показывают, что физический износ кабельных линий равен 70-80% при значении их удельной повреждаемости от 4,5 до 12 случаев на 100 км в год, что является очень высоким показателем повреждаемости кабельных линий [2], примером может служить опубликованные сведения ОАО «Россети» анализа состояния кабельных линий (0,4÷110 (220) кВ) дают общую картину повреждаемости [2], где:

- дефекты прокладки – 20%;
- естественное старение силовых кабелей – 31%;
- механические повреждения – 30%;

- заводские дефекты – 10%;
- коррозия – 9%.

Представленные результаты показывают, что параметр «естественное старение» занимает вторую позицию степени повреждаемости кабеля и имеет по сравнению с другими параметрами самое высокое значение. Одной из причин проявления этого негативного фактора является избыточная температура и нагрев кабеля, вызывающие нарушение равновесия между теплом выделяющимся внутри всего объёма изоляции, и теплом, отводимым в окружающую среду, а также возможное тепловое разрушение изоляции (диэлектрика), которое влечет за собой повышение температуры диэлектрика приводящее к его пробою.

При прокладке кабелей в туннелях и каналах определяется общий нагрев окружающего воздуха в течении календарного года и ежедневно [3]. Изменение температуры слоя грунта вокруг кабельной линии вызывает повышение температуры кабеля, приводящее к увеличению повреждаемости всей линии.

Установлено, что суточные изменения зависят от толщины слоя, которые рассматривают в зависимости от годовых колебания температуры на этой же глубине. На рис. 1 показаны годовые графики изменения температуры почвы, где термические параметры для построения этих графиков были приняты как средние из соответствующей литературы [17]. Также было учтено, что в зависимости от сезона происходит изменение распределения температуры на разной глубине в течение года.

На основании проведенных замеров температур почвы исходя из годовых колебаний температур и данных литературы [4] была построена зависимость изменения суточных температур почвы с учетом сезонности ее распределения и климатических особенностей в сравнении российского региона и Узбекистана (рис. 1).

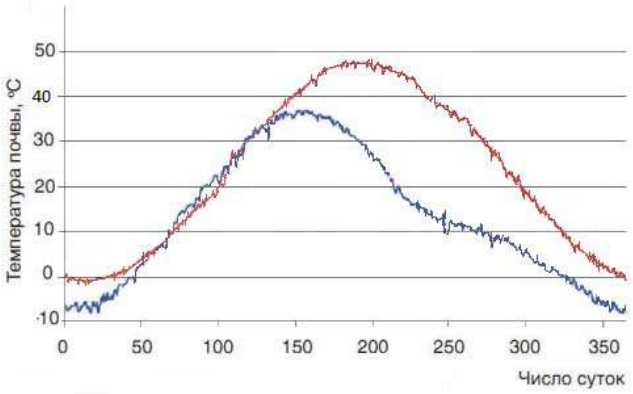



Рис. 1 – Изменение температуры почвы для российского региона и Узбекистана в течение года при среднесуточных температурах окружающей среды.

С целью установления сроков естественного сохранности различных типов кабелей в период их эксплуатации, в жаркое время года, на ка-

федре «Электрические машины» Ташкентского государственного технического университета были проведены исследования по оценке возможности длительной эксплуатации используемого полимера по следующим параметрам: удельное сопротивление изоляции, диэлектрическая постоянная, тангенс угла диэлектрических потерь и электрическая прочность на пробой, изменение тока утечки [6, 7].

Исследования осуществлялись на образцах кабелей в летний период при воздействии высоких (дневных) температур, которые хранились под навесом в деревянных ящиках, защищенных от воздействия прямого солнечного света и атмосферных осадков путем измерения критериальных параметров при жестком соблюдении установленных эксплуатационных норм (таблица 2).

Таблица 2. Электроизоляционные свойства полимерных материалов

| **Материал** | **Удельное объемное электрическое сопротивление Ом•см** | **Электрическая прочность, кВ/мм** | **Тангенс угла диэлектрических потерь при 1КГц** | **Диэлектрическая проницаемость** |
|---|---|---|---|---|
| ПВХ-пластикаты | $10^{11} \div 10^{14}$ | 14 ÷20 | $(50\div90)*10^{-3}$ | 3÷10 |
| Полиэтилен | $10^{15}\div10^{17}$ | 18÷30 | $(0,1\div0,3)*10^{-3}$ | 2,3 |
| Сшитый полиэтилен | Более $10^{15}$ | 25÷98 | $0,3*10^{-3}$ | 2,3÷2,4 |
| Полиэтилен и его сополимеры | $10^{14}\div10^{15}$ | 25÷30 | $(0,2\div0,3)*10^{-3}$ | 2,3÷2,4 |
| Фторопласты: ПВДФ (Ф-2) | Более $10^{14}$ | 10÷37 | $(10\div20)*10^{-3}$ | 7,5÷13 |
| ПТФЭ (Ф-4) | Более $10^{16}$ | 20÷30 | $(0,2\div0,3)*10^{-3}$ | 2,0 |

Теплофизические свойства среды вокруг кабеля оказывают негативное воздействие на температурные режимы работы кабельного изделия в период эксплуатации, а значит эти факторы обязательно должны учитываться в расчётах нагрузочной способности кабельного изделия. Анализ данных, приведенных Чиркиным В.С. отражают зависимость теплофизических свойств токопроводящих жил и металлических экранов от конструктивных параметров токопровода, а следовательно, и от технологии изготовления [5].

Разработанное, в рамках проводимых исследований, техническое решение ориентировано на повышение надежности кабельных линий. Суть разработки состоит в модернизации технологического процесса наложения изоляции, при котором экструдирование полимерной массы производится по методике, обеспечивающей минимизацию попадания загрязнений из воздушного пространства производственного участка цеха.

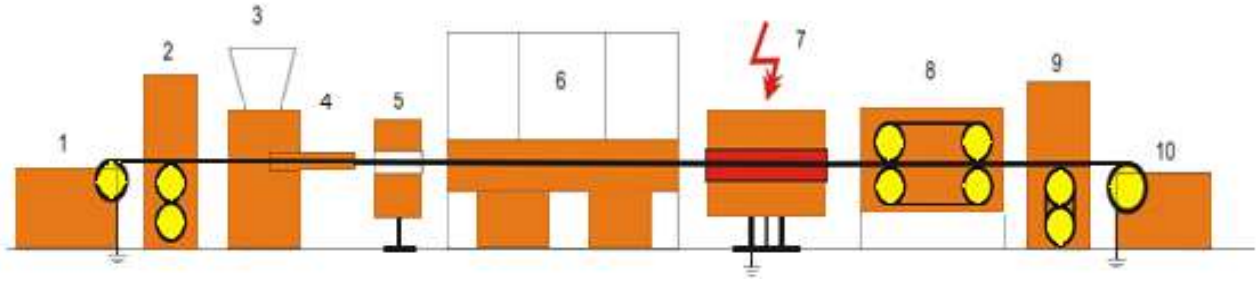



Рис. 2 – Технологическая схема экструзионной линии
1-отдающее устройство; 2-компенсатор отдающего устройства; 3–экструдер;
4-экструзионная головка; 5-измеритель эксцентриситета и диаметра;
6-ванна охлаждения; 7 – ЗАСИ; 8–тяговое устройство; 9-компенсатор; 10-приемник.

Технологический процесс наложения полимерной изоляции на металлическую жилу (рис. 2) состоит в следующем: металлическая жила (медь, алюминий, сплавы цветных металлов) с отдающего барабана (1) поступает на устройство (2) предварительного нагрева (нагрев до Т=90-100°С) и затем в головку экструдера (4), в которой и происходит формирование изоляционного слоя. Вышедшая из рабочей головки экструдера изолированная жила, охлажденная в ванне (6), поступает в камеру контроля сплошности изоляционного слоя (7) ЗАСИ. Проверенный провод на участке контроля (7) проходит через барабан тянущего устройства (8) и поступает в приемное устройство (10). Толщина наносимой изоляции на токоведущую жилу и ее эксцентриситет регулируется диафрагменным устройством [8].

Современные экструзионные линии имеют очень высокую степень автоматизации в сочетании с синхронизацией работы основных рабочих узлов оборудования. При этом качество наложенного изоляционного слоя зависит от [9]:

- поддержания и обеспечение режима чистоты в зоне подачи материала в загрузочной зоне экструдера;
- содержание технологического инструмента в соответствии с установленными требованиями;
- выбор температурного режима (правильный подбор) в рабочей зоне в зависимости от параметров материала;
- выбор и поддержание температурного режима охлаждения изолированной заготовки.

Проведенный обзор литературы показал [16, 17, 18], что усовершенствование экструзионной линии, а именно участка загрузки полимера, позволит обеспечить возможность повышения надежности кабельного изделия при эксплуатации кабельных изделий в условиях воздействия климатических факторов среднеазиатского региона за счет уменьшения показателя старения изоляции. Термин «электрическое старение изоляции» включает в себя постепенное накапливание микротрещин. Причина образования этих дефектов являются электрические разряды образован-

ные за счет наличия инородных включений в объеме изоляции, на которые оказываемое воздействие электромагнитного поля, создаваемое токоведущей частью кабеля.

Загрязнения и примеси в изоляции кабеля образуются в результате смешивания в зоне загрузки экструдера гранул полимера и цехового воздуха. При этом, экструзионный участок это не «чистая зона» производственного помещения цеха, где воздушное пространство является общим для всего цеха которое содержит большое количество пыли, образованной в ходе технологических циклов. Это объясняется непосредственным соседством на производственной площади машин различных участков, в том числе и скрутки, что обеспечивает наличие в едином воздушном пространстве различных мелкодисперсных, легковесных включений. Скрутка алюминиевых и медных проволок в сердечник, изолированных токопроводящих жил, наложение брони и экранов осуществляется с обязательным применением калибров, которые формируют и уплотняют скрученный сердечник (повив по скрутке, повив брони, экран), а значит механически воздействуют на металлы и полимеры сдирая верхний слой и образуя те самые легковесный и мелкодисперсные включения, постоянно загрязняющие воздушное пространство цеха.

Однако, при наложении слоя изоляции, в случае обнаружения дефектов по изоляции на ЗАСИ (рис. 2) не происходит моментальная остановка линии, т.к. существует запаздывание по скорости линии. Место дефекта изоляции обнаруживается при этом визуально оператором, что не исключает наличие человеческого фактора и ошибки. Поэтому очень важно обеспечить максимально чистую подачи полимерных материалов в загрузочную зону экструдера, минимизировав попадание различного рода легковесных и мелкодисперсных инородных частиц в расплав полимера, которые смешиваясь с основной изоляционной массой, формируют слой изоляции с дефектами и примесями по токоведущей жиле.

Современные конструкции экструзионных линий позволяют осуществить быструю загрузку полимера благодаря принудительной подачи материала в загрузочный бункер, но при этом очистка воздушных масс, поступающих из цеха при загрузке гранул не предусмотрена. Воздух, поступающий из производственного цеха в зону загрузки экструдера, не является очищенным, т.к. содержит пыль и различные легковесные частицы - остатки технологических циклов, которые смешиваются с гранулами полимера при загрузке в зоне выпрессовки материала (зона дозирования расплава) когда происходит формирование слоя изоляции токоведущей части кабеля (рис. 3).

Создать условия минимизации попадания сопутствующих включений в рабочую зону - является одной из основных задач, решение которой позволит повысить электрическую прочность изоляции и как следствие увеличить надежность работы кабеля в целом.

Предлагаемое техническое решение обеспечит повышение надежности кабельных линий путем модернизации технологического процесса

наложения изоляции и оболочки, при котором экструдирование полимерной массы производится по новой методике, обеспечивающей минимизацию попадания загрязнений и различного рода включений в экструдируемый материал.

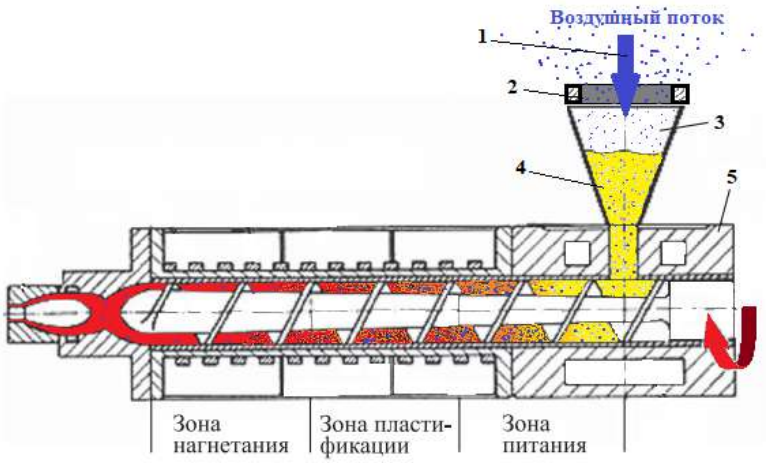



Рис. 3 – Схема модернизированного экструдера.
1-воздух из производственного помещения (не очищенный воздушный поток); 2-улавливатель; 3-зона загрузки; 4-гранулы полимера; 5-экструдер.

Поставленная цель достигается установкой в зоне загрузки экструдера (рис. 3) улавливателя (2), который осуществляет очистку сопутствующей гранулам полимера (4) воздушной массы (1). В основу улавливателя (4) положен метод очистки воздуха – осаждение частиц – сопутствующих включений (мелкодисперсные, легковесные частицы) путем воздействия электростатической силы, которая также используются в электрофильтрах. Контроль уровня загрязнения дисперсной среды проводится лазерном датчиком пыли.

Предлагаемое техническое решение сводится к установке в загрузочной зоне электромагнитной катушки, основной функциональной нагрузкой которой является очистка воздушного потока (в насыщенном состоянии) путем выделения на рабочей поверхности улавливателя частиц (загрязнений). Экспериментальные испытания позволили получить результаты фракционной эффективности в зависимости от величины улавливания (таблица 3).

Таблица 3. Эффективность элемента в зависимости от диаметра частиц и степени улавливания

| **Диаметр частиц мкм.** | | **10** | **20** | **30** |
|---|---|---|---|---|
| Относительная величина улавливания, % | 0 | 3 | 17 | 30 |
| | 4 | 20 | 70 | 92 |
| | 6 | 27 | 80 | 98 |
| | 8 | 40 | 85 | 99 |

Экспериментально (в лабораторных условиях) установлено, что коэффициент разделения резко возрастает с увеличением степени улавливателя до 10% и слабо возрастает при дальнейшем увеличении степени

улавливания. Проведенное усовершенствование экструзионной линии позволило значительно повысить общую эффективность работы технологического оборудования за счет принудительной очистки воздушного потока. Оптимальная средне расходная скорость в установке равна 7 м/с, при этом концентратор пыли собирает общее количество пыли, содержание которой около 35%.

Проведенный анализ публикаций посвященных движению газовзесей [10, 11, 12, 13, 14, 15] по сепарации одиночных частиц, закономерностей их движения, особенностей движения дисперсной фазы в камерах различных конструкций, скольжение материала относительно потока несущей среды в зависимости от чисел Стокса, Фруда, Рейнольдса, позволил сделать вывод что расчет предлагаемой системы необходимо проводить по диаметру и концентрации частиц. На производственных участках кабельного цеха газовзвесь содержит примесные частицы размером 0,01-0,55 мкм, при этом показатель истинной плотности равен 1750–2000 кг/м$^3$, а значение плотности 80–300 кг/м$^3$. На основании вышеизложенного, в воздушном потоке цеха, который сопутствует гранулам пластиката содержание мелкодисперсных инородных включений равно 4–15%, а соответственно остальной объем - газовая фаза.

Таким образом, работа пылеулавливающей установки позволяет осуществить комплексную очистку цехового воздушного потока, как от металлических включений, так и от пыли с получением максимального эффекта по показателям: снижение концентрации вредностей (легковесных, мелкодисперсных частиц) при попадании воздушного потока в загрузочную зону экструдера на 5-7%; улучшение качества и однородности выпресованного изоляционного слоя на 3-5%; увеличение надежности работы кабельного изделия, за счет увеличения электрической прочности изоляции на 3-5%.

**Литература**

1. Навалихина Е.Ю., Труфанова Н.М. Компьютерная модель процессов тепломассопереноса в кабельном канале при различных режимах работы кабельных линий // Научный журнал «Фундаментальные исследования», 2014, № 9 (часть 5), с. 988-992.

2. Кабели среднего напряжения: сшитый полиэтилен или бумага / А. Саитгалеев // Кабель news. 2013, №4.

3. Диагностика // Издательство «Открытые системы» [Электронный источник] Ссылка: http://www.osp.ru/lan/2003/12/138371/

4. Об эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена / Невар // Кабель news. 2011, №3.

5. Чиркин В.С. Теплофизические свойства материалов. Справочник. М.: ФИЗМАТГИЗ. 1959, 356 с

6.Полиэтилен высокой плотности // Аналитический портал химической промышленности [Электронный источник] Ссылка: http://newchemistry.ru/material.php?id=3

7. Применение полимерных материалов в кабельной промышленности / Р.И.Аблеев // Полиуретановые технологии. 2008, №4.

8. Производство изделий из полимерных материалов" ред. В.К. Крыжановского, изд. Профессия, Спб 2004.

9. Технология производства // Estralin [Электронный источник] Ссылка: http://estralin.com/product/cable110/productiontechnology/

10. Пирумов А.И.Аэродинамические основы инерционной сепарации. М.: Гос-стройиздат, 1961, 170 с.

11. Гольдштик М.А., Леонтьев А.К., Палеев И.И. Движение мелких частиц в закру-ченном потоке // ИФЖ. 1960, т.3, №2, с. 17-24.

12 Гольдштик М.А., Сорокин В.Н. О движении частицы в вихревой камере. //ПМТФ. 1968, №6, с. 149-152.

13. Ужов В.Н., Вальдберг А.Ю., Мягков Б.И., Решидов И.К. Очистка промышлен-ных газов от пыли. М.: Химия, 1981, 392 с.

14. Гупта А., Лилли Д., Сайред Н. Закрученные потоки. М.: Мир, 1987, 588 с.

15. Страус В. Промышленная очистка газов: Пер с англ. М.: Химия, 1981, 616 с.

16. Тадмор З., Гогос К. Теоретические основы переработки полимеров. М.: Химия, 1984, 632 с.

17. Бернхардт Э. Переработка термопластических материалов. М.: Химия, 1965, 747 с.

18. Силин В.А. Динамика процессов переработки пластмасс в червячных машинах. М.: Машиностроение, 1972, 150 с.

**УДК 621.778**

# ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЗА СЧЕТ УЛУЧШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ КАБЕЛЬНОГО ИЗДЕЛИЯ

Иванова* В.П., Цыпкина** В.В.

**Аннотация**

В настоящей статье рассматриваются вопросы повышения надежности энергоснабжения активных потребителей, которая достигается за счет применения кабельных изделий, имеющих более высокий уровень безотказности. Применение принципиально усовершенствованных технологических процессов, как показало проведенное исследование, обеспечивает возможность уменьшения омического сопротивления токопроводящей части кабельного изделия и снизить температурные параметры работающей кабельной линии. Создание условий для снижения омического сопротивления токоведущей жилы есть один из путей повышения надежности кабельного изделия на этапе ее изготовления. Предлагаемое техническое решение, рассматриваемое в настоящей статье, ориентировано на технологическую операцию – волочение, где за счет внесения изменений в стандартный маршрут волочения становиться возможным обеспечить уменьшение омического сопротивления токопроводящей жилы на 3-5% для меди и алюминия соответственно.

**Ключевые слова:** волочение, безотказность кабельной линии, надежность, отказ кабельной линии, изоляция, экструзия, технологическая операция, токоведущая жила, омическое сопротивление.

Возрастающая потребность качественной и надежной передачи электрической энергии для конечного потребителя диктует использование технических разработок с применением новых технологий и электрооборудования/электроприборов [1, 2]. Одно из главных мест в процессе передачи и распределения электрической энергии принадлежит современным технологиям, которые ориентированы на использование новых поколений систем электроснабжения для конечных потребителей, способные поддержать: безопасность, надежность, качество электроэнергии и услуг, эффективность, экологическую и социальную приемлемость [3]. Обеспечение бесперебойности работы необходимо решать новые системные за-

* Ташкентский Государственный Технический Университет им. И.А.Каримова, г.Ташкент, Узбекистан, e-mail: veronika.tsipkina@yandex.com

** Ташкентский Государственный Технический Университет им. И.А.Каримова, г.Ташкент, Узбекистан, e-mail: c-victory@yandex.com

дачи, которые позволят повысить энергоэффективность производственного процесса в целом [3, 4]. Современная электроэнергетика ориентируется на применение новых видов кабельно-проводниковой конструкции, рассчитанных на различные классы напряжения, имеющие высокую пропускную способность и обеспечивающие жесткое выполнение современных эксплуатационных требований обусловленных спецификой крупных городов [5]. На основании проведенных ранее исследований [15] тепловые режимы изоляции силовых кабелей определяют ресурс их работы.

На кафедре «Электрические машины» ТашГТУ был проведен комплекс работ по разработке и внедрению в производственный процесс изготовления кабельно-проводниковой продукции усовершенствованного способа волочения, который обеспечил увеличение пропускной способности токоведущей части кабельного изделия и уменьшение омического сопротивления токопровода [7, 8].

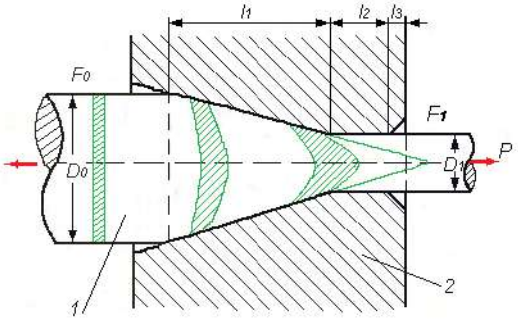



Рис. 1 – Схема деформации металла при волочении сплошного круглого профиля в волоке [8] где, 1- проволока; 2-волока.

Параметры токопроводящей жилы (ТПЖ) во многом определяются соблюдением высокого качества исходной заготовки (катанки): «чистотой» химического состава меди или алюминия, содержание кислорода, и отсутствие металлургических дефектов и условий действия контактных сил трения, направление которых против направления - движения металла [8, 9,10 ,11].

Рис. 2 – Микроструктура опытного образца медной проволоки с включением. Образцы получены в результате эксперимента на ИП ООО «NAVOI CABLE CONNECTOR» [8].

Воздействие сил внешнего трения вызванных силой волочения ($P_z$) в очаге деформации технологического инструмента на контактных поверхностях вызывают структурные изменения за счет холодной пластической

деформации, которая оказывает влияние на основные свойства отволоченного изделия – ТПЖ: изменение электрических (увеличение омического сопротивления) и механических (ухудшение пластичности, увеличение жесткости) свойств вещества [8, 12], где усилия волочения приводят к изменению микроструктуры отволоченной проволоки [8] уплотняя ее (рис. 2).

В результате протекания процесса волочения (рис.1) в обрабатываемом объекте (ТПЖ) возникают различного вида деформации, действие которых, в конечном итоге, приводит к изменению ее микроструктуры и ухудшает свойства отволоченного металла - изменение электрических и механических параметров, а именно рост омического сопротивления и увеличение жесткости [8,13]. Анализ технической литературы и полученные результаты экспериментальных исследований (табл. 1) позволил сделать вывод: с увеличением суммарной степени деформации $\varepsilon$ при волочении до 25–30% прочностные характеристики меди интенсивно возрастают, что приводит к расту омического сопротивления [8, 12,13].

Анализируя работу прямоточной волочильной машины (ВМ) был проведен перерасчет маршрута волочения, что позволило уменьшить дробность деформации, согласно технологии, без внесения изменений в работу электромеханической системы (ЭМС) технологического оборудования. Проведенные научные исследования работы прямоточной ВМ дали результаты: на волочильных станах (ВПЦ-3-4-550, ВСК-13М, MSM-85) был достигнут результат улучшения качественных показателей образцов медной проволоки на 5% (таблица 2), алюминиевой проволоки и проволоки из алюмо-сплава в среднем на 2-2,5% за счет уменьшения количества проходов (заправка прямоточного волочильного стана (ПВС) осуществлялась по маршруту волочения рассчитанному по предлагаемой методике).

Таблица 1 Результаты замеров омического сопротивления ТПЖ [8]

| Диаметр, мм | Сечение, мм$^2$ | Количество проходов по маршруту, шт | Сопротивление 1 м при 20°С, Ом | Длина на 1 Ом/м |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 0,47 | 0,1735 | 13 | 0,101 | 9,9 |
| 0,74 | 0,4301 | 9 | 0,0408 | 24,5 |
| 0,8 | 0,5027 | 9 | 0,0349 | 27,7 |
| 1 | 0,7854 | 9 | 0,0224 | 44,7 |
| 1,2 | 1,131 | 8 | 0,0155 | 64,5 |
| 1,56 | 1,9113 | 7 | 0,0092 | 108,8 |
| 2,1 | 3,4637 | 6 | 0,0051 | 186 |

В результате проведенного исследования было получено снижение влияния дробности деформации и соответственно улучшение микро-

структуры меди, а пересчет стандартного маршрута волочения на меньшее количество проходов позволил исключить из технологии два незадействованных тянущих блока в прямоточной волочильной. Для ПВС с индивидуальным электроприводом (ЭП) для каждого тянущего блока волочильных прямоточных машин помимо улучшения качества полученной проволоки [9, 14], также получен энергоэкономический эффект (табл. 2). Полученные расчетные данные и подкрепленные результатами промышленного эксперимента подтвердили правильность и адекватность предлагаемой методике пересчета и оптимизации маршрута волочения [9, 14]. Промышленный эксперимент был также проведен для волочильной машины, имеющей главный электропривод (типа ВСК-13), но положительные результаты были получены только по параметру улучшения качественных параметров образцов отволоченоной медной проволоки (уменьшение омического сопротивления), в отношении повышения энергоэффективности процесса для данного конкретного типа ВМ – энергетические параметры остались без изменения, т.к. рассматриваемой ВМ имеется один главный привод, который кинематически связан со всеми тянущими барабанами, а следовательно изменение маршрута на заданный выходной диаметр сводится к изменению количества заправленных тянущих шайб [8].

Таблица 2. Сопоставительный анализ параметров процесса волочения [8]

| Параметры процесса волочения | Общий ЭП для ВС | | Индивидуальный ЭП для каждого ТБ | |
|---|---|---|---|---|
| | Действу-ющий | Расчетный | Действую-щий | Расчет-ный |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** |
| Количество проходов, шт. | 10 | 6 | 7 | 5 |
| Количество электродвигателей | 1 | | 7 | 5 |
| Потребляемая мощность, кВт | 252 | | 45 | 33,2 |
| Материал | Медь | | | |
| Отволоченное изделие | Круглая проволока | | Круглая проволока | |

Следует отметить, что уменьшение омического сопротивления токоведущей части кабеля позволит не только увеличить пропускную способность кабеля, но также уменьшить выбранное сечение жилы, что в конечном итоге существенно уменьшит цену на кабельную линию в целом.

Предлагаемое техническое решение, представленное в настоящей статье, ориентировано на технологическую операцию – волочение и позволяет путем внесения изменений в стандартный маршрут волочения обеспечить уменьшение омического сопротивления токопроводящей жилы на 3-5% для меди и алюминия соответственно, что положительно сказывается на уменьшение рабочей температуры токоведущей части кабеля и позволит увеличить надежность работы кабельной линии в целом.

**Литература**

1. Интеллектуальное развитие электроэнергетики с участием активного потребителя / под ред. Бушуева В.В. М.: Энергия, 2013, 84 с.

2. Бушуев В.В., Кучеров Ю.Н. Инновационное развитие электроэнергетики как важнейший приоритет стратегического развития России // Электро. № 1, 2016.

3. Кучеров Ю.Н., Иванов А.В., Корев Д.А., Уткин Н.А., Жук А.З. Развитие технологий активного потребителя и их интеграция в электрическую сеть общего пользования // Цифровая энергетика http://www.energystrategy.ru/DP/Source/DE_03.pdf

4. Кучеров Ю.Н., Березовский П.К., Веселов Ф.В., Илюшин П.В. Анализ общих технических требований к объектам распределенной генерации при их интеграции в энергосистему // Электрические станции, № 3, 2016, с. 2-10.

5. Способы увеличения пропускной способности КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена https://mobile.ruscable.ru/article/212/

6. Увеличение пропускной способности и эксплуатация кабельной линии. http://www.energomet-e.ru/news/kabel-s-izolaziey-spe.

7. Pirmatov N.B., Ivanova V.P., Madrakhimov D.B. Improving energy efficiency of drawing equipment through energy and resources saving // International journal of advanced research in science, Engineering and technology, vol. 6, issue 3, march 2019.

8. Иванова В.П. Повышение энерго- и ресурсосбережения прямоточных волочильных станов. Диссертация на соискание ученой степени (PhD) доктора философии по техническим наукам, Ташкент 2020.

9. Vega G., Haddi A., Imad A., Temperature effects on wire-drawing process: experimental investigation // Int J Mater Form, 2009, V. 2, №1. p. 229–232.

10. Muskalski Z., S. Wiewiórowska The theoretical analysis of wire drawing process for hydrodynamic friction conditions // Metallurgical and mining industry, 2011, V. 3, № 7. p. 74–78.

11. Lo, S. Wire drawing dies with prescribed variations of strain rate / S. Lo, Y. Lu // Journal of Materials Processing Technology, 2001, p. 212–218.

12. Берин И.Ш., Днестровский Н.З. Производство медной и алюминиевой проволоки, Издательство “Металлургия”. Москва, 1974, с. 16-17, 19-22, 22-26.

13. Цыпкина В.В., Иванова В.П. Разработка обобщенных требований к модернизации электропривода волочильных машин кабельного производства // Журнал «Universum: технические науки», Москва, 2017, с. 102-107.

14. Канискин В.А., Костенко Э.М., Таджибаев А.И. Неразрушающий метод определения ресурса электрических кабелей с полимерной изоляцией в условиях эксплуатации // Электричество. 1995, № 5, с. 19-23.

УДК 621.311:004.052.2

# НЕЧЕТКО-ВЕРОЯТНОСТНЫЙ ПОДХОД К ОБНАРУЖЕНИЮ ОШИБОК ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ ЭЭС[1]

Колосок[2,3] И.Н., Гурина[2] Л.А.

**Аннотация**

В работе предложен алгоритм обнаружения ошибочных измерений, возникающих при кибератаках на системы сбора, обработки и передачи информации и не обнаруживаемых традиционными методами достоверизации измерений при оценивании состояния ЭЭС. Совместное применение вейвлет-анализа и теории нечетких множеств при обработке измерений SCADA и WAMS позволяет повысить точность полученных оценок при неполных и недостоверных данных, демонстрируя при этом эффективность предложенного подхода в практических расчетах при смоделированных кибератаках.

**Ключевые слова:** WAMS, SCADA, измерения, качество данных, достоверность, полнота, кибератаки, нечеткие множества, вейвлет-анализ.

## Введение

Усовершенствование информационно-коммуникационной инфраструктуры при цифровизации ЭЭС обеспечивается развитием сенсорных и сетевых технологий на основе внедрения цифрового оборудования, применения интеллектуальных технологий в системах измерения, обработки и передачи информации, требуемой для управления функционированием ЭЭС. Благодаря этому повышается эффективность и гибкость управления и мониторинга ЭЭС [1]. Вместе с тем возникают проблемы качества данных при совместном использовании измерений SCADA и WAMS, росте реализованных киберугроз на кибер-физическую ЭЭС. Отмечено отрицательное влияние перечисленных проблем на точность решения задачи оценивания состояния ЭЭС вследствие не обнаруживаемых традиционными методами обнаружения ошибочных измерений [2, 3], отсутствия достаточного объема измерений [4].

Таким образом, практически важна разработка алгоритмов анализа и обработки информации при низком качестве измерений SCADA и WAMS, как предварительный этап оценивания состояния ЭЭС.

Оценивание состояние ЭЭС включает в себя выполнение таких функ-

[1] Работа выполнена в рамках научного проекта III.17.4.2. программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310438-1.

[2] Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия; gurina@isem.irk.ru

[3] Иркутский национальный исследовательский технический университет, г. Иркутск, Иркутская обл., Россия

ций как анализ наблюдаемости ЭЭС, обработка конфигурации сети (топологический анализ сети), идентификация и фильтрация «плохих данных», дорасчет неизмеренных параметров [5]. Для получения всех оценок переменных режима важную роль играет доступность избыточных измерений и количество имеющихся измерений.

При идентификации «плохих данных», в том числе и в алгоритмах обнаружения грубых ошибок на основе контрольных уравнений [5], все измерения делятся на группы:

- достоверные;
- ошибочные, измеренные значения которых могут быть заменены на вычисленные;
- сомнительные – это измерения, входящие в критические группы, среди которых можно только обнаружить факт присутствия грубой ошибки, но вычислить их значения по достоверным данным не удается, для них при оценивании состояния увеличиваются дисперсии;
- непроверенные или критические – это измерения, не вошедшие в контрольные уравнения, ошибки в них обнаружить нельзя [6].

Использование синхронизированных векторных измерений (СВИ) наряду с измерениями SCADA позволило существенно улучшить ситуацию, связанную с «плохими данными» и достоверизацией измерений [7]. Тем не менее, в [8] показана уязвимость оценивания состояния ЭЭС к неидентифицируемым кибератакам.

В работе проведен анализ качества измерений SCADA, WAMS при кибератаках на информационно-коммуникационную инфраструктуру ЭЭС. Предложен алгоритм обнаружения ошибок в измерениях при недостоверных данных на основе вейвлет-анализа и теории нечетких множеств. Реализация данного алгоритма продемонстрирована при смоделированных кибератаках.

**Качество измерений SCADA, WAMS**

Внедрение новых информационных и коммуникационных технологий при трансформации ЭЭС в Smart Grid (интеллектуальная электроэнергетическая система) позволило обеспечить системы управления наряду с измерениями SCADA высокоточными синхронизированными по времени измерениями.

На практике взаимозависимость информационно-коммуникационной подсистемы и физической подсистемы киберфизической ЭЭС, связана с такими ограничениями, как качество и безопасность данных. Надежное функционирование ЭЭС может быть нарушено из-за неполноты и недостоверности измерений SCADA и WAMS.

Под качеством данных понимается степень их полноты и достоверности [9].

При цифровизации ЭЭС по-прежнему важно принимать во внимание проблемы качества данных для приложений EMS, используемых при управлении ЭЭС, в связи с возрастающими угрозами реализации внеш-

них и внутренних возмущающих воздействий с позиций кибербезопасности и особенностей существующих систем сбора, передачи и обработки измерений, поступающих от устройств:
- RTU SCADA;
- СВИ (УСВИ) WAMS;
- RTU и УСВИ [10].

В ЭЭС начали применять технологии СВИ, что позволяет более точно и своевременно контролировать состояния системы. В силу ряда причин в настоящее время, в том числе и по экономическим соображениям, замена всех RTU на PMU не выполнима. Поэтому, решение задачи ОС ЭЭС производится либо по данным измерений SCADA, либо по смешанным измерениям SCADA и СВИ. При этом появляются трудности в получении оценок состояния ЭЭС на основе смешанных измерений SCADA и СВИ. Частичные состояния могут быть измерены непосредственно с помощью УСВИ, а остальные должны быть оценены с использованием RTU, что, в свою очередь, потребовало развития и модификации традиционных методов ОС ЭЭС, алгоритмы которых построены на интеграции измерений SCADA и СВИ [4].

Наряду с вышесказанным, успешно реализованные кибератаки на SCADA и WAMS также влияют на качество измерений и их последствиями являются появление ошибок в измерениях, потеря данных, нарушение синхронизации. В [9] показана взаимозависимость нарушения свойств кибербезопасности и снижения качества данных.

Для идентификации последствий успешно проведенных кибератак выделены такие факторы, как точность, достаточность, своевременность, синхронизированность, согласованность и последовательность, характеризующие качество измерений.

Достоверность требует точности и синхронизации по времени измерений в пределах допустимых ошибок без нарушения последовательности поступления данных. При оценке точности необходим учет такого фактора, как согласованность измерений. Полнота характеризуется доступностью данных и требует, чтобы данные измерений были без потерь и своевременными, т.е. доставленными с допустимыми задержками.

В [9] на основе разработанного авторами алгоритма оценки качества данных при ОС ЭЭС проанализированы последствия успешно реализованных кибератак для факторов, характеризующих полноту и достоверность информации.

Так, наиболее распространенными кибератаками применительно к киберфизическим электроэнергетическим системам и опасными по последствиям для оценивания состояния ЭЭС являются атаки внедрения ложных данных (FDI – False Data Injection) и DoS-атаки (DoS – Denial of Service) [11]. Атаки FDI направлены на изменение данных измерений и могут обходить пути обнаружения плохих данных в EMS. Успешная реализация DoS-атак может быть чревата большой потерей данных измерений, сделав систему ненаблюдаемой и невозможным применение традиционных методов ОС ЭЭС.

Для обеспечения решения задачи ОС ЭЭС в условиях кибератак, снижающих качество данных, для обнаружения ошибок в измерениях целесообразно проведение обработки данных как предварительный этап ОС ЭЭС на основе вейвлет-анализа и теории нечетких множеств.

**Алгоритм идентификации ошибочных измерений**

Разработка данного алгоритма необходима для проведения оценки точности измерений, требуемой для определения уровня достоверности используемой информации при ОС ЭЭС.

По сравнению с атаками FDI на статические модели, атаки FDI на случайные процессы изменения параметров режима труднее обнаружить, поскольку атаки могут быть смешаны не только с погрешностями измерительного тракта, но и с шумами каналов связи. В этом случае модель измерений можно описать в виде:

$$\bar{y}(t) = y(t) + \xi_y(t) + a(t) \qquad (1)$$

где $y(t)$ - поток истинных значений измеряемых параметров; $\xi_y(t)$ - вектор шума измерений, имеющий нормальное распределение $\xi_y(t) \to (0, \sigma_y^2)$ с нулевым математическим ожиданием и дисперсией $\sigma_y^2$, характеризующей точность измерений; $a(t)$- кибератака [12].

Атаки $a(t)$ могут быть реализованы путем введения ошибок в поток измерений и/или наложения шума.

Предлагаемый алгоритм идентификации ошибочных измерений (BDId – Bad Data Identification) состоит из двух этапов:

1. Вейвлет-анализ информационных потоков на основе схемы достоверизации, предложенной в [12];
2. Определение ошибочных измерений в $i$ -й момент времени на основе нечеткой системы логического вывода.

Преимуществом применения вейвлет-преобразований потоков измерений является снижения влияния кибератак на достоверность информации путем фильтрации шумов и удаления (сглаживания) ошибок в измерениях.

Кроме этого, использование вейвлет-анализа повышает точность определения характеристик потоков измерений,необходимых для построения системы нечеткого логического вывода на втором этапе идентификации ошибочных измерений.

Для построения системы нечеткого логического вывода требуется определение следующих характеристик потоков измерений:

- математическое ожидание $m_y$;
- среднее квадратическое отклонение $\sigma_y$;
- минимальное $\min_y$ и максимальное $\max_y$ значения.

В качестве входныхлингвистических переменных (ЛП) рассмотрены «Измерение» вида «$\tilde{y} = y_{уст} + \xi_y$» и «Согласованность», которая характе-

ризуется соблюдением законов электрических цепей по рассматриваемым измерениям. Выходной переменной является «Точность измерения», характеризующая наличие или отсутствие ошибок, обусловленных кибератаками. Определены базовые терм-множества лингвистических переменныхи дано описание функций принадлежности (ФП) (табл. 1-3). Разработана система нечеткого логического вывода (рис. 1).

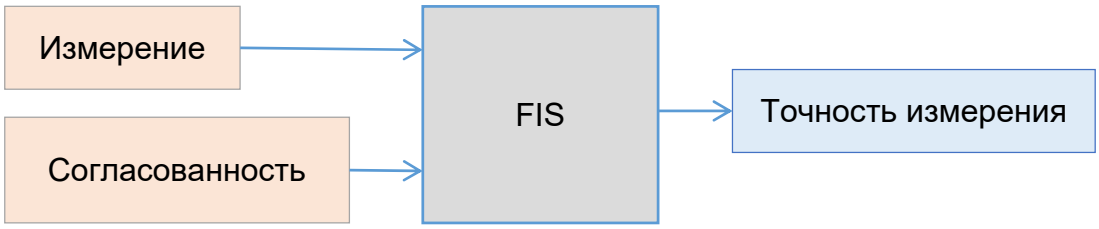



Рис. 1 – Система нечеткого логического вывода.

Таблица 1. Базовое терм-множество ЛП «Измерение»

| Название терма | Представление ФП |
|---|---|
| Около $\tilde{y}$ | Гауссова ФП |
| Приблизительно $\tilde{y}$ | Гауссова ФП |
| Значительно больше $\tilde{y}$ | z-образная ФП |
| Значительно меньше $\tilde{y}$ | s-образная ФП |

Гауссова функция принадлежности измерений определяется как:

$$\mu_y = \begin{cases} 0, y < -3\sigma_y; \\ e^{-k\delta_y^2}; \\ 0, y > 3\sigma_y. \end{cases} \quad (2)$$

где $k$ характеризует крутизну функции принадлежности, $\delta_y = \dfrac{(y - m_y)}{2\sigma_y}$ - разброс значений измерений.

Для крайних термов используются Z-образные и S-образные функции принадлежности [13].

Таблица 2. Базовое терм-множество ЛП «Согласованность»

| Уровень | Описание |
|---|---|
| 0,75-1 | Измерения согласованы |
| 0,25-0,75 | Измерения согласованы с допустимой погрешностью, обусловленной технологическими особенностями |
| 0-0,25 | Измерения не согласованы |

Таблица 3. Базовое терм-множество ЛП «Точность измерения»

| Уровень | Описание |
|---|---|
| 0,75-1 | Высокий (достоверные измерения) |
| 0,25-0,75 | Средний (сомнительные измерения) |
| 0-0,25 | Низкий (ошибочные измерения) |

Таким образом, получена схема идентификации ошибочных измерений, представленная на рис. 2

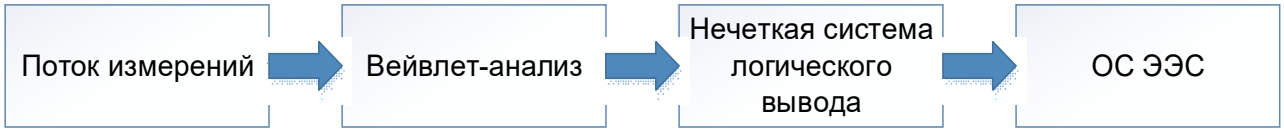



Рис. 2 – Идентификация ошибочных измерений при ОС ЭЭС.

**Пример**

Для проверки эффективности использования разработанного алгоритма BDId были проанализированы СВИ реальной схемы участка электрической сети (рис. 3), в которой размещены УСВИ. Объем выборки для каждого измерения составлял $n = 30000$ с интервалом дискретизации $\Delta t = 20$ мс. Вейвлет-анализ показал, что измерения не содержат грубых ошибок.

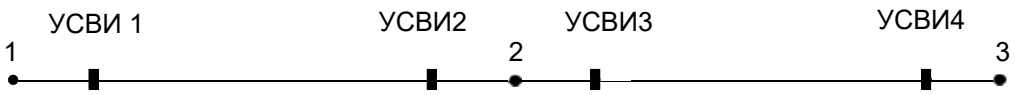



Рис. 3 – Схема участка электрической сети.

Рис. 4-7 представляют исходные графики изменения перетоков актив-ной мощности $P_{2-3}$ и $P_{3-2}$, реактивной мощности $Q_{2\text{-}3}$ и $Q_{3-2}$ в линии 2-3.

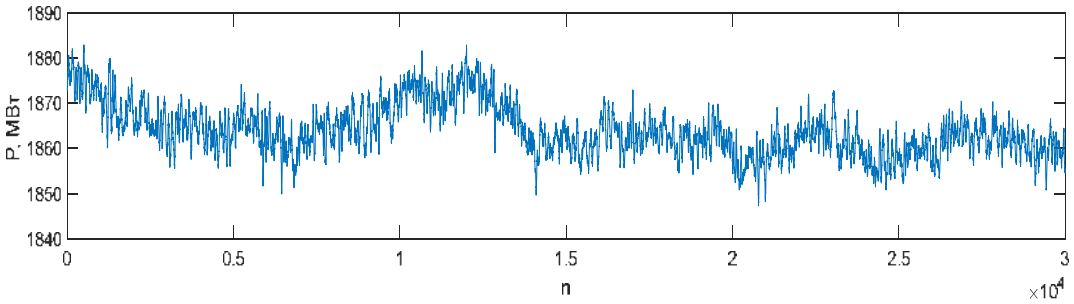



Рис. 4 – Изменение перетока активной мощности $P_{2-3}$.

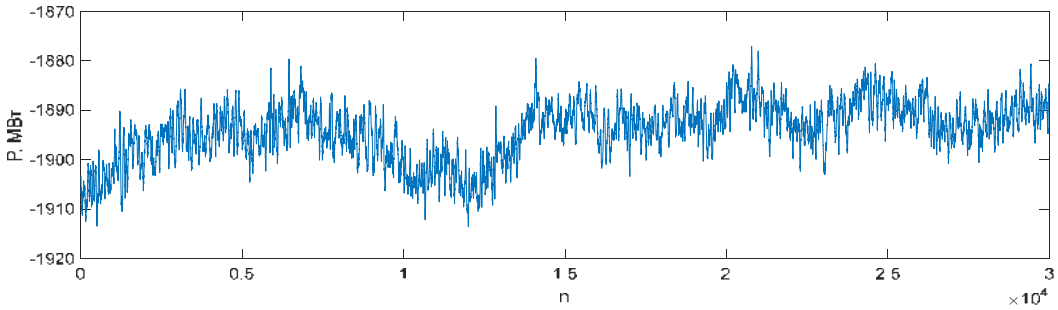



Рис. 5 – Изменение перетока активной мощности $P_{3-2}$.

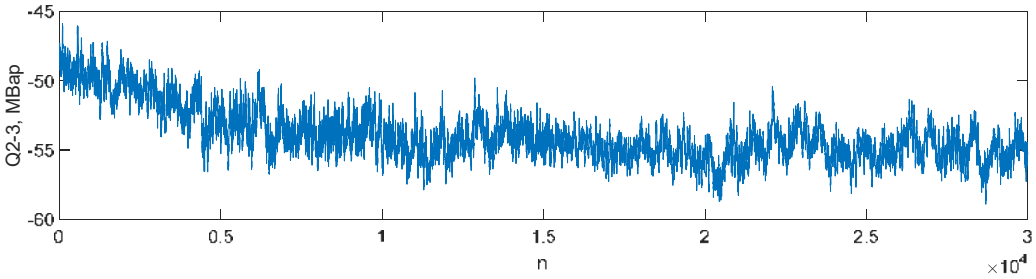



Рис. 6 – Изменение перетока реактивной мощности $Q_{2-3}$.

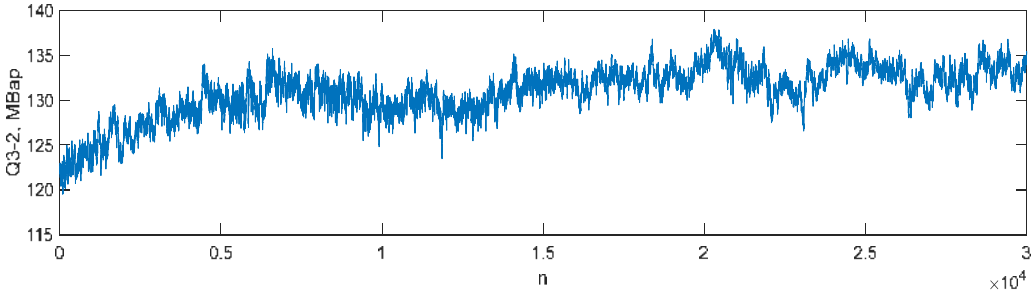



Рис. 7 – Изменение перетока реактивной мощности $Q_{3-2}$.

Для этих потоков измерений были вычисленыхарактеристики,необходимые для построения нечеткой системы логического вывода для BDId (табл. 4).

Таблица 4. Характеристики процессов изменения перетоков активной мощности и реактивной мощности линии 2-3

| | $P_{2-3}$ | $P_{3-2}$ | $Q_{2-3}$ | $Q_{3-2}$ |
|---|---|---|---|---|
| $m_y$ | -1864 | 1894 | -53.94 | 130.9 |
| $\sigma_y$ | 5.635 | 5.772 | 1.896 | 2.826 |
| $\min_y$ | -1883 | 1877 | -58.9 | 119.5 |
| $\max_y$ | -1847 | 1914 | -45.86 | 137.9 |

По полученным характеристикам для лингвистических переменных «Измерение $P_{2-3}$», «Измерение $P_{3-2}$», «Измерение $Q_{2-3}$», «Измерение $Q_{3-2}$»построены функции принадлежности в системе нечеткого логического вывода.

При реализации алгоритма BDId были проведены расчеты при моделировании кибератак FDI, не идентифицируемых традиционными методами обнаружения плохих данных (ОПД): методом контрольных уравнений (КУ), когда проверка достоверности измерений выполняется по невязкам КУ и классическим методом ОС, когда проверка достоверности измерений выполняется по взвешенным остаткам оценивания [5].

Расчеты проводились в имитационном эксперименте, суть которого состоит в моделировании случайных ошибок измерений на эталонном установившемся режиме, полученным расчетным путем по программе расчета установившегося режима или ОС.

В эти измерения были внесены атаки внедрения ложных данных в

виде ошибок $b_{KA}$. Модель (1) в этом случае принимает вид:

$$\bar{y}_{KA1} = y(t) + \xi_y(t) + b_{KA}(t), \qquad (3)$$

*Моделирование кибератак, не идентифицируемых по КУ.* Для проверки достоверности измерений методом КУ формируются контрольные уравнения и проверяется условие:

$$|w_k| \le d_k \qquad (4)$$

где $w_k$ - невязка КУ, $d_k$ - некоторое пороговое значение. Если условие (4) выполняется, то все измерения в данном КУ считаются достоверными.

Были смоделированы две грубые ошибки: в измерении $P_{2-3}$ величиной -100 МВт и в измерении $P_{3-2}$ величиной +100 МВт. Результаты ОПД и ОС методом КУ, идентификации ошибочных измерений методом ОПД и на основе алгоритма BDId представлены в табл.5.

Таблица 5. Результаты ОС по методу КУ, идентификации ошибочных измерений методом ОПД и BDId

| Параметр | Эталон | Без грубой ошибки | С грубой ошибкой | Метод КУ | | BDId |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | ОПД | ОС | |
| $P_{1-2}$ | -992,7 | -993 | -- | Дост. | -994 | Дост. |
| $Q_{1-2}$ | -187,5 | -183 | -- | Дост. | -189 | Дост. |
| $P_{2-1}$ | 1010 | 1013 | - | Дост. | 1011 | Дост. |
| $Q_{2-1}$ | -468 | -446 | - | Дост. | -464 | Дост. |
| $P_{2-3}$ | **-1880** | **-1879** | **-1979** | **Дост.** | **1982** | **Ошиб.** |
| $Q_{2-3}$ | 29 | 34 | - | Дост. | 48 | Дост. |
| $P_{3-2}$ | **1896** | **1903** | **2003** | **Дост.** | **2000** | **Ошиб.** |
| $Q_{3-2}$ | -92 | -90 | - | Дост. | -85 | Дост. |
| Значение целевой функции – 9,98 | | | | | | |

Расчеты показывают, что искаженные кибератакой измерения $P_{2-3}$, $P_{3-2}$ методом КУ определялись как достоверные и использовались алгоритмом ОС для расчета оцененного режима. Полученные оценки существенно отклоняются от эталонного режима, хотя значение целевой функции удовлетворяет $\chi$-квадрат критерию [5]. Анализ измерений $P_{2-3}$ и $P_{3-2}$ на основе алгоритма BDId позволил идентифицировать измерения как ошибочные с уровнем точности, равным 0,12 (низкий уровень).

*Моделирование кибератак, не идентифицируемых по остаткам оценивания состояния.* Здесь приведены результаты расчетов при моделировании кибератак «внедрение ложных данных» в соответствии с методикой, описанной в [2]. Эта методика разработана для случая, когда задача ОС решается классическим методом через вектор состояния $x$, а ОПД выполняется после ее решения (апостериорно) по взвешенным остаткам оценивания, которые вычисляются по формуле:

$$\hat{r}_W = R_y^{-1/2} \left| \bar{y} - y(\hat{x}) \right|,$$

и для достоверных измерений не должны превышать величину порога, равную 3-3.5.

Исходя из классической постановки ОС с учетом связи между оценками измерений $\hat{y}$ и оценками вектора состояния $\hat{x}$ ($\hat{y} = H\hat{x}$, где $H$ - матрица Якоби), кибератаки моделировались согласно [2]:

1. Задается ненулевой вектор $c$, искажающий компоненты вектора состояния.
2. Формируется вектор атак $a = Hc$ длиной $m$, где $m$ – количество измерений.
   Вектор ошибочных измерений определяется как:
   $y_a = y + a$.
3. Выполняется ОС. Оценки вектора состояния, полученные после КА, равны:
   $\hat{x}_a = \hat{x} + c$
4. Вычисляются остатки оценивания:
   $r_w = \|y_a - H\hat{x}_a\| = \|y + a - H(\hat{x} + c)\| = \|y - H\hat{x} + (a - Hc)\| = \|y - H\hat{x}\|$.

При этом получены остатки оценивания, равные остаткам, вычисленным по результатам ОС без кибератаки.

В таблице 6 приведены результаты ОС и идентификации ошибочных измерений на основе алгоритма BDId для искажающего вектора $c = (0,0,20,0,0)$.

Таблица 6. Результаты ОС классическим методом, идентификация ошибочных измеренийпо взвешенным отстаткам и BDId.

| Параметр | Эталон | Без грубой ошибки | Атака | С грубой ошибкой | Расчет класс. методом | | BDId |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | ОС | Взвеш.остатки | |
| $P_{1-2}$ | -992,7 | -993 | 0 | - | -994 | 0,256 | |
| $Q_{1-2}$ | -187,5 | -183 | 0 | - | -189 | 0,709 | |
| $P_{2-1}$ | 1010 | 1013 | 0 | - | 1011 | 0,257 | |
| $Q_{2-1}$ | -468 | -446 | 0 | - | -464 | 1,86 | |
| $P_{2-3}$ | **-1880** | **-1879** | **-32,5** | **-1911** | **-1928** | **3,49** | **Ошиб.** |
| $Q_{2-3}$ | **29** | **34** | **-432,5** | **-398** | **-395** | **0,327** | **Ошиб.** |
| $P_{3-2}$ | **1896** | **1903** | **33,3** | **1963** | **1946** | **3,05** | **Ошиб.** |
| $Q_{3-2}$ | **-92** | **-90** | **434,8** | **345** | **339** | **0,682** | **Ошиб.** |
| Значение целевой функции 20,17 | | | | | | | |

Полученные результаты свидетельствуют о том, что, несмотря на внесенные в вектор состояния искажения, метод анализа взвешенных остатков не обнаружил ошибочных измерений, т.е. не позволил идентифицировать кибератаку. На основе алгоритма BDId вычисленные уровни точности для $P_{2-3}$ (0.126), $Q_{2-3}$ (0.117), $P_{3-2}$ (0.125), $Q_{3-2}$ (0.117), позволили идентифицировать эти измерения как ошибочные.

## Заключение

Для идентификации ошибочных измерений, обусловленных кибератаками на SCADA и WAMS, предложен алгоритм обработки данных как предварительный этап ОС ЭЭС на основе вейвлет-анализа и теории нечетких множеств. Показано, что его использование позволит своевременно исключить влияние успешно реализованных кибератак на результаты ОС ЭЭС, тем самым обеспечивая функции управления достоверной информацией. Эффективность применения данного алгоритма подтверждена экспериментальными расчетами.

**Литература**

1. Воропай Н.И. Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем. Электричество. 2020, № 7, с. 12-21.

2. Y. Liu, M. K. Reiter, and P. Ning. False data injection attacks against state estimation in electric power grids // in Proc. of the 16th ACM Conference on Computer and Communi-cations Securty 2009, pp. 21-32.

3. Хохлов М.В. Оптимизационные модели недетектируемых и неидентифицируемых FDI-атак // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Материалы Международного научного семинара им. Ю.Н.Руденко. Ответственные редакторы Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев. 2016, с. 366-376.

4. L. Hu, Z. Wang, X. Liu, A. V. Vasilakos and F. E. Alsaadi. Recent advances on state estimation for power grids with unconventional measurements // in *IET Control Theory & Applications*, vol. 11, no. 18, pp. 3221-3232, 15 12 2017, doi: 10.1049/iet-cta.2017.0629.

5. Гамм А.З., Колосок И.Н. Обнаружение грубых ошибок телеизмерений в электроэнергетических системах. Новосибирск: Наука, 2000, 152 с.

6. Глазунова А.М., Колосок И.Н. Достоверизация критических измерений и критических групп на основе контрольных уравнений при оценивании состояния ЭЭС // Труды Всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке: развитие, функционирование, управление», Иркутск, 2006, с. 696-704.

7. A. Tarali and A. Abur. Bad data detection in two-stage state estimation using phasor measurements.// *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Berlin, 2012, pp. 1-8, doi: 10.1109/ISGTEurope.2012.6465712.

8. Хохлов М.В. Уязвимость оценивания состояния ЭЭС к кибератакам // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Актуальные проблемы надежности систем энергетики. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. 2015, с. 557-566.

9. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Оценка качества данных SCADA и WAMS при кибератаках на информационно-коммуникационную инфраструктуру ЭЭС. Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2020. № 1 (17), с. 68-78.

10. G. A. Ortiz, D. G. Colomé and J. J. Quispe Puma.State estimation of power system based on SCADA and PMU measurements // *2016 IEEE ANDESCON*, Arequipa, 2016, pp. 1-4, doi: 10.1109/ANDESCON.2016.7836221

11. Колосок И.Н., Гурина Л.А. Оценка рисков управления киберфизической ЭЭС на основе теории нечетких множеств. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. в 2-х книгах / Книга 1. Ответственный редактор Воропай Н.И., 2019, с. 238-247.

12. Kolosok I., Gurina L. Wavelet Analysis of PMU Measurements for Identification of Cyber Attacks on TCMS // 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), Moscow, Russia, 2018, pp. 1-4. doi: 10.1109/ ICI-EAM.2018.8728768

13. Богатырев Л.Л., Манусов В.З., Содномдорж Д. Математическое моделирование режимов электроэнергетических систем в условиях неопределенности. Улан-Батор: Издательство типографии МГТУ, 1999, 348 с.

**УДК 621.311.001.57**

# ДИНАМИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭЭС С УЧЕТОМ СТОХАСТИЧЕСКОГО ПОВЕДЕНИЯ НАГРУЗКИ [1]

Домышев* А.В.

**Аннотация**

В статье предлагается методика моделирования и динамической оптимизации электрических сетей со стохастическими элементами. Эта задача актуальна для автоматического и автоматизированного управления нормальными режимами ЭЭС. Для решения задачи предлагается новый алгоритм стохастической оптимизации, основанный на методе роя частиц.

**Ключевые слова**: оптимизация режимов, оптимальное управление, динамическая оптимизация, стохастическая оптимизация.

## Введение

В статье рассматривается динамическая оптимизация электрических режимов для целей автоматического и автоматизированного управления нормальными режимами ЭЭС. Оптимизация проводится на основе имеющегося набора прогнозных режимов на определенный горизонт времени.

Прежде чем перейти к описанию моделей, применяемых для оптимизации, опишем особенности оптимизации в условиях современных «умных» электрических сетей и электрических сетей ближайшего будущего. Интеллектуальные энергосистемы с точки зрения их моделирования характеризуются наличием значительного количества стохастических элементов, таких как возобновляемые источники электроэнергии, управляемая (адаптивная) нагрузка, электромобили и т.д. Целями оптимизации для такой сети с точки зрения сетевой компании могут являться: минимизация потерь в сети; обеспечение требуемых уровней по напряжению; оптимизация по стоимости генерации электроэнергии. С точки зрения субъектов локальной генерации и умной нагрузки целевой функцией может являться оптимизация потребления, оптимальное использование собственных ресурсов генерации.

Очевидно, что работа с единой моделью, объединяющей модель электрической сети и модели активной нагрузки и ВИЭ не представляется возможной из-за ее сложности с точки зрения применения в задаче оптимизации. Поэтому наиболее оптимальным вариантом решения комплекс-

[1] Работа выполнена в рамках программы фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310438-1, научный проект III.17.4.2.

* ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, domyshev@isem.irk.ru

ной задачи оптимизации такой энергосистемы представляется двухуровневая оптимизация (рис. 1). Верхний уровень представляет собой модель электрической сети, в которой активная нагрузка и ВИЭ представлена обобщенной стохастической величиной. Нижний уровень – это контроллеры активной нагрузки, виртуальные электростанции, агрегаторы заряда электромобилей.

Рис. 1 – Двухуровневый алгоритм оптимизации.

**Описание модели верхнего уровня**

Оптимизация на верхнем уровне представляет собой многоцелевую оптимизацию, которая может решаться различными методами, такими как: оптимум по Парето [1], минимизация расстояния до точки утопии [2], методы объединения в одноцелевую функцию. Среди объединяющих методов можно выделить такие, как: метод взвешенной суммы [3, 4], лексикографический метод [5], взвешенный минимаксный метод [6], экспоненциальный взвешенный критерий [7], метод взвешенного произведения [8], целевое программирование [9], физическое программирование [10].

Наиболее простым и достаточно эффективным способом является метод оптимизации взвешенной суммы, когда отдельные целевые функции суммируются в одну с помощью соответствующих весов:

$$f_c(x) = \sum_{i=1}^{n} w_i f_i(x) \quad \Big| \quad g(x) \leq 0 \qquad (1)$$

где $f_i(x)$ – целевая функция по одному из рассматриваемых критериев;
$w_i$ – весовой коэффициент соответствующий подзадаче целевой функции;
$x$ – вектор управляющих параметров;

$g(x)$ – ограничения, как на сами управляющие параметры, так и функциональные ограничения определяющие системные режимные ограничения.

Использование весов позволяет гармонизировать отдельные составляющие целевой функции, масштабируя их таким образом, чтобы это максимально удовлетворяло целям сетевой компании. Рационализировать выбор весов позволяет метод анализа иерархий [11].

В качестве ограничений на целевую функцию (1) выступают: ограничения на напряжение в узлах сети, инъекцию реактивной мощности в балансирующих по Q узлах, ограничения на диапазон изменения управляющих параметров, а также, ограничения в виде баланса полной мощности в сети [12].

Управляющие параметры оптимизации $x$ в (1) это: инъекции активной и реактивной мощности (для генераторов и компенсирующих устройств); напряжения в балансирующих по реактивной мощности узлах; коэффициенты трансформации ветвей; изменяемые проводимости ветвей (для устройств продольного регулирования); проводимости шунтов (для компенсирующих устройств).

**Динамическая оптимизация режима**

В качестве исходных данных для оптимизации режима мы имеем прогноз изменения параметров режима на заданное время. Прогнозный горизонт разбит на отдельные временные срезы через равные промежутки. Задачей динамической оптимизации является минимизация суммарной ЦФ на всем прогнозном временном горизонте за счет выбора состава и времени управляющих воздействий $x_t$ для каждого момента времени прогнозного диапазона:

$$\min \sum_{t=0}^{T} f_t(x_t) \tag{2}$$

В отличие от статической оптимизации одного режима в задаче динамической оптимизации важно учитывать «стоимость» управляющих воздействий, которая зависит не только от вектора состояния системы, но и от времени.

Стоимость управления тем или иным оборудованием зависит от таких факторов, как: остаточный ресурс оборудования; приоритет использования УВ; минимально допустимое время между коммутациями одним и тем же устройством. Задача оптимизации (2) с учетом стоимости воздействия записывается, как:

$$min \sum_{t=1}^{T} f_t(X_t, t) = \sum_{t=1}^{T} \left( f_{d_t}(X_t) + \sum_{i=1}^{C} f_{c_i}(x_{t_i}, t) \right) \tag{3}$$

где $X_t$ – управляющие воздействия доступные в момент времени $t$;
$f_{d_t}$ – функция статической оптимизации каждого режима для времени $t$;

$f_{c_i}$ – монотонно убывающая функция стоимости управляющего воздействия $x_{t_i}$, зависящая от времени воздействий, которые были выполнены до времени $t$.

Примерный вид штрафной функции представлен выражением (4). Смысл данного выражения такой, что после применения управляющего воздействия повторное его применение в течение некоторого времени должно быть заблокировано высоким значением штрафной функции (рис. 2). Через некоторое время стоимость воздействия снижается до постоянной величины $c_i$.

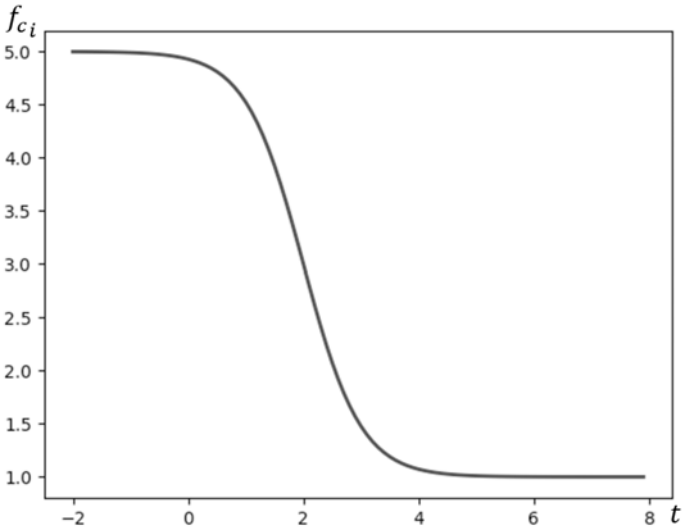



Рис. 2 – Пример функции стоимости управляющего воздействия.

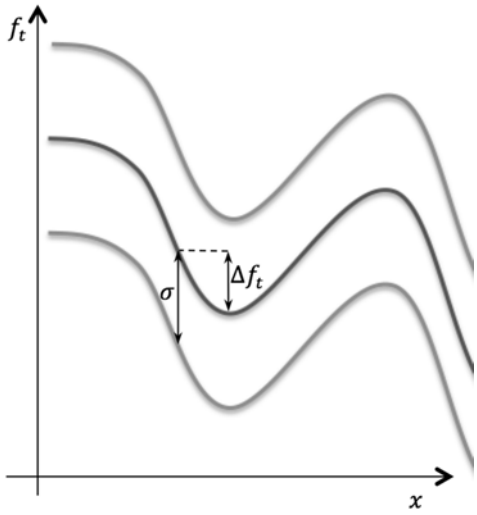



Рис. 3 – Влияние дисперсии целевой функции на процесс оптимизации.

$$f_{c_i} = k_{c_i}(th(k_{d_i}(t_{p_i} - t + \Delta t_b)) + 1) \ + c_i \qquad (4)$$

где $\mathrm{t_{p_i}}$ – время, предыдущего применения данного управляющего воздействия;

$k_{c_i} > 0, k_{d_i} > 0,\ c_i \geq 0,\ \Delta t_b > 0$ – некие масштабирующие и сдвигающие константы.

Наличие в целевой функции зависимости от времени применения предыдущих управляющих воздействий делает процесс оптимизации не Марковским процессом. Так как «стоимости» воздействий и зависимости «стоимости» от времени для разных устройств различны (например, РПН трансформаторов переключать можно редко, а управлять с помощью УШР можно достаточно часто), то отстроиться от таких воздействий и вернуть процессу оптимизации Марковские свойства не получится.

Дополнительную сложность вносит необходимость учета стохастичности исходных данных. Величина дисперсии целевой функции $\sigma$ может быть больше, чем улучшение величины целевой функции в процессе оптимизации $\Delta f_t$ (рис. 3). В предельном случае, если величина неопределенности целевой функции такая, что она может практически равновероятно принимать любое значение из допустимого диапазона, то оптимизировать такой режим смысла не имеет.

**Предлагаемый алгоритм динамической оптимизации**

Предлагается алгоритм стохастической оптимизации динамического процесса, позволяющий эффективно находить набор оптимальных воздействий с учетом составляющей целевой функции, зависящей от времени. Алгоритм основан на принципах оптимизации методом роя частиц [13]. Было принято рабочее название алгоритма – «Камень в реке» (River Stone – PSO). Смысл этого названия будет понятен на основе его дальнейшего описания.

В процессе оптимизации мы двигаемся по оптимальной траектории, определяемой результатами статической оптимизации. Целевую функцию динамической оптимизации (3) можно переписать в виде:

$$min \sum_{t=1}^{T} (f_0(t) + \xi(t)) \quad (5)$$

где $f_0(t)$ – составляющая целевой функции в момент времени t не зависящая от воздействий выполненных в прошлые моменты времени (t-i) и получаемая в результате статической оптимизации электрического режима для каждого момента времени;

$\xi(t)$ – составляющая целевой функции зависящая от воздействий выполненных в прошлые моменты времени.

Если значение $\xi(t)$ на шаге оптимизации превышает некоторую пороговую величину $\xi(t) > \varepsilon$, то выделяется диапазон моментов времени (срезов) для которых выполняется данное условие и для этого диапазона выполняется динамическая оптимизация предлагаемым алгоритмом. При этом верхним диапазоном в суммарной целевой функции принимается значение индекса времени $e$ при котором значение $\xi(t)$ становится меньше $\varepsilon$.

$$min \sum_{t=1}^{e} (f_0(t) + \xi(t))$$

После того, как выделен новый диапазон моментов времени, на котором требуется выполнить динамическую оптимизацию, создается рой частиц. В отличии от классического алгоритма роя частиц, частицы не генерируются по всему объему пространства решений, а создаются в текущей точке, определяемой результатами статической оптимизации в которой впервые возникло превышение $\xi(t) > \varepsilon$.

Начальная скорость каждой частицы задается случайным образом, но так, чтобы в измерении соответствующем времени составляющая скорости была отрицательна, то есть начальная скорость направлена обратно по времени.

Для направлений пространства поиска решений, соответствующих управляющим воздействиям начальная скорость задается, как:

$$v_{0_i} \sim k_v[-1; 1]$$

Для направления пространства поиска решений, соответствующего времени начальная скорость задается, как:

$$v_{0_i} \sim -k_v[0;1]$$

В алгоритме изменения скорости для каждой частицы добавляется еще одна точка притяжения. Кроме оптимального значения найденного самой частицей и глобального оптимума, найденного всем роем частиц добавляется точка $e$ соответствующая концу диапазона $\xi(t) > \varepsilon$ и управляющим воздействиям полученным в результате статической оптимизации для момента времени $e$:

$$v_i(t+1) = \omega v_i(t) + c_l r_1\big(y_i(t) - x_i(t)\big) + c_g r_2\big(g(t) - x_i(t)\big) + c_e r_3\big(y_e - x_i(t)\big)$$

где $y_e$ – координата, соответствующая концу интервала $\xi(t) > \varepsilon$;
$c_e$ – коэффициент движения к концу интервала;
$r_1$, $r_2$, $r_3$ – случайные величины получаемые на каждой итерации оптимизации.

Иллюстрация работы предлагаемого алгоритма показана на рис. 4. Двигаясь по оптимальной траектории мы натыкаемся на высокое значение $\xi(t)$, «отскакиваем» от него назад по времени и находим оптимальную траекторию, огибающую высокие значения целевой функции, наподобие того, как река огибает камень лежащий в ее русле. Отсюда и происходит название алгоритма.

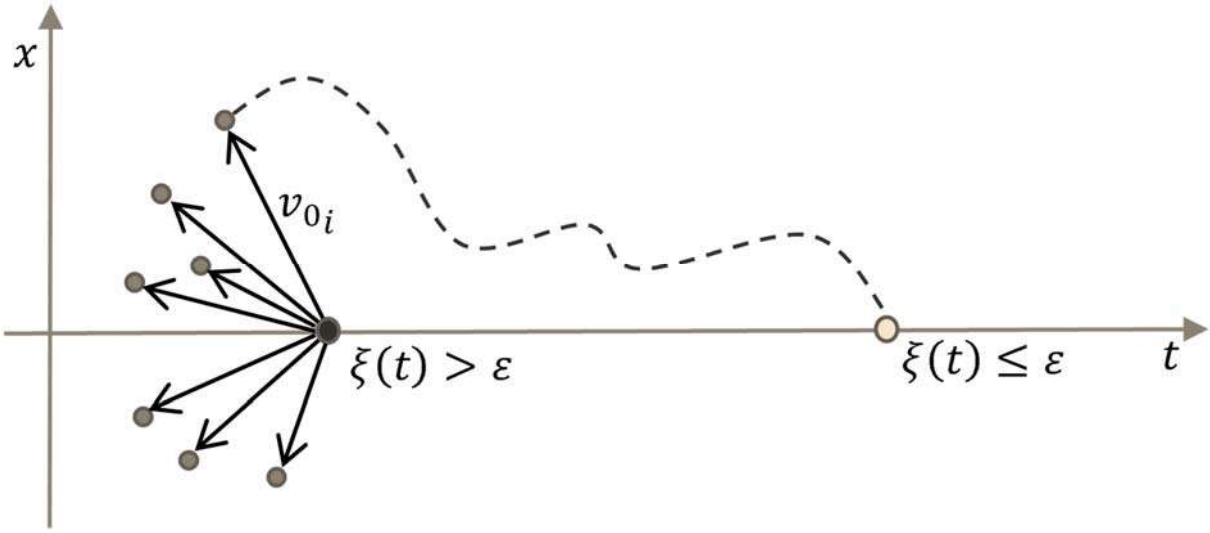



Рис. 4 – Иллюстрация работы алгоритма RS PSO.

Предлагаемый алгоритм может быть использован не только для динамической оптимизации электрических режимов, но и для оптимального управления любыми процессами, где стоимость управляющего воздействия зависит от прошлого времени его применения.

В качестве примера для динамической оптимизации была выбрана модель реальной энергосистемы, подготовленная в комплексе АНАРЭС [14].

При оптимизации режимов на типовом срезе глубиной в месяц было выявлено 6 диапазонов на которых проводилось динамическая оптимизация. Для каждого диапазона потребовалось не более 4-х итераций при 10-ти генерируемых частиц для каждого УВ (общее количество частиц

730). Результаты изменения целевой функции представлены на рис. 5. На графиках fc обозначает суммарное значение статической части целевой функции при текущем наборе управляющих воздействий, fd обозначает полное суммарное значение целевой функции с учетом составляющей зависящей от времени.

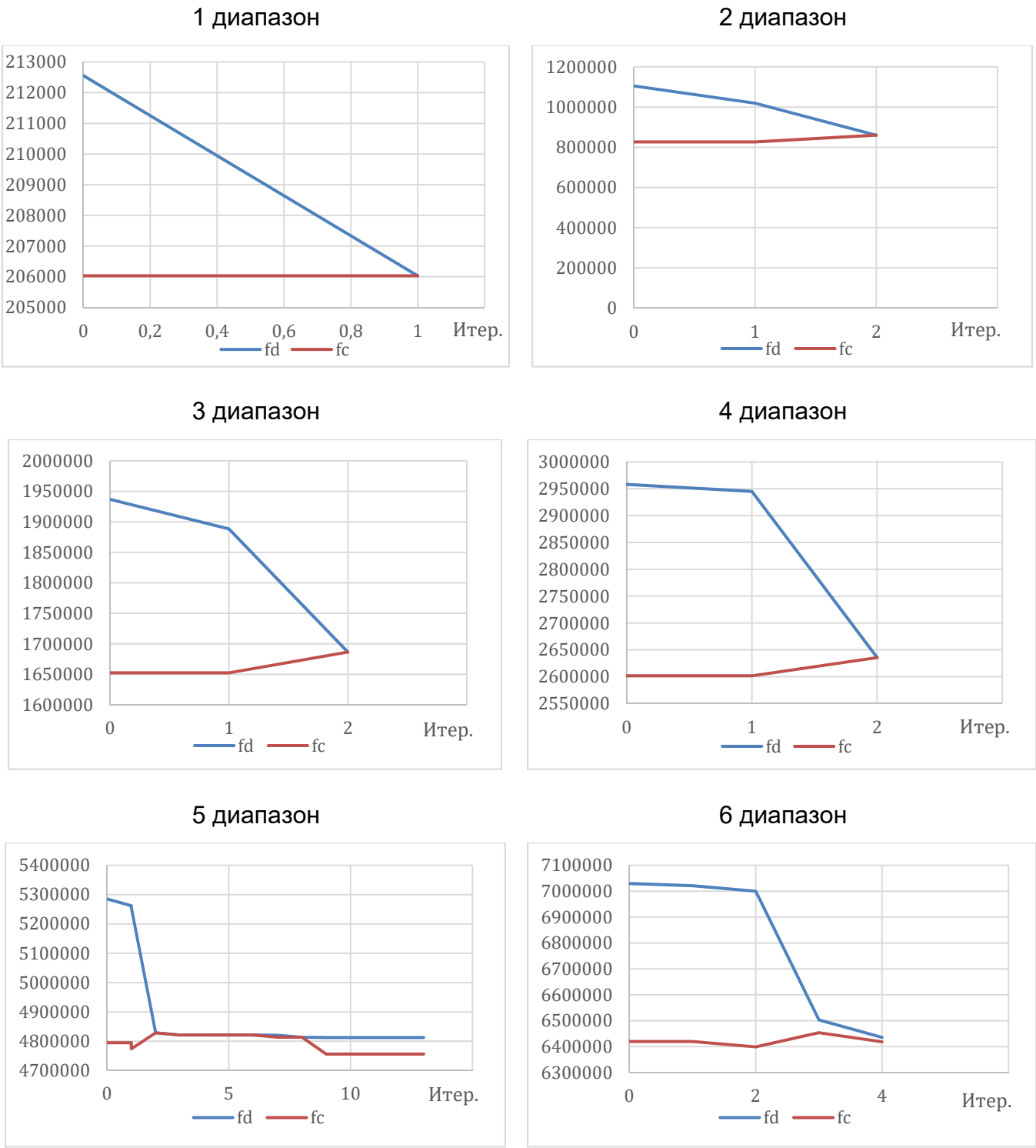



Рис. 5 – Изменение целевой функции в ходе динамической оптимизации RS PSO.

На графиках (рис. 5) видно, что в некоторых случаях статическая часть целевой функции увеличивается, что логично. При этом видно, что значение или строго или значительно близко приближается к исходной минимальной границе целевой функции.

**Выводы**

При реализации алгоритмов оптимального управления для современных «умных» электрических сетей необходимо учитывать их стохастическое поведение.

При реализации комплексных алгоритмов управления электрическими сетями с подключенными к ним умной нагрузкой и ВИЭ целесообразно применять двухуровневые алгоритмы управления.

Предложен универсальный алгоритм стохастической оптимизации динамического процесса во времени, с учетом зависящей от времени стоимости воздействий.

Предложенный алгоритм динамической оптимизации опробован на примере реальной энергосистемы.

Предлагаемая методика моделирования и оптимизации распределительных сетей со стохастическими элементами реализована на базе комплекса АНАРЭС [14] в виде встраиваемого программного обеспечения и может использоваться в системах автоматического оптимального управления.

**Литература**

1. Marler R. T., Arora J. S. Survey of multi-objective optimization methods for engineering // Structural and multidisciplinary optimization. 2004, Т. 26. № 6, с. 369-395.
2. Vincent T. L., Grantham W. J. Optimality in parametric systems (Book) //New York, Wiley-Interscience, 1981, 257 p.
3. Proos K. A. et al. Multicriterion evolutionary structural optimization using the weighting and the global criterion methods // AIAA journal. 2001, Т. 39, № 10, ч. 2006-2012.
4. Koski J., Silvennoinen R. Norm methods and partial weighting in multicriterion optimization of structures // International Journal for Numerical Methods in Engineering. 1987, Т. 24, № 6, с. 1101-1121.
5. Rentmeesters M. J., Tsai W. K., Lin K. J. A theory of lexicographic multi-criteria optimization // Proceedings of ICECCS'96: 2nd IEEE International Conference on Engineering of Complex Computer Systems (held jointly with 6th CSESAW and 4th IEEE RTAW). IEEE, 1996, с. 76-79.
6. Tseng C. H., Lu T. W. Minimax multiobjective optimization in structural design // International Journal for Numerical Methods in Engineering. 1990, Т. 30, № 6, с. 1213-1228.
7. Athan T. W., Papalambros P. Y. A note on weighted criteria methods for compromise solutions in multi-objective optimization // Engineering optimization. 1996, Т. 27, № 2, с. 155-176.

8. Gerasimov E. N., Repko V. N. Multicriterial optimization // International Applied Mechanics. 1978, Т. 14, № 11, с. 1179-1184.

9. Lee S. M. Goal programming for decision analysis. Philadelphia: Auerbach Publishers. 1972, с. 252-260.

10. Messac A. Physical programming-effective optimization for computational design // AIAA journal. 1996, Т. 34, № 1, ч. 149-158.

11. Santy T. L. The analytical hierarchy process: Planning, priority setting, resource allocation // Decision Making Series, McGraw Hill, New York, USA. 1980.

12. Домышев А.В. Оптимизация электрических сетей со стохастическими элементами // Журнал СФУ. Техника и технологии, 2020, № 13(2).

13. Sengupta S., Basak S., Peters R. A. Particle Swarm Optimization: A survey of historical and recent developments with hybridization perspectives // Machine Learning and Knowledge Extraction. 2019, Т. 1, № 1, с. 157-191.

14. АНАРЭС – комплекс программ для моделирования режимов энергосистем, [Электронный ресурс]: http://anares.ru/software.

**УДК 519.873**

# СКРЫТАЯ МАРКОВСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ПО ВОЗРАСТУ ЭЛЕМЕНТОВ СИСТЕМЫ

Обжерин[1] Ю.Е., Никитин[1] М.М., Сидоров[1*] С.М.

**Аннотация**

Одним из методов повышения надёжности и эффективности функционирования систем различного назначения, в том числе систем энергетики, является техническое обслуживание. В работе на основе полумарковской модели технического обслуживания по возрасту элементов двухкомпонентной системы построена скрытая марковская модель технического обслуживания. Скрытая марковская модель используется для решения задач анализа динамики, прогнозирования состояний моделируемой системы, на основе полученного в процессе её функционирования вектора сигналов.

**Ключевые слова:** техническое обслуживание, полумарковская модель, скрытая марковская модель, вектор сигналов, анализ динамики, прогнозирование.

## Введение

Одним из методов повышения надёжности и эффективности функционирования систем различного назначения, в том числе систем энергетики, является техническое обслуживание (ТО) [1–4]. В случае его использования в системе по определённым правилам производится упреждающее восстановление параметров элементов системы, с целью уменьшения вероятности отказов системы и сохранения эффективности её функционирования. Для моделирования систем широко используются полумарковские процессы с дискретным или дискретно-непрерывным множеством состояний [5–8]. В процессе функционирования системы, для которой построена полумарковская модель, необходимо оценить насколько построенная модель согласуется с полученными в процессе функционирования системы данными, уточнить её, провести анализ функционирования системы и спрогнозировать её состояния на основе полученной информации. Решить эти задачи позволяют скрытые марковские модели и скрытые полумарковские модели [9–12]. В данной работе построена скрытая марковская модель технического обслуживания по возрасту элементов двухкомпонентной системы. Используя скрытую модель, решаются задачи анализа динамики,

[1] ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет», г. Севастополь, Россия, e-mail: objsev@mail.ru, m.nikitin.1979@gmail.com, xaevec@mail.ru

прогнозирования состояний системы, на основе полученного в процессе её функционирования вектора сигналов.

## 1. Описание системы

Рассмотрим систему, состоящую из двух элементов. Опишем стратегию ТО по возрасту её элементов [4]. В начальный момент времени начинается эксплуатация системы и назначается допустимый уровень наработки (возраст) $h_i$, $i$ = 1,2 каждого $i$-го элемента системы, по достижении которого проводится его плановое ТО. Время безотказной работы $i$–го элемента системы случайная величина (СВ) – $\alpha_i$ с функцией распределения (ФР) $F_i(t)$, $i$ = 1,2. Если к назначенному моменту $h_i$ $i$-й элемент системы не отказал, тогда начинается плановое ТО элемента, которое его полностью обновляет. Длительность этого ТО – СВ $\tau_i$ с ФР $R_i(t)$, $i$ = 1,2. Если до назначенного момента $h_i$ $i$-й элемент системы отказывает, то отказ обнаруживается мгновенно и начинается его аварийное восстановление (АВ). Длительность этой восстановительной работы – СВ $\beta_i$ с ФР $G_i(t)$, $i$ = 1,2. В результате АВ элемент также полностью обновляется и весь процесс обслуживания повторяется заново. Предполагается, что в результате аварийного отказа или в связи с началом ТО какого-либо элемента не происходит отключения второго элемента системы.

## 2. Построение полумарковской модели системы

Для описания функционирования системы $S$ используем полумарковский процесс (ПМП) $\xi(t)$. Введем пространство состояний вида:

$$E = \{1,\ i\bar{d}\bar{x} : \bar{d} = (d_1, d_2),\ \bar{x} = (x_1, x_2),\ x_k > 0, k = 1,2\}, \tag{1}$$

где $i$ = 1,2 указывает номер элемента, в котором произошло изменение физического состояния. Компонента $d_k$ вектора описывает физическое состояние элемента с номером $k$:

$$d_k = \begin{cases} 1, \text{если } k\text{ - й элемент возобновил работу после ТО или АВ;} \\ 0, \text{если } k\text{ - й элемент отказал, и началось его АВ;} \\ 2, \text{если } k\text{ - й элемент проработал без отказа время } h_k \text{ и началось} \\ \text{его ТО.} \end{cases}$$

Непрерывная компонента $x_k$ вектора $\bar{x}$ указывает время, прошедшее с последнего изменения физического состояния элемента с номером $k$, $k$=1, 2; отметим, что $x_i$ = 0. Временная диаграмма функционирования описанной системы представлена на рис. 1.

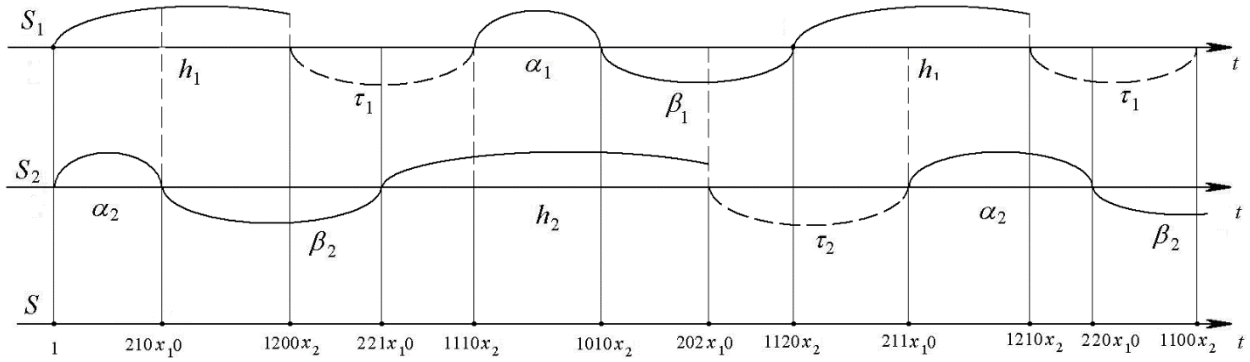



Рис. 1 – Временная диаграмма функционирования двухкомпонентной системы при стратегии ТО по возрасту элементов.

В развернутом виде фазовое пространство состояний системы имеет вид:

$E$ = {1, 1110$x_2$, 1100$x_2$, 1120$x_2$, 1010$x_2$, 1000$x_2$, 1020$x_2$, 1210$x_2$, 1200$x_2$, 1220$x_2$, 211$x_1$0, 201$x_1$0, 221$x_1$0, 210$x_1$0, 200$x_1$0, 220$x_1$0, 212$x_1$0, 202$x_1$0, 222$x_1$0}.

Найдем времена пребывания в состояниях системы. Для этого введем СВ:

$$\delta_z^{(k)} = \begin{cases} \alpha_k \wedge h_k, \text{если } z = 1, \\ \beta_k, \text{если } z = 0, \\ \tau_k, \text{если } z = 2,\ \mathrm{k} = 1,2, \end{cases}$$

где ∧ – знак минимума. СВ $\delta_z^{(k)}$ –времена пребывания в состояниях ПМП $\xi_k(t)$, описывающего функционирование $k$-го элемента системы, $k$ = 1,2.

Обозначим $V_z^{(k)}(t) = P(\delta_z^{(k)} < t)$ – ФР СВ $\delta_z^{(k)}$, $\overline{V}_z^{(k)}(t) = 1 - V_z^{(k)}(t)$, $v_z^{(k)}(t)$ – плотности распределения СВ $\delta_z^{(k)}$, тогда:

$$\overline{V}_1^{(k)}(t) = \overline{F}_k(t) \cdot 1(h_k - t), \quad \overline{V}_0^{(k)}(t) = \overline{G}_k(t), \quad \overline{V}_2^{(k)}(t) = \overline{R}_k(t),$$

$$v_1^{(k)}(t) = f_k(t) \cdot 1(h_k - t),\ v_0^{(k)}(t) = g_k(t),\ v_1^{(k)}(t) = r_k(t),\ k = 1,2.$$

Тогда время пребывания в состоянии $i\overline{d}\overline{x}$ определяется равенством:

$$\theta_{i\overline{d}\overline{x}} = \bigwedge_{k=1}^{2} \left[\delta_{d_k}^{(k)} - x_k\right]^+,\ x_i = 0.$$

Определим вероятности переходов ВЦМ {$\xi_n$; $n \geq 0$} для состояний 1000$x_2$, 210$x_1$0, 1020$x_2$, для остальных состояний они определяются аналогично:

$$p_{1000x_2}^{1100y_2} = \frac{g_1(y_2 - x_2) \cdot \overline{G}_2(y_2)}{\overline{G}_2(x_2)}, y_2 > x_2,\ p_{1000x_2}^{201y_10} = \frac{g_2(x_2 + y_1) \cdot \overline{G}_1(y_1)}{\overline{G}_2(x_2)}, y_1 > 0,$$

$$P_{210x_10}^{1200h_1 - x_1} = \frac{\overline{F}_1(h_1) \cdot \overline{G}_2(h_1 - x_1)}{\overline{F}_1(x_1)},\ p_{210x_10}^{1000y_2} = \frac{f_1(x_1 + y_2) \cdot \overline{G}_2(y_2)}{\overline{G}_2(x_2)}, 0 < y_2 < h_1 - x_1,$$

$$p_{210x_1 0}^{211y_1 0} = \frac{g_2(y_1 - x_1)\cdot \overline{F}_1(y_1)}{\overline{F}_1(x_1)}, x_1 < y_1 < h_1;$$

$$p_{1020x_2}^{1120y_2} = \frac{g_1(y_2 - x_2)\cdot \overline{R}_2(y_2)}{\overline{R}_2(x_2)}, y_2 > x_2,\ p_{1020x_2}^{201y_1 0} = \frac{r_2(x_2 + y_1)\cdot \overline{G}_1(y_1)}{\overline{R}_2(x_2)}, y_1 > 0.$$

Найдём стационарное распределение построенного ПМП ξ(*t*), который представляет собой суперпозицию независимых ПМП $\xi_1(t)$, $\xi_2(t)$, описывающих функционирование элементов системы.

Согласно [8], стационарное распределение ВЦМ суперпозиции *n* независимых ПМП определяется формулой:

$$\rho(dz_1,...,dz_n; x^{(k)}) = c\rho_k(dz)\prod_{i\neq k}\rho_i(dz_i)\cdot \overline{F}_{z_i}(x_i), \tag{2}$$

где $F_{z_i}(x_i)$ – ФР времени пребывания ПМП $\xi^{(i)}(t)$ в состоянии $z_i$, $\overline{F}_{z_i}(x_i) = 1 - F_{z_i}(x_i)$.

Введём обозначение:

$$\rho_z^{(k)} = \begin{cases} \rho, \text{если } z = 1, \\ \rho\cdot F_k(h_k), \text{если } z = 0, \\ \rho\cdot \overline{F}_k(h_k), \text{если } z = 2, \rho = \dfrac{1}{2}, k = 1,2, \end{cases}$$

$\{\rho_z^{(k)}\}$ – стационарное распределение ВЦМ ПМП $\xi_k(t)$, описывающего функционирование *k*-го элемента системы. Используя (2), получаем, что стационарное распределение ВЦМ ПМП ξ(t) имеет вид:

$$\rho(i\overline{d}\overline{x}) = c\cdot \rho_{d_i}^{(i)}\cdot \prod_{\substack{k=1\\k\neq i}}^{2}\rho_{d_k}^{(k)}\cdot \overline{V}_{d_k}^{(k)}(x_k), \tag{3}$$

где постоянная *c* находится из условия нормировки.

Используя (3), например, получаем:

$$\rho(1110x_2) = c\cdot \rho^2\cdot \overline{F}_2(x_2)\cdot 1(h_2 - x_2),\quad \rho(200x_2 0) = c\cdot \rho^2\cdot F_1(h_1)F_2(h_2)\cdot \overline{G}_1(x_1).$$

### 3. Пример моделирования системы электроэнергетики

С целью упрощения модели системы, укрупним построенную полумарковскую модель, используя алгоритм стационарного фазового укрупнения, предложенный в [5, 6].

Фазовое пространство состояний *E* исходной модели расщепляется на *N* = 9 классов:

$E_{00}$={1000$x_2$, 200$x_1$0}, $E_{11}$={1, 1110$x_2$, 211$x_1$0}, $E_{22}$={1220$x_2$, 222$x_1$0},

$E_{21}$={1210$x_2$, 221$x_1$0}, $E_{12}$={1120$x_2$, 212$x_1$0}, $E_{10}$={1100$x_2$, 210$x_1$0},

$E_{01}$={1010$x_2$, 221$x_1$0}, $E_{02}$={1000$x_2$, 200$x_1$0}, $E_{20}$={1200$x_2$, 220$x_1$0},

каждый из которых «склеивается» в одно состояние укрупненной модели.

Фазовое пространство состояний укрупнённой модели имеет вид:

$$E = \{00, 11, 22, 21, 12, 10, 01, 02, 20\}.$$

Нетрудно установить физический смысл состояний укрупнённой модели. Так состояние 21 означает, что первый элемент находится на ТО, второй работоспособен.

Определим вероятности перехода ВЦМ $\hat{p}_k^r$ укрупнённой модели, которые, согласно [5] находятся по формуле:

$$\hat{p}_k^r = \int_E \rho(de) P(e, E_r) / \rho(E_k), \qquad k, r = \overline{1, N}, \tag{4}$$

где ρ(*de*) – стационарное распределение ВЦМ, $P(e,E_r)$ – вероятности перехода ВЦМ укрупняемой модели.

Используя (4), найдём вероятности перехода $\hat{p}_k^r$ ВЦМ укрупнённой модели. Так для состояний 00, 11, 12 они имеют следующий вид:

$$\hat{P}_{00}^{01} = \frac{M\beta_1}{M\beta_1 + M\beta_2}, \quad \hat{P}_{00}^{10} = \frac{M\beta_2}{M\beta_1 + M\beta_2}, \quad \hat{P}_{11}^{12} = \frac{\overline{F}_2(h_2) \cdot \int_0^{h_1} \overline{F}_1(x)dx}{\int_0^{h_1} \overline{F}_1(t)dt + \int_0^{h_2} \overline{F}_2(t)dt},$$

$$\hat{P}_{11}^{21} = \frac{\overline{F}_1(h_1) \cdot \int_0^{h_2} \overline{F}_2(x)dx}{\int_0^{h_1} \overline{F}_1(t)dt + \int_0^{h_2} \overline{F}_2(t)dt}, \quad \hat{P}_{11}^{01} = \frac{F_1(h_1) \cdot \int_0^{h_2} \overline{F}_2(x)dx}{\int_0^{h_1} \overline{F}_1(t)dt + \int_0^{h_2} \overline{F}_2(t)dt}, \quad \hat{P}_{11}^{10} = \frac{F_2(h_2) \cdot \int_0^{h_1} \overline{F}_1(x)dx}{\int_0^{h_1} \overline{F}_1(t)dt + \int_0^{h_2} \overline{F}_2(t)dt},$$

$$\hat{P}_{12}^{02} = \frac{F_1(h_1) \cdot M\tau_2}{M\tau_2 + \int_0^{h_1} \overline{F}_1(t)dt}, \quad \hat{P}_{12}^{11} = \frac{\int_0^{h_1} \overline{F}_1(x)dx}{M\tau_2 + \int_0^{h_1} \overline{F}_1(t)dt}, \quad \hat{P}_{12}^{22} = \frac{\overline{F}_1(h_1) \cdot M\tau_2}{M\tau_2 + \int_0^{h_1} \overline{F}_1(t)dt}. \tag{5}$$

Для остальных состояний эти вероятности находятся аналогично.

## 4. Скрытая марковская модель на основе укрупнённой полумарковской модели

Пусть $\{X_n, n = 1, 2, ...\}$ – ВЦМ укрупнённой модели, вероятности переходов которой определяются формулами (5).

Предположим, что при функционировании системы *S* состояния ВЦМ укрупнённой модели не наблюдаются (скрытые состояния), а наблюдается только количество работоспособных компонентов системы в момент перехода системы в новое состояние.

Следовательно, множество сигналов имеет вид: *J* = {0, 1, 2}.

Рассмотрим связь между состояниями ВЦМ укрупнённой системы и сигналами, т.е. определим функцию $R(s \mid \boldsymbol{x})$ [9]:

$$R(s \mid \boldsymbol{x}) = P(S_n = s \mid X_n = \boldsymbol{x}), \boldsymbol{x} \in \hat{E}, s \in J, \sum_{s \in J} R(s \mid \boldsymbol{x}) = 1, \tag{6}$$

где $S_n$ – *n*-ый сигнал.

Функция $R(s \mid \boldsymbol{x})$ связи состояний ВЦМ укрупнённой модели с сигналами представлена в таблице 1.

Таблица 1. Функция связи $R(s \mid \boldsymbol{x})$ состояний ВЦМ укрупнённой модели с сигналами

| Состояние, ***x*** / Сигнал, s | 00 | 11 | 22 | 21 | 12 | 10 | 01 | 02 | 20 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| s=0 | 1 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 |
| s=1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 |
| s=2 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

**5. Решение задач теории скрытых марковских моделей**

Следуя [9, 10], рассмотрим основные задачи теории скрытых марковских моделей, применительно к построенной скрытой марковской модели.

Пусть $\overline{S}^n = (S_1, S_2, ..., S_n)$ – случайный вектор первых *n* сигналов. Для заданного вектора сигналов $\overline{s}_n = (s_1, s_2, ..., s_n)$ пусть $\overline{s}_k = (s_1, s_2, ..., s_k), k \le n$. Требуется оценить характеристики ВЦМ укрупненной (скрытой) модели на основе вектора сигналов $\overline{s}_n$. Предполагается, что в начальный момент времени модель находится в состоянии 11.

Введем функции $F_k(i)$ [9]:

$$F_k(i) = P(\overline{S}^k = \overline{s}_k, X_k = i), \; k = 1, 2, ..., n, \tag{7}$$

которые называются прямыми переменными. Для этих функций справедлива следующая рекуррентная формула [9]:

$$F_k(i) = R(s_k \mid i) \sum_j F_{k-1}(j) P_j^i, \; F_1(i) = R(s_1 \mid i) p_i, \tag{8}$$

где $P_j^i$ – вероятности перехода ВЦМ укрупнённой модели, определённые формулами (5), $(p_i)$ – распределение начального состояния ВЦМ.

Используя формулу (8), найдём три первые функции $F_k(i)$:

$$F_1(i) = \begin{cases} 0, i \ne 11, \\ R(s_1 \mid 11), i = 11, \end{cases} \qquad F_2(i) = \begin{cases} R(s_2 \mid 21) R(s_1 \mid 11) P_{11}^{21}, i = 21, \\ R(s_2 \mid 12) R(s_1 \mid 11) P_{11}^{12}, i = 12, \\ R(s_2 \mid 10) R(s_1 \mid 11) P_{11}^{10}, i = 10, \\ R(s_2 \mid 01) R(s_1 \mid 11) P_{11}^{01}, i = 01, \\ 0, \text{для остальных состояний}, \end{cases}$$

$$F_3(i)=\begin{cases} R(s_3\,|\,00)R(s_1\,|\,11)\left[R(s_2\,|\,10)P_{11}^{10}P_{10}^{00}+R(s_2\,|\,01)P_{11}^{01}P_{01}^{00}\right], i=00,\\ R(s_3\,|\,11)R(s_1\,|\,11)\left[R(s_2\,|\,21)P_{11}^{21}P_{21}^{11}+R(s_2\,|\,12)P_{11}^{12}P_{12}^{11}+R(s_2\,|\,10)P_{11}^{10}P_{10}^{11}+\right.\\ \left.+R(s_2\,|\,01)P_{11}^{01}P_{01}^{11}\right], i=11,\\ R(s_3\,|\,22)R(s_1\,|\,11)\left[R(s_2\,|\,21)P_{11}^{21}P_{21}^{22}+R(s_2\,|\,12)P_{11}^{12}P_{12}^{22}\right], i=22,\\ R(s_3\,|\,02)R(s_1\,|\,11)\left[R(s_2\,|\,10)P_{11}^{01}P_{01}^{02}+R(s_2\,|\,12)P_{11}^{12}P_{12}^{02}\right], i=02,\\ R(s_3\,|\,20)R(s_1\,|\,11)\left[R(s_2\,|\,21)P_{11}^{21}P_{21}^{20}+R(s_2\,|\,10)P_{11}^{10}P_{10}^{20}\right], i=20,\\ 0, \text{для остальных состояний.}\end{cases}$$

Функции $F_4(i), F_5(i),...$ находятся аналогично, используя рекуррентную формулу (8).

Другими функциями, используемыми при нахождении оценок характеристик скрытой модели, являются функции $B_k(i)$, которые называются обратными переменными [9,10]:

$$B_k(i)=P(S_{k=1}=s_{k=1},...,S_n=s_n\,|\,X_k=i),\ k=\overline{1,n-1},$$

для которых имеет место рекуррентная формула [9]:

$$B_k(i)=\sum_j R(s_{k+1}\,|\,j)B_{k+1}(j)P_i^j,\ B_{n-1}(i)=\sum_j P_i^j R(s_n\,|\,j). \qquad (9)$$

Для вероятности $P\left(S^n=s_n\right)$ справедливы формулы [9]:

$$P\left(\overline{S}^n=\overline{s}_n\right)=\sum_i F_n(i)=\sum_i R(s_1\,|\,i)B_1(i)p_i, \qquad (10)$$

а также [9]:

$$P\{\overline{S}^n=\overline{s}_n\}=\sum_i F_k(i)B_k(i), \qquad (11)$$

при любом фиксированном *k*.

В качестве примера оценок характеристик скрытой укрупненной модели рассмотрим систему *S*, у которой времена безотказной работы первого и второго компонентов обладают распределением Эрланга второго порядка со средними значениями $M\alpha_1$=20,0 ч, $M\alpha_2$=25,0 ч. Средние значения планового ТО $M\tau_1$ и $M\tau_2$ составляют 2,5 и 3,0 ч, средние значения АВ $M\beta_1$ и $M\beta_2$ – 4,5 и 6,7 ч соответственно. Неслучайные значения допустимых уровней наработки составляют 6,0 и 10,0 ч соответственно.

Пусть задан вектор сигналов (2, 1, 0, 1 , 2, 1, 2, 1, 2, 1, 0, 1, 2, 1, 2, 1, 2, 1, 2, 1, 2, 1, 2, 1, 2, 1, 0, 1, 0, 1) (*n* = 30). Рассмотрим следующие задачи по оценке характеристик скрытой модели.

1. Определим вероятности состояний скрытой модели в момент испускания 30-го сигнала. Воспользуемся формулой [9]:

$$P\left(X_n=i\,|\,\overline{S}^n=\overline{s}_n\right)=\frac{F_n(i)}{\sum_j F_n(j)}. \qquad (12)$$

Тогда на 30-м шаге модель находилась в состоянии 21 с вероятностью 0,3277, в состоянии 12 с вероятностью 0,3489, в состоянии 10 с вероятностью 0,2332, и в состоянии 01 с вероятностью 0,0901. Для остальных состояний эта вероятность равна нулю.

2. Найдём вероятности, с которыми скрытая модель осуществит переход в состояния на следующем шаге. Для этого воспользуемся формулой [9]:

$$P(X_{n+1} = j \mid \overline{s}_n) = \sum_i P(X_n = i \mid \overline{s}_n) P_i^j, \tag{13}$$

при этом используется формула (12).

Получаем следующие вероятности перехода скрытой модели на 31-м шаге: в состояние 00 с вероятностью 0,0210; в состояние 11 – 0,6554; в состояние 22 – 0,1615; в состояние 21 – 0; в состояние 12 – 0; в состояние 10 – 0; в состояние 01 – 0; в состояние 02 – 0,0384; в состояние 20 – 0,1237.

3. Определим вероятности появления сигналов на следующем шаге, применим формулу [9]:

$$P(S_{n+1} = s_{n+1} \mid \overline{s}_n) = \sum_i P(X_{n+1} = i \mid \overline{s}_n) R\left(s_{n+1} \mid i\right), \tag{14}$$

при этом используется формула (13).

Получаем, что вероятность появления сигнала 2 на 31-м шаге равна 0,6554; сигнала 1 – 0; сигнала 0 – 0,3446.

4. Найдем вероятность появления (испускания) заданного вектора сигналов.

Для этого можно использовать формулы (10) – (11).

В таблице 2 представлена вероятность появления заданного вектора сигналов в зависимости от величины уровня наработки.

Таблица 2. Вероятность появления заданного вектора сигналов при различных допустимых уровнях наработки

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| $h_1$ | $h_2$ | $P(\overline{S}^n = \overline{s}_n)$ |
| 0 | 0 | 0 |
| 0 | 14,0 | 0 |
| 2,0 | 8,0 | 0,0001944 |
| 2,0 | 12,0 | 0,0002098 |
| 4,0 | 4,0 | 0,0001335 |
| 6,0 | 4,0 | 0,0001800 |
| 6,0 | 10,0 | 0,0002341 |
| 8,0 | 8,0 | 0,0002318 |
| 10,0 | 10,0 | 0,0002303 |
| 10,0 | 8,0 | 0,0002323 |
| 12,0 | 12,0 | 0,0002222 |
| 50,0 | 0 | 0 |
| 100 | 100 | 0,0001731 |

Вероятность появления заданного вектора сигналов (2,1,0,1,2,1,2,1,2,1,0,1,2,1,2,1,2,1,2,1,2,1,2,1,2,1,0,1,0,1) при исходных параметрах системы *S* равна 0,00023.

Из таблицы 2 видно, что с увеличением допустимых уровней наработки вероятность появления заданного вектора сигналов сначала увеличивается, затем уменьшается, что позволяет поставить задачу нахождения точки $\{h_1,h_2\}$ = argmax $P(\overline{S}^n = \overline{s}_n)$. Значения одного или двух уровней, равные нулю, представляют появление рассматриваемой цепочки сигналов как невозможное событие, так как в пределе при $h_i \to 0$ один или два элемента постоянно находятся на плановом ТО, делая, в частности, появление сигнала 2 невозможным, в то время как в цепочке такой сигнал присутствует. В пределе при $h_i \to \infty$, $i$ = 1,2 плановое ТО не проводится и скрытая модель переходит, в рассмотренную в [12], скрытую марковскую модель на основе суперпозиции двух независимых альтернирующих процессов восстановления [5].

5**.** Прогнозирование состояний скрытой модели по заданному вектору сигналов.

Для рассмотренного ранее случая на основании заданного вектора первых семи сигналов (2, 1, 0, 1, 2, 1, 2) необходимо найти наиболее вероятные состояния скрытой модели на первых 7-и переходах модели. Для решения этой задачи используется формула [9]:

$$P\left(X_k = i \mid \overline{S}^k = \overline{s}_k\right) = \frac{F_k(i)B_k(i)}{\sum_j F_k(j)B_k(j)}. \qquad (16)$$

Таким образом, необходимо найти *i*, которое максимизирует выражение $F_k(i)B_k(i)$. В таблице 3 указаны наиболее вероятные состояния скрытой модели на каждом переходе и вероятности этих состояний.

Таблица 3. Наиболее вероятные состояния скрытой модели на переходах

| Номер перехода | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Наиболее вероятное состояние | 11 | 21 | 22 | 12 | 11 | 21 | 11 |
| Вероятность состояния | 1 | 0,5427 | 0,6532 | 0,4024 | 1 | 0,5427 | 1 |

Для нахождения наиболее вероятной цепочки состояний использовался алгоритм Витерби [9, 10].

Используя алгоритм Баума-Велша [10], можно подобрать параметры скрытой модели (провести обучение), чтобы она наиболее точно соответствовала заданному вектору сигналов.

**Заключение**

В данной работе построена скрытая марковская модель технического обслуживания по возрасту элементов двухкомпонентной системы. Построенная скрытая модель используется для решения задач анализа динамики, прогнозирования состояний моделируемой системы, на основе полученного в процессе её функционирования вектора сигналов.

В дальнейшем планируется построение скрытых марковских моделей многокомпонентных систем с учётом технического обслуживания.

Результаты работы могут быть использованы для анализа функционирования и прогнозирования состояний систем, в которых проводится техническое обслуживание.

*Работа при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (№ 18-01-00392а).*

**Литература**

1. Каштанов В.А., Медведев А.И. Теория надёжности сложных систем (теория и практика). М.: Европейский центр по качеству, 2002, 469 с.

2. Байхельт Ф., Франкен П. Надёжность и техническое обслуживание. Математический подход / пер. с нем. М.: Радио и связь, 1988. 392 с.

3. Gersbakh, I. B. Models of preventive maintenance / I. B. Gersbakh. Amsterdam, New York: North Holland Publishing Company, 1977, 232 p.

4. Песчанский А.И. Техническое обслуживание монотонной системы с учётом наработки на отказ каждого её элемента // Оптимизация производственных процессов: сб.науч.тр. Севастополь, 2009, №11, с. 77–83.

5. Королюк В.С., Турбин А.Ф. Процессы марковского восстановления в задачах надёжности систем. Киев: Наук. думка, 1982, 236 с.

6. Korolyuk, V.S. Stochastic Models of Systems / V.S. Korolyuk, V.V. Korolyuk. Dordrecht: Springer Science+Business Media, 1999, 185 p.

7. Korolyuk, V.S. Stochastic Systems in Merging Phase Space / V.S. Korolyuk, N. Limnios. Singapore: World Scientific, Imperial Coledge Press, 2005, 348 p.

8. Корлат А.Н., Кузнецов В.Н., Новиков М.М., Турбин А.Ф. Полумарковские модели восстанавливаемых систем и систем массового обслуживания. Кишинев: Штиинца, 1991, 209 с.

9. Ross, S.M. Introduction to Probability Models, Ninth Edition /S. M. Ross. USA: Elsevier Academic Press, 2006, 800 p.

10. Rabiner L.R. A Tutorial on Hidden Markov Models and Selected Applications in Speech Recognition // Proc. of the IEEE, 1989, Vol. 77, No.2, pp. 257–286.

11. Cappe´, O., Moulines, E., Ryde´n, T. Inference in Hidden Markov Models / O. Cappe´, E. Moulines, T. Ryde´n. New York: Springer-Verlag, 2005, 653 p.

12. Obzherin Yu. E., Nikitin M.M., Sidorov S.M. Application of hidden Markov models for analyzing the dynamics of technical systems // AIP Conference Proceedings, 2019, Vol. 2188, art. no. 050019. https://doi.org/10.1063/1.5138446.

**УДК 621.311**

# ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАСЧЕТОВ ПО ОПЕРАТИВНОЙ КОРРЕКЦИИ ГРАФИКОВ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ МОЩНОСТИ

Полижаров* А.С., Макоклюев* Б.И., Антонов* А.В.

**Аннотация**

В докладе рассматривается оперативная коррекция графиков потребления энергосистем ЕЭС России, проводимая в АО “СО ЕЭС России”. Коррекция осуществляется оперативно-диспетчерским персоналом в цикле планирования балансирующего рынка (ПБР). Освещается технология расчетов, программные интерфейсы, обеспечение надежности работы программных комплексов, результаты расчетов.

**Ключевые слова:** Оперативная коррекция, графики потребления, прогнозирование, планы балансирующего рынка, диспетчерское управление, кластеры.

## Введение

Планирование параметров электроэнергетического режима энергосистем (ЭС) является одной из важных задач обеспечения функционирования электроэнергетики [1,2]. Для выполнения задач по управлению технологическими режимами работы объектов ЕЭС России и обеспечения единства и эффективной работы технологических механизмов оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности (ОРЭМ) Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») осуществляет, в частности, прогнозирование объемов потребления электрической энергии и мощности. Прогнозные объемы потребления являются важнейшими для ЭС показателями, определяющими основные аспекты их работы – состав включенного генерирующего оборудования, графики нагрузки каждой электростанции, перетоки активной мощности в контролируемых сечениях электрической сети. Прогнозирование электропотребления в СО ЕЭС выполняется ежедневно на краткосрочный период (от одних до четырёх суток вперёд), и ежечасно на оперативный период (до 24 часов вперёд) во всех диспетчерских центрах (ДЦ):

- в региональных диспетчерских управлениях (РДУ) для уровня ЭС;
- в объединённых диспетчерских управлениях (ОДУ) для уровня объединенных энергосистем (ОЭС);
- в главном диспетчерском центре (ЦДУ) для уровня первой синхронной зоны ЕЭС России.

* Энергостат, г. Москва, Россия, e-mail: office@energostat.ru;

На каждом уровне ДЦ, начиная с нижестоящих, автоматически формируется несколько вариантов прогноза для каждого объекта (энергорайона, ЭС, ОЭС), входящего в операционную зону ДЦ. Выбранный технологом вариант с изменениями, внесенными при необходимости вручную, считается акцептованным и передается в вышестоящий ДЦ. Прогнозы, акцептованные ЦДУ для первой синхронной зоны и ОДУ Востока для второй синхронной зоны, используются для формирования расчетных моделей.

Выделяют следующие основные этапы (циклы) планирования:

- ВСВГО – выбор состава включенного генерирующего оборудования на период со вторых по четвертые сутки от текущего дня.
- ПДГ – расчет прогнозного диспетчерского графика на завтра. Под диспетчерским графиком (ДГ) понимают заданные объекту диспетчерского управления на планируемый период времени значения мощности генерации, потребления (нагрузки) или резервов мощности [1].
- ПБР – расчет планов балансирующего рынка. Осуществляется внутрисуточная ежечасная оперативная коррекция графиков потребления. Номер ПБР указывает на час, начиная с которого и до конца суток формируется плановое значение графика загрузки генерирующих мощностей (например, для ПБР-10 с 10 ч. 00 мин. текущих операционных суток).

**Средства прогноза электропотребления в СО ЕЭС**

С 2008 года в АО «СО ЕЭС» для расчетов прогнозных значений потребления мощности первой синхронной зоны ЕЭС России, а с 2015 года и ОЭС Востока, используется программно-аппаратный комплекс ИСП (Иерархическая система прогнозирования) [3-6]. ИСП включает в себя специализированные программные средства для использования на всех уровнях ДЦ.

Комплекс состоит из 57 серверов, расположенных на всех уровнях ДЦ, и обеспечивает возможность одновременной работы технологов, выполняющих различные этапы краткосрочного и оперативного планирования электроэнергетических режимов.

ИСП используется в СО ЕЭС для расчетов в цикле планирования ПБР с мая 2018 г. Внедрение ИСП в цикле ПБР завершило переход на единую платформу прогнозирования электропотребления на всех этапах краткосрочного и оперативного планирования режимов. Прогноз по более чем 500 территориям и объектам выполняется ежесуточно на 4 суток с дополнительной ежечасовой коррекцией в текущие сутки [4]. Один цикл расчетов включает в себя:

- получение оперативной информации по фактическому электропотреблению, фактических и прогнозных значений влияющих метеофакторов;

- расчёты на всех серверах в региональных ДЦ с последующим уточнением в объединённых и центральном ДЦ;
- работу десятков специалистов по оценке и согласованию и последующему использованию прогнозов в задачах планирования режимов.

**Надёжность системы прогнозирования электропотребления**

Важным аспектом функционирования ИСП является бесперебойность работы. Бесперебойное функционирование системы прогнозирования и оперативной коррекции графиков потребления обеспечивается:

1. Надёжностью аппаратной платформы за счёт её виртуализации, когда программные приложения работают с оборудованием не напрямую, а с его виртуальным аналогом. Это позволяет оперативно переключиться на резервное оборудование в случае его отказа без потери данных и обеспечивает более эффективное использование ресурсов [7]. В ОДУ и ЦДУ дополнительно используются отказоустойчивые кластеры , состоящие из двух серверов – основного и резервного, на который автоматически производится переход приложения в случае сбоев на основном.
2. Надёжностью распределённой архитектуры и базы данных. Каждый из серверов ИСП в случае необходимости позволяет выполнять планирование по своей территории в автономном режиме. При этом сервера каждого уровня иерархии хранят резервную копию данных серверов другого уровня, что позволяет оперативно восстанавливать необходимую информацию в случае сбоев и производить анализ целостности и корректности данных на разных уровнях.
3. Контролем и достоверизацией исходных данных. Точность прогноза непосредственно зависит от качества исходных данных для расчётов. Существенное влияние на электропотребление оказывают метеофакторы. Для анализа, контроля и достоверизации этих данных разработан отдельный специализированный комплекс АС Метео [8]. Комплекс осуществляет контроль своевременного поступления, первичный анализ и обработку метеорологических данных (температура наружного воздуха, облачность, осадки). Значения метеоданных, содержащие возможные ошибки (резкие изменения, существенные отличия от климатических норм и др.) автоматически маркируются как потенциально недостоверные для последующей проверки технологами в ручном режиме.
4. Использованием резервных источников данных. Там, где это возможно, источники информации дублируются с автоматическим использованием резервных, например, вместо недоступных по определенным причинам текущих значений электропотребления суточной диспетчерской ведомости могут быть использованы минутные значения телеизмерений, а при отсутствии оперативных данных телеметрии – данные из архивов других ДЦ.

5. Использованием резервных алгоритмов расчётов. Прогнозирование электропотребления – сложный процесс, зависящий от качества и объёма исходной информации. При недостаточности или неточности которой автоматически подключаются упрощённые модели прогнозирования, менее требовательные к количеству и качеству исходных данных.
6. Алгоритмами проверки и достоверизации результатов расчётов. На всех этапах согласования прогнозов производятся автоматические проверки результатов на непротиворечивость и отсутствие резких отклонений по многим параметрам. В случае определения потенциально ошибочных значений технологам выдаётся отчёт с указанием причин ошибок и рекомендации по их устранению.
7. Наличием тестового контура серверов. Кроме основного контура серверов ИСП, на которых выполняется ежедневная работа специалистов, существует ещё дублирующий тестовый контур. Он имеет меньшие возможности по резервированию, но позволяет проводить апробацию изменений в расчетной модели, новых методов и подходов к прогнозированию для оценки целесообразности их применения в ежедневной практике.
8. Развитой системой журналирования расчётов и действий пользователей, которая позволяет не только определять детали событий, предшествующих сбоям, но и устранять их в дальнейшем.
9. Системой самодиагностики и информирования о сбоях, которая позволяет определять возможные отклонения в работе системы и предупреждать о них до того как они приведут к сбоям. Система самодиагностики работает во взаимодействии с единой системой мониторинга (ЕСМ) СО ЕЭС.

Дополнительно следует отметить, что ИСП не требует обязательного участия технологов во всех этапах формирования и оперативной коррекции прогнозов. Доступные настройки позволяют задать режим, в котором прогноз будет подготовлен, проверен и передан по иерархии и во внешние задачи автоматически. Данный режим используется прежде всего для ежечасных расчетов при отсутствии значительных отклонений текущего потребления от прогнозных значений.

**Выводы:**

1. В АО «СО ЕЭС» для расчетов прогнозных значений потребления по всем энергосистемам в составе ЕЭС России используется программно-аппаратный комплекс ИСП. С 2018 года в ИСП функционируют специализированные программные средства прогнозирования и оперативной коррекции графиков потребления для цикла ПБР.
2. Надежность работы комплекса оперативной коррекции графиков электропотребления обеспечивается рядом применяемых мер, в том числе виртуальной аппаратной платформой, распределенной структурой архитектуры, дублированием источников данных, наличием тестовых

контуров и другими. Указанные меры обеспечивают бесперебойные расчеты в цикле оперативного диспетчерского управления режимами.

**Литература**

1. Основные функции Системного оператора [Электронный ресурс] // Официальный сайт АО «СО ЕЭС» URL: http://so-ups.ru/.
2. Кириенко Е.И., Майоров С.А. Анализ современного состояния практики планирования режимов энергосистем на уровне ЦДУ ЕЭС. Особенности планирования в условиях конкурентного рынка // Сб. докладов Всероссийской научно-технической конференции “Управление режимами единой энергосистемы России”, М., Издательство НЦ ЭНАС, 2002.
3. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008, 296 с.
4. Макоклюев Б.И., Полижаров А.С., Басов А.А, Алла Ю.Э., Локтионов С.В., Краткосрочное прогнозирование электропотребления в энергосистемах России // Электрические станции, 2018 , №4, с. 24-35.
5. Макоклюев Б.И., Полижаров А.С.,Антонов А.В., Говорун М.Н., Колесников А.В., Басов А.А, Алла Ю.Э. Оперативная коррекция графиков потребления электрической мощности в цикле планирования балансирующего рынка // Электрические станции, 2019, №5, с. 36-44.
6. Makoklyuev B.I., Polizharov A.S., Antonov A.V.Methods and Instruments for Power Consumption Forecasting in Electric Power Companies // In : 2015 IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), Riga, May 2015, DOI: 10.1109/PowerEng.2015.7266331
7. Современное состояние и перспективы развития электроэнергетики. Машиностроение, 2014, 261 с.
8. Артемьев А.А., Антонов А.В., Полижаров А.С., Тупицин И.В., Дацко В.С, Разработка и внедрение комплекса обработки метеоданных СО ЕЭС (АС «Метео») // Сборник докладов III международной научно-технической конференции " Электроэнергетика глазами молодёжи", Екатеринбург, 2012, с. 123-127.

УДК 621.311

# ОБРАБОТКА, АНАЛИЗ И ПЛАНИРОВАНИЕ ДАННЫХ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ WEB-ТЕХНОЛОГИЙ

Макоклюев* Б.И., Полижаров* А.С., Антонов* А.В.

**Аннотация**

Обработка и анализ данных коммерческого учета является одной из важных задач обеспечения функционирования энергосбытовых компаний. Обмен данными осуществляется с использованием XML-макетов определенного формата. Обработка данных макетов позволяет анализировать и прогнозировать данные потребления для работы на оптовом рынке. Описанная в докладе разработка позволяет осуществлять все циклы подготовки и прогнозирования данных с использованием современных Web-технологий.

**Ключевые слова:** энергосбытовые компании, планирование потребления, облачные технологии, удаленные сервера, XML-макеты, статистический анализ и прогнозирование, учет метеофакторов.

## Введение

Планирование режимных параметров и технико-экономических показателей является одной из важных задач обеспечения функционирования энергокомпаний. Одним из основных показателей при планировании работы компаний является величина прогнозов ожидаемого электропотребления (потребления электроэнергии и мощности) в целом по энергокомпании, группам и отдельным потребителям. Для расчетов прогнозов в ряде энергосбытовых компаниях России используются средства программного комплекса Энергостат [1-5]. В некоторых объектах для реализации расчетов используются средства комплекса на базе облачных технологий – систем хранения и обработки информации на удаленных серверах – облаках с доступом через средства Интернет. Одним из подобных проектов является технологический сайт прогнозирования, используемый в Акционерном обществе «Энергосбытовая компания Кировского завода». Сайт представляет собой программный комплекс, располагаемый на серверах центра обработки данных (ЦОД) и состоящий из серверных программных средств, обеспечивающих работу Web-интерфейса, расчетных функций и пользовательских баз данных (рис. 1). При необходимости установка комплекса может быть осуществлена непосредственно на серверах компании.

* Энергостат, г. Москва, Россия, e-mail: office@energostat.ru;

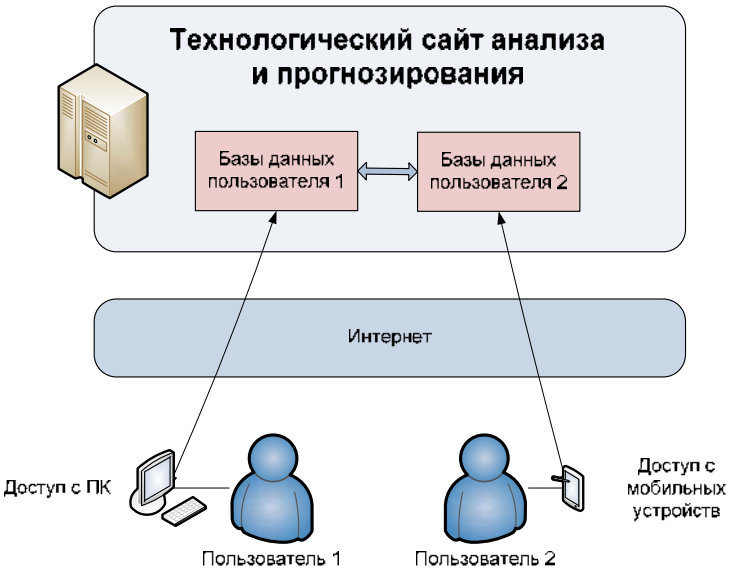



Рис. 1 – Структура технологического сайта прогнозирования.

Достоинствами использования облачных технологий при прогнозировании являются:

- возможность пользования функциями технологического сайта из разных мест, в т.ч. подразделений и филиалов сбытовых компаний и с любых устройств, имеющих доступ в интернет, в т.ч. и мобильных;
- не требуется установка и обновление программного обеспечения на клиентских местах, и, соответственно, снижаются расходы на администрирование и поддержку;
- возможность обмена данными в “облаке” между базами данных различных подразделений компании и пользователей.

Основные функции сайта прогнозирования:

- подготовка иерархической структуры показателей в базе данных;
- загрузка исходных данных для расчетов, работа со средствами просмотра данных;
- статистический анализ данных, исследование влияния метеофакторов;
- прогнозирование и анализ точности прогнозных расчетов;
- обмен данными между пользователями, интеграция данных филиалов и отделений в центральном офисе;
- формирование отчетных форм.

**Формирование структуры показателей в базе данных**

Электропотребление и другие технико-экономические показатели структурируются по определенным территориальным и технологическим критериям. В состав показателей входят потребление и его компоненты, метеофакторы и другие данные.

Показатели в базе данных технологического сайта описываются

определенным набором характеристик, таких, как наименование, единица измерения и т.п. Пользователь может осуществлять группировку показателей в удобное для работы иерархическое дерево.

**Загрузка исходных данных**

В базе данных технологического сайта организуется хранение и ведение многолетних архивов часовых суточных графиков потребления электроэнергии, в кВт*ч. При необходимости могут быть сформированы также показатели с мгновенными и осредненными, значениями. Тип данных для показателя задается в настройках.

Загрузка данных в базу данных сайта возможна в ручном и автоматических режимах. В качестве источников данных могут использоваться:

- XML-макеты 51070, текстовые файлы CSV;
- Интернет-сайт метеоданных, с которого производится загрузка данных температуры и облачности (в процентах).

При необходимости возможна загрузка данных из других макетов и комплексов АСКУЭ.

Реализованы средства просмотра и коррекция загруженных суточных графиков за определенные сутки и за несколько суток (рис. 2). В таблице отображаются часовые и получасовые значения параметров, средние и суммы за сутки.

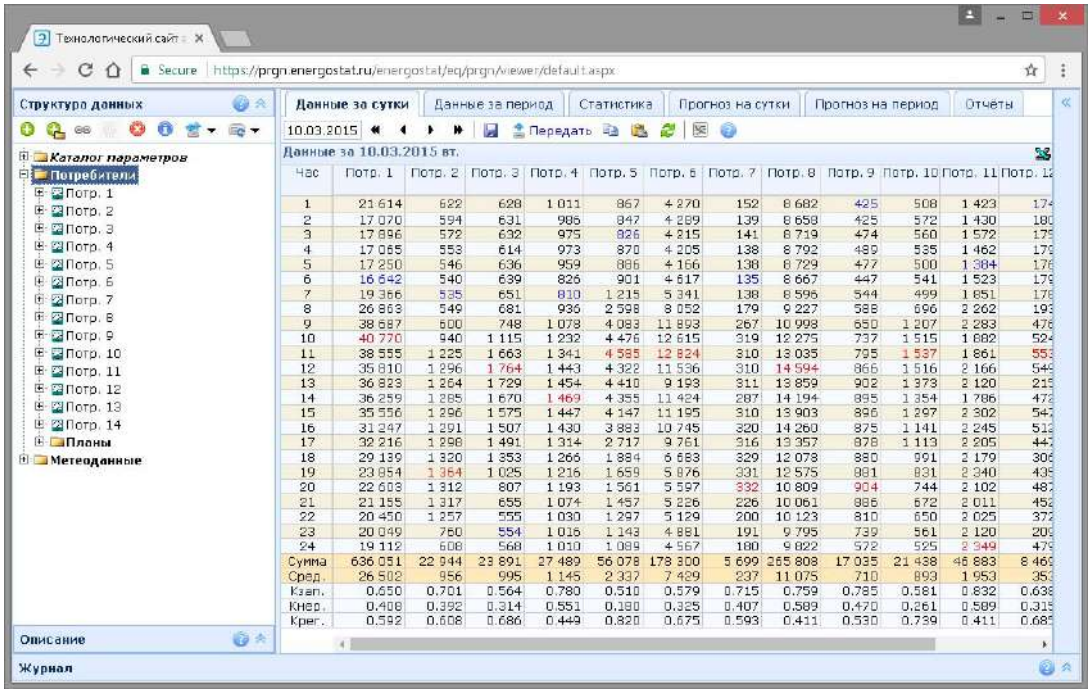



Рис. 2 – Окно просмотра фактических суточных графиков (названия потребителей изменены).

**Статистический анализ**

Средства статистического анализа позволяют проводить статистические исследования показателей базы данных, осуществить достовериза-

цию данных, поиск выбросов и нехарактерных значений. Расчеты производятся для выбранного временного интервала - от нескольких дней до нескольких лет, по определенным характерным дням недели, что позволяет выявлять определенные закономерности, тенденции. Реализован расчет:

- основных статистических характеристик - средних, дисперсий, среднеквадратичных отклонений, коэффициентов заполнения и неравномерности суточных графиков;
- приростов показателей по отношению к предшествующему периоду с учетом числа рабочих и выходных дней и приведением к одинаковым метеоусловиям;
- коэффициентов влияния метеофакторов на электропотребление и другие параметры.

Расчеты могут быть произведены как в целом для временного ряда, так и с разбивкой по часам суточного графика.

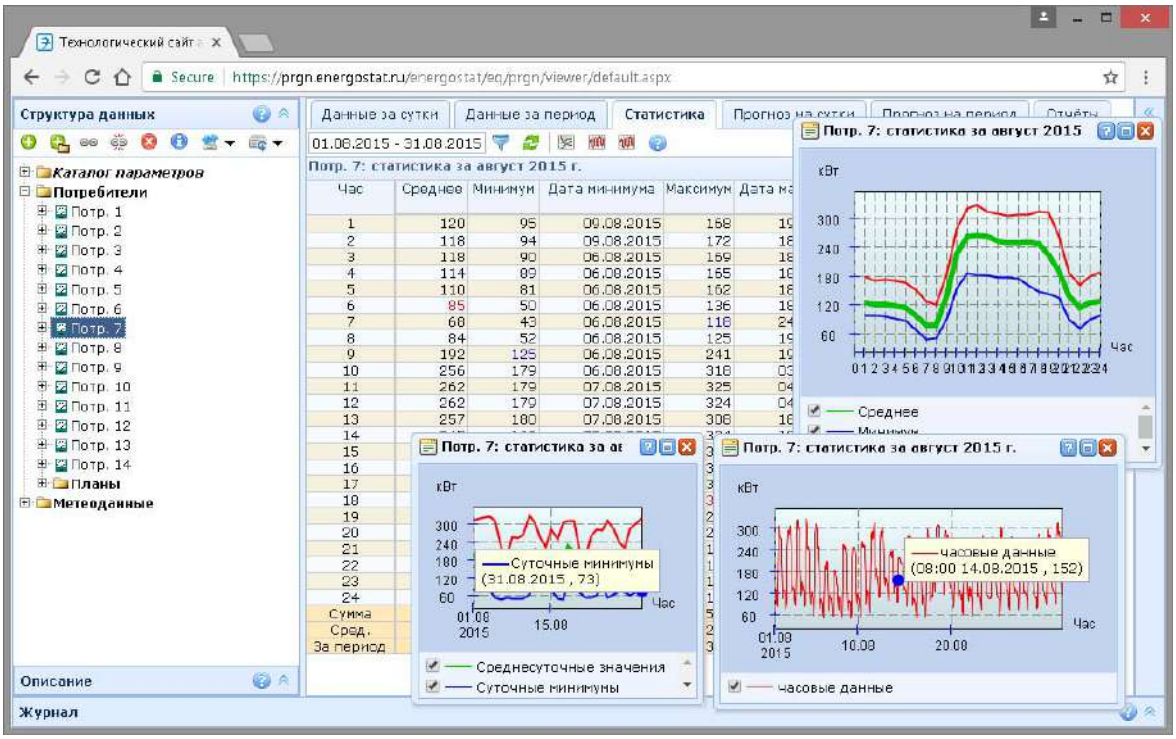



Рис. 3 – Статистический анализ суточных графиков потребления.

Результаты статистических почасовых расчетов выводятся в табличные и графические формы статистических коэффициентов, графики корреляционных и автокорреляционных функций, которые могут быть выведены на печать и экспортированы в Excel (рис. 3).

Результаты отдельных типов расчетов формируются сразу в виде отчетных форм Excel, включающих рассчитанные данные и промежуточные результаты, представляющие интерес для анализа.

Для учета праздничных дней, переносов выходных и рабочих дней при статистическом анализе и прогнозировании реализованы средства

хранения базы данных особых дат. Обновление базы производится ежегодно разработчиками сайта на основе утвержденного правительством производственного календаря. Также возможен учет особых дат, характерных для отдельных регионов, в т.ч. национальных праздников, которые могут дополняться непосредственно пользователями сайта.

**Оценка влияния метеофакторов**

Существенное влияние на потребление оказывают метеорологические факторы - температура наружного воздуха, естественная освещенность, влажность, скорость ветра и другие. Все эти факторы в значительной мере определяют регулярные сезонные, суточные колебания потребления, а также отклонения от плановых величин. Влияние метеофакторов зависит от сезона и времени суток и в последние годы значительно усилилось вследствие увеличения доли коммунально-бытовой нагрузки [1].

Оценка влияния метеофакторов и учет указанных факторов при прогнозировании электропотребления позволяет значительно снижать ошибки прогнозирования. Для учета влияния температурного фактора на электропотребление реализованы средства расчета коэффициентов влияния температуры. Результаты расчета выводятся в виде специализированной отчетной формы, в которой приведены итоговые значения коэффициентов влияния по температурным диапазонам, а также промежуточные результаты расчетов в виде таблиц и графиков (рис. 4).

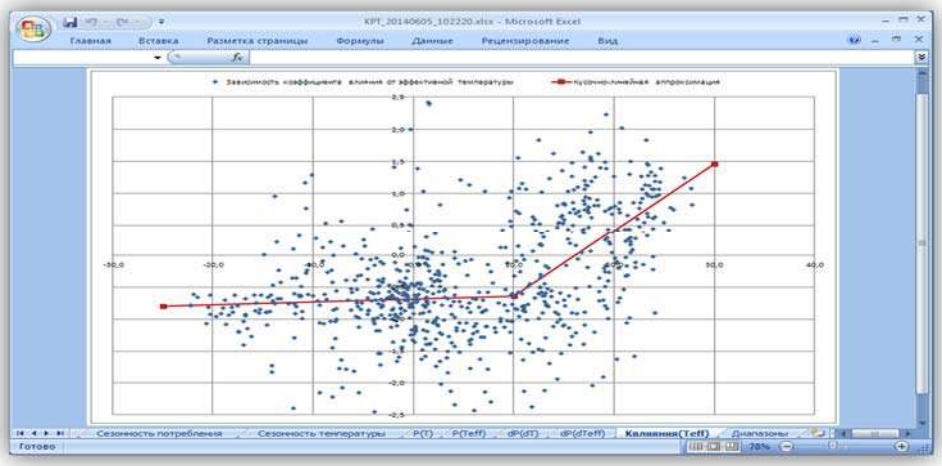



Рис. 4 – Отчетная форма с графическими результатами расчета коэффициента влияния температуры на потребление.

**Подготовка расчетных моделей**

При прогнозировании показателей применяется ряд статистических моделей, для которых необходимо точно учитывать характер внутрисезонных колебаний. В этом случае необходимы данные:

- минимум за 1 год для реализации моделей прогноза с небольшими требованиями по точности,

- минимум за 2-3 года, для обеспечения максимальной точности прогнозирования.

Процесс настройки моделей прогноза с учетом сезонности потребления требует расчета циклической сезонной компоненты — сезонной кривой [1, 3].

Для ряда показателей допустимо применение относительно простых моделей прогнозирования, например, предыдущего среднего дня, с использованием небольшого количества данных - до 1-2 месяцев. Эти модели могут применяться также при отсутствии достаточного объема фактических данных.

Возможен учет метеофакторов при прогнозировании – температуры и облачности. Учет температуры производится численными коэффициентами влияния, задаваемыми отдельно для отопительного и летнего сезонов. При учете влияния облачности используются данные географического расположения региона для определения моментов восхода и захода солнца.

Для обеспечения наиболее точного прогнозирования с использованием метода сезонных кривых и других методов требуется квалифицированный расчет и адаптация математических коэффициентов моделей прогноза. Такие расчеты производятся разработчиками сайта и включаются в стоимость услуг пользования сайтом.

**Прогнозирование**

После настройки математических моделей и интерфейсных программных средств может быть осуществлен расчет прогнозов потребления. Результаты краткосрочного прогнозирования представляются в различных формах. На рис. 5 приведен пример формы прогнозирования на несколько суток.

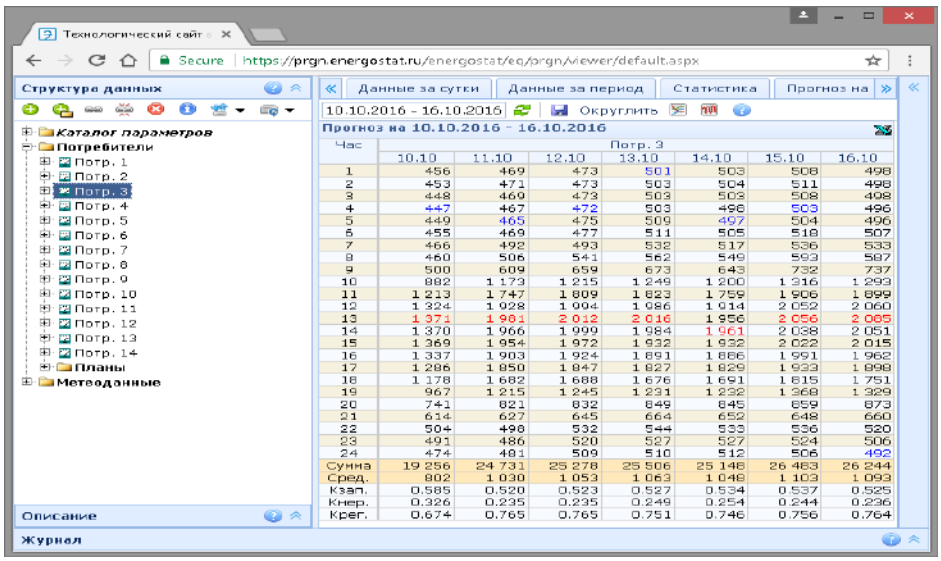



Рис. 5 – Экранная форма прогнозирования на несколько суток.

После расчета прогнозных значений на указанный период времени возможна коррекция расчетных значений, как для отдельных точек суточного графика, так и для средних и суммарных значений за сутки (с последующим автоматическим пересчетом всего суточного графика). Также возможна корректировка на определенные значения влияющих метеорологических факторов.

После проведения расчетов прогнозов они могут быть сохранены в плановые показатели базы данных и отправлены как плановые заявки в другие организации.

**Оценка точности расчетов**

Точность прогнозирования во многом зависит характера колебаний показателя, а также от настройки модели прогноза [1]. Для оценки ошибок прогнозирования существуют средства оценки точности расчетов. Обычно ошибки прогноза оцениваются по среднему значению относительной ошибки, среднему значению модуля ошибки, среднеквадратическому отклонению (СКО) и доверительному интервалу.

Дополнительно для оценки точности прогнозов потребления электроэнергии используется отклонение прогнозного суточного потребления электроэнергии от фактического в кВт•ч и в процентах - для каждых суток в отдельности и за определенный период.

По итогам эксплуатации показатели точности по энергокомпании соответствуют предъявляемым требованиям. По мере накопления статистических данных и изменения характера потребления производится уточнение математических расчетных моделей.

**Функции экспорта-импорта данных**

Реализованы средства экспорта архивов суточных графиков в формат CSV и обратной загрузки (импорта) в тот же или другой показатель.

Для обработки данных коммерческого учета в виде XML-макетов 51070, формируемых субъектами рынка, реализована загрузка указанных типов макетов в показатели базы данных.

Загрузка осуществляется как из одного выбранного макета, так и из группы макетов. Используя эти средства можно быстро сформировать архив данных по электропотреблению, например, загрузив пакет макетов 51070 с данными электропотребления субъекта за год.

**Формирование отчетных форм и средства печати**

Программно-технологические средства комплекса позволяют формировать разнообразные отчетные формы, с использованием средств Microsoft Office. По типам отчеты можно разделить условно на группы:

- вывод архивов суточных графиков в отчетные формы, например, для обработки их средствами Excel;
- специализированные отчетные формы статистического анализа, например, формы расчета приростов с приведением к одинаковым

метеоусловиям или форма расчета коэффициентов влияния. В эти формы выводятся исходные данные, промежуточные вспомогательные результаты и итоговые расчетные коэффициенты в виде таблиц и графиков;

- специализированные отчетные формы для оценки точности прогнозирования.

Фактические данные и результаты расчетов в таблицах и графиках технологического сайта могут быть выведены на печать:

- с помощью встроенных средств печати Web-браузера,
- с помощью средств печати Excel, куда таблицы и графики могут быть экспортированы средствами технологического сайта.

**Опыт эксплуатации**

Сайт прогнозирования сбытовой компании эксплуатируется в течение года. Серверная часть комплекса располагается на удаленном ЦОД. Работа пользователей производится на персональных компьютерах сбытовой компании в г. Санкт–Петербурге. Для повышения надежности обеспечивается круглосуточный доступ не только к основному, но и к резервному серверу технологического сайта, размещенному на аппаратной платформе другого ЦОД. Реализованы функции создания полных резервных копий базы данных с возможностью сохранения на клиентском месте. Восстановление данных из резервной копии возможно как на основном, так и на резервном серверах.

Потребление прогнозируется по 14 крупным потребителям, имеющим различный характер колебаний электропотребления. Загрузка данных потребления электроэнергии за предшествующие дни производится из XML-макетов 51070 непосредственно перед прогнозированием. Все объекты прогнозирования привязаны к метеоданным двух точек - г. Санкт–Петербурга и г. Великий Новгород. Загрузка фактических данных температуры и облачности производится автоматически с Интернет-сайта метеоданных. Загрузка прогнозных метеоданных производится пользователем перед прогнозированием вручную на основании анализа прогнозов различных метеосайтов. Расчеты обычно производятся ежесуточно по рабочим дням, в некоторых случаях в выходные и праздничные дни. В процессе эксплуатации осуществляется техподдержка комплекса. По результатам оценки точности прогнозирования периодически производились корректировки настроек математических моделей прогноза некоторых компонент, а также доработка отчетных форм.

**Литература**

1. Макоклюев Б.И. Анализ и планирование электропотребления. М.: Энергоатомиздат, 2008, 296 с.
2. Полижаров А.С., Антонов А.В., Алла Э.А., Зеленохат О.Н. Опыт разработки и внедрения иерархической системы прогнозирования электропотребления (ИСП) СО ЕЭС // Энергоэксперт, 2010, №6, с. 64-66.

3. Makoklyuev B.I., Polizharov A.S., Antonov A.V. Methods and instruments for power consumption forecasting in electric power companies // 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2015, pp. 268 - 271.
4. Макоклюев Б.И., Полижаров А.С., Антонов А.В. Технология обработки данных режимных параметров и технико-экономических показателей на основе облачных компьютерных технологий. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: сб. науч. ст. Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И.Воропай, М.А.Короткевич, А.А.Михалевич. Минск: БНТУ, 2015, с. 190-195.
5. Статьи и доклады [Электронный ресурс] // Официальный сайт Энергостат. URL: http://www.energostat.ru.

УДК 629.125:551.521

# ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКИХ ОПТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПОЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ, ИНГРЕДИЕНТНОГО СОСТАВА И МИКРОСТРУКТУРЫ ДИСПЕРСНОЙ ФАЗЫ ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ТОПЛИВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Москаленко[1] Н.И., Ахметшин А.Р., Сафиуллина Я.С.

**Аннотация**

Рассматривается применение высоких оптических технологий для определения поля температуры, ингредиентного состава и микроструктуры дисперсной фазы продуктов сгорания энергетических топлив. Температура продуктов сгорания определяется методом самообращения спектральных линий. Для определения ингредиентного состава используются методы тонкоструктурной спектроскопии, когда измеряются спектры поглощения излучения пламени с высоким спектральным разрешением. Тогда ингредиенты отождествляются по положению спектральных линий, а их концентрации – по интенсивности спектральных линий при фиксированной температуре. Поле температуры в камерах сгорания энергетических установок восстанавливается методом численного моделирования переноса излучения в продуктах сгорания неоднородной среды распространения излучения. Микроструктура дисперсной фазы продуктов сгорания восстанавливается из данных по спектральному ослаблению излучения сажевого золя продуктами сгорания отобранных проб в широкой спектральной области 0,2–25 мкм, методом минимизации отклонений вычисленных спектров и экспериментальных спектров. Оптические характеристики продуктов сгорания получены с помощью пламённых спектральных измерительных комплексов, функционирующих в режимах поглощения излучения и регистрации абсолютных спектров излучения продуктов сгорания в диапазоне температур 1200–2500 К для ингредиентов газовой фазы. Выявлена зависимость микроструктуры сажевого золя от химического состава топлива и времени нахождения первичного золя в зоне химических реакций. Полученные экспериментальные данные по оптическим характеристикам использованы для решения задач радиационного теплообмена в камерах сгорания энергетических установок с многокамерными топками. Рассматриваются перспективы создания высокотемпературных атласов параметров спектральных линий ингредиентов газовой

[1] Казанский государственный энергетический университет, Казань, Россия
ahmetshin.ar@mail.ru

фазы продуктов сгорания и их применение в перспективных разработках энергетических установок и в ракетной технике.

**Ключевые слова:** метод тонкоструктурной спектроскопии, метод двухлучевой спектрофотомерии, ингредиентный состав, дисперсная фаза, продукты сгорания энергетических топлив.

## Введение

Проблема радиационного теплообмена в камерах сгорания энергетических агрегатов имеет решающее значение для разработки экологически безопасной технологии производства тепловой и электрической энергии. Выброшенные в атмосферу продукты сгорания имеют вредные ингредиенты и компоненты канцерогенного действия, приводящих к образованию опухолей. Загрязнения атмосферы приводят к изменению сред обитания человека, животных, а также вызывают климатические изменения [1, 2]. Масштабы атмосферного загрязнения линейно возрастают с ростом численности народонаселения [2, 3]. Спектр человеческой активности со временем расширяется в направлении повышения жизненного комфорта, что вызывает повышение потребности в энергии и изменению в технологиях эксплуатации природных ресурсов в целях минимизации экологического ущерба окружающей среде. Фундаментальной основой социально–экономического развития страны является энергетика, которая главным образом, опирается на использовании ископаемых при производстве тепловой и электрической энергий. При производстве тепловой энергии в энергетических агрегатах, работающих на газовом топливе, образуется тонкодисперсный сажевый золь из газовой фазы продуктов сгорания топлива в топках энергетических установок [4, 6], микроструктура частиц которого меняется по мере движения продуктов сгорания [7–10]. При сжигании твердого топлива кроме частиц сажевого золя выносятся выгоревшие частицы самого топлива в виде фракции частиц минерального золя [11–12]. Таким образом радиационный теплообмен в камерах сгорания и радиационных теплообменниках происходит в двухфазной среде с передачей тепла от продуктов сгорания топлива водяному пару трубной системы теплообменников. Исследованиям оптических характеристик продуктов сгорания в топочных камерах и теплообменниках энергетических установок и выброшенных в атмосферу продуктов сгорания посвящена настоящая работа.

## Измерительные комплексы для выполнения исследований

Для выполнения исследований оптических характеристик продуктов сгорания были разработаны спектральные установки для исследования оптически активных ингредиентов продуктов сгорания в диапазоне температур 200–2500 К со средним и высоким спектральным разрешением, описанных в [10, 14, 15, 17, 22, 23]. Изменения ингредиентного состава продуктов сгорания, выброшенных в атмосферу, производилось методом отбора проб с последующим спектральным анализом в аналитической

установке на базе модернизированного спектрометра ИКС–31 и многоходовой кюветы МХК–1 с внешним и внутренним электрическим обогревом.

Спектрометр ИКС–31 дополнен приемниками излучения дифракционными решетками и отрезающими интерферециоными фильтрами для расширения области его работы от 0,2 мкм до 100 мкм с целью получения данных по микроструктуре сажевого золя по спектрам ослабления излучения дисперсной фазой продуктов сгорания. Спектральное разрешение $\Delta v$=0,2 см$^{-1}$ спектра обеспечивало разделение спектров ослабления излучения золем и поглощения излучения спектральными линиями газовой фазы продуктов сгорания. Ингредиенты газовой фазы продуктов сгорания отождествлялись по положению спектральных линий, а концентрация ингредиентов определялась по глубине поглощения спектральных линий ингредиентами. Участки спектров выбирались таким образом, чтобы полосы различных ингредиентов не перекрывались. Пробы продуктов сгорания отбирались в вакуумированные пробозаборники по подогревным газоходам из нержавеющей стали во избежание воздействия конденсационных процессов на стенках газоходов. Перед запуском в многодовую кювету пробозаборники подогревались до температуры Т=150 С и вводились в подогретую до температуры 150 С МХК с помощью системы внешнего обогрева. В случае необходимости проба в МХК разбавлялась осушенным и очищенным от $CO_2$ азотом.

Очистка азота от $H_2O$ осуществлялась пятиокисью фосфора $P_2O_5$и цеолитов. Очистка $N_2$ от $CO_2$производится с помощью едкого калия КОН. Оптическая схема установки представлена на рис. 1.

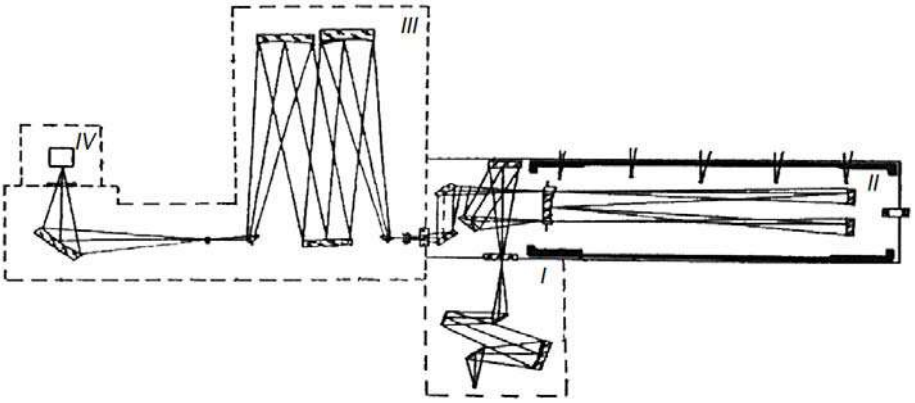



Рис. 1 – Оптическая схема спектрометрической установки:
I – блок осветителя; II – многоходовая кювета; III – монохроматор;
IV – блок сменных приемников излучения.

Для измерений концентрации малых компонентов продуктов сгорания применяется спектрофотометрический комплекс на базе спектрофотометра ИКС–24, оптическая схема установки представлена на рис. 2.

Для определения концентрации ингредиентов применяется дозатор с чистым ингредиентом и игольчатым натекателем для точной дозировки ингредиента в контрольный измерительный канал двухлучевой кюветы. Исследуемая проба продуктов сгорания вводится в одну кювету с задан-

ным давлением. Во вторую кювету вводится азот с эффективным давлением в первой кювете и от дозатора вводится исследуемый ингредиент до значения выравнивания спектров поглощения в обоих кюветах. В этом случае спектрофотометр запишет фоновую линию шумов. Объемная концентрация ингредиента $\rho_и$ определяется изменением давления $\Delta P_{доз}$, в дозаторе при числе прохождений n оптического пути L в каналах многоходовой кюветы и отношением объемов $V_{доз}/V_к$ дозатора и кюветы:

$$\rho_и = (\Delta P_{доз} * V_{доз})/(V_к * n).$$

Давление в дозаторе измеряется ртутным манометром с нониусной шкалой с погрешностью 0,1 мм ртутного столба. Применение двух–лучевой кюветы позволяет повысить точность измерения концентрации ингредиента, которая определяется чистотой ингредиентов в дозаторах.

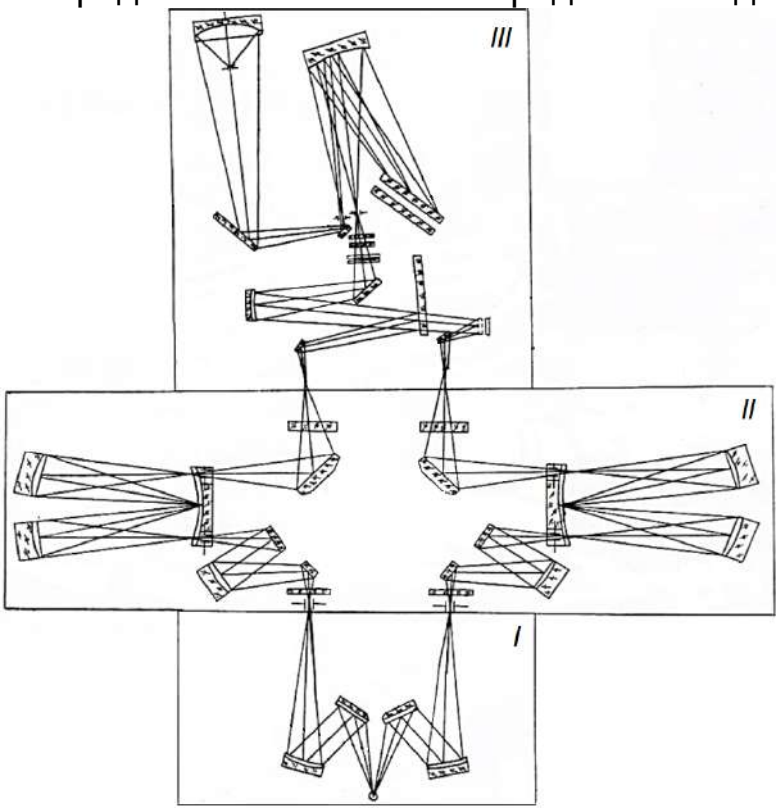



Рис. 2 – Оптическая схема сопряженного спектрального двухлучевого комплекса «ИКС–24–МХК–7»: I – блок осветителя; II – двухлучевая многоходовая кювета; III – приемный модуль спектрофотометра.

Оптические характеристики оптически активных ингредиентов измерялись на пламенных измерительных комплексах спектрометрами среднего и высокого разрешения. Параметризация функций спектрального пропускания среднего спектрального разрешения выполнена по двухпараметрическому методу эквивалентной массы [1, 10]. Температура продуктов сгорания определялась методом самообращения спектральных линий [10]. На рис. 3 представлена оптическая схема пламенного измерительного комплекса со встроенной в пламя системой многократного прохождения излучения через пламя.

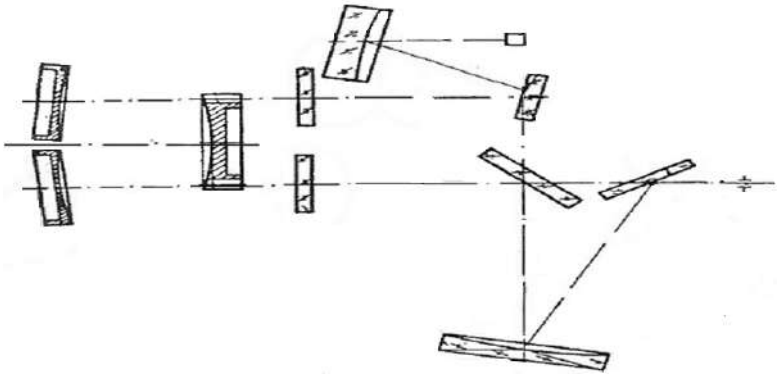


Рис. 3 – Оптическая схема спектральной установки «высокотемпературный газовый излучатель СУВГИ – 2».

Измерительный комплекс работает в режимах поглощения излучения пламенем от стандартных источников излучения и в режиме измерений абсолютных спектров излучения пламени (продуктов сгорания). Калибровка стандартных источников излучения выполнена головным отделом метрологии министерства обороны в НПО ГИПО (г. Казань) по излучению абсолютно черного тела. Экспериментально установлено, что излучение $H_2O$ в водородно–кислородном пламени является равновесным и измерение температуры выполняется в полосах 1,37 и 1,87 мкм. С применением лампы СИРШ 8,5–200–1 и полосы 1,37 мкм максимальная температура измерений составляет 2400 К. При этом излучение лампы проектируется кварцевой линзой в центр оптической оси проекции «вольфрамовая лента – входная щель спектрометра». Расчет температуры выполняется по формуле:

$$T_{\lambda}^{Я} = \frac{T_{\lambda Я}^{0}}{1+\alpha T_{\lambda Я}},$$

где $\alpha = \frac{2.303\,(\lambda \lg \varepsilon_{\lambda} - 0.65 \lg \varepsilon_{\lambda 0})}{C_2}$, $\lambda_0$ =0,65 мкм, $T_{\lambda Я}$– яркостная температура на длине волны пирометра ЭОП–66; $C_2$ – вторая постоянная изучения абсолютно черного тела. При определении температуры пламени учитывается также ослабление излучения кварцевой линзой.

Изменение температуры продуктов сгорания с высотой над срезами капилляров многорядного газового излучателя может быть исследовано на установке «неоднородный газовый излучатель», описанной в [10] и предназначенной для моделирования переноса излучения в неоднородных по температуре средах.

**Определение температуры и ингредиентного состава продуктов сгорания методами тонкоструктурной спектрометрии**

Измерения спектров ослабления излучения при высоком спектральном разрешении позволяют разделить спектры ослабления излучения пламени дисперсной и газовой фазами с наименьшими ошибками, что позволяет использовать данные по ослаблению излучения дисперсной

фазой для восстановления микроструктуры сажевого золя из спектральных зависимостей сечения ослабления излучения в диапазоне спектра 0,2–25 мкм.

Микроструктура атмосферных выбросов дискретной фазы продуктов сгорания зависит от многих факторов: элементного состава топлива, времени пребывания продуктов сгорания в пламенной зоне, электрических свойств продуктов сгорания, которые определяют скорость коагуляции и агломерации первичного золя, модальный радиус которого оценивается значением $r_m$=0,003 мкм.

Определение микроструктуры сажевого золя представляет обратную задачу и для своего решения требует априорной информации по оптическим (радиационным) характеристикам сажевого золя различных микроструктурных образований, перекрывающих всю область спектральных изменений коэффициентов ослабления излучения. При этом опорные длины волн (каналы измерений) выбираются в окнах прозрачности газовой фазы продуктов сгорания и должны включать длины волн УФ, видимого и ИК диапазонов спектра. Оптимизация решения задачи восстановления микроструктуры частиц сажевого золя из спектров ослабления излучения выполняется из условия:

$$\sum_i \frac{(\Delta\sigma_{a\lambda i})}{\sigma_{a\lambda i}} = \min, \qquad (1)$$

где $\Delta\sigma_{a\lambda i}$– отклонение вычисленных спектральных зависимостей коэффициента $\sigma_{a\lambda i}$ от измеренных, *i* – номер канала измерений. В таблице 1 представлены параметры моделей микроструктур сажевого золя, предназначенных для восстановления реальных микроструктур дисперсной фазы продуктов сгорания. Для выбора нулевого приближения создается дополнительная оптическая база характеристик «нулевых приближений». Выбор нулевого приближения определяется соотношением (1). Параметры a, b, γ, $r_m$ модифицированных гамма–распределений:

$$f(r)=Ar^a\exp(\gamma r^b) \qquad (2)$$

где $r_m$ – модальный радиус распределения, представлены в таблице 1.

Электронная база данных оптических характеристик сажевого золя подготовлена для полидисперсных распределений числа частиц по размерам [7] в предположении сферической формы частиц [15].

Процедура определения микроструктуры сажевого золя производится в следующем порядке. Задается микроструктура из базы данных нулевых приближений и гамма–распределений из таблицы 1 для оптической плотности $\tau_0$ = (λ = 0,55 мкм)=1 и вычисляется $\sum_i \frac{(\Delta\sigma_{a\lambda i})}{\sigma_{a\lambda i}}$ для выбранной микроструктуры N(r) из таблицы 1. Далее вычисляется распределение:

$$N(r)=N_0(r)(1-\tau_{min})+N_i(r)\tau_{min}. \qquad (3)$$

Полученному значению N(r) присваивается нулевое приближение и процедура повторяется для следующей выборки микроструктуры из таб-

лицы 1. Процедура определения N(r) завершается после полного перебора микроструктур гамма–распределений из таблицы 1. Ошибки $\Delta\tau_i/\tau_i$ составляют 3–4 %. На рис. 4 приведены распределения числа частиц по размерам для метан–воздушного, пропан–бутан–воздушного, ацетилен–воздушного пламен [16].

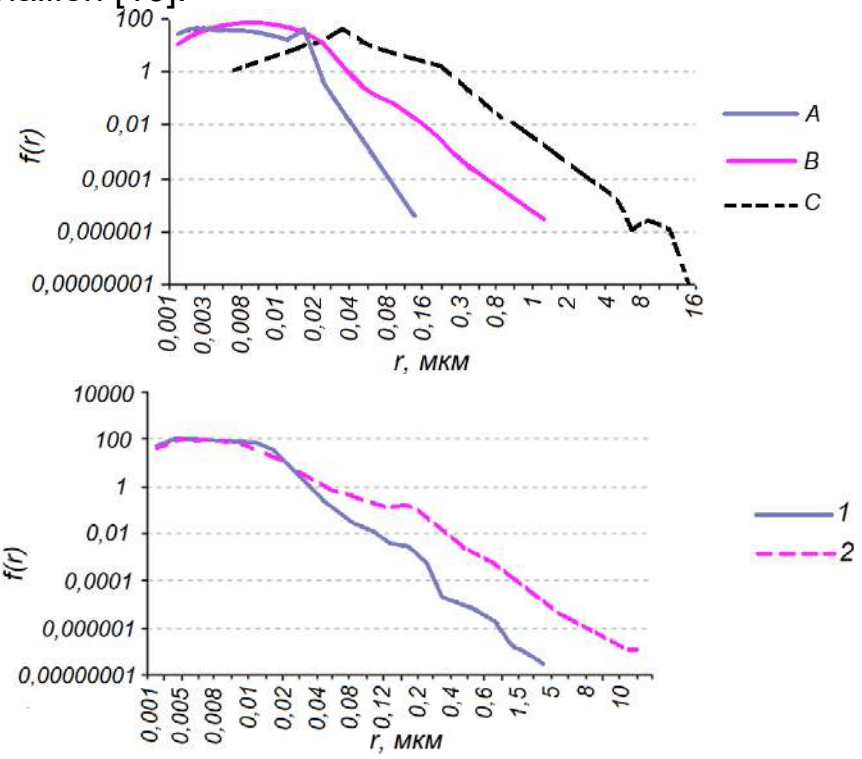



Рис. 4 – Функция распределения *f(r)* числа частиц по размерам: *r* – радиус частиц. Пламёна: А – метан – воздушное; В – пропан – бутан – воздушное; С – ацетилен – воздушное, 1 – в выбросах продуктов сгорания бензинового двигателя; 2 – в продуктах сгорания соснового бруса.

Таблица 1. Параметры гамма–распределений микроструктуры сажевого золя

| N | a | b | γ | $r_m$, мкм | N | a | b | γ | $r_m$, мкм |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1 | 50 | 0,5 | $1{,}6*10^{-3}$ | 6 | 1.5 | 6 | 1 | $2{,}5*10^{-1}$ |
| 2 | 0,2 | 6 | 0,5 | $4{,}4*10^{-3}$ | 7 | 0,1 | 0,5 | 2 | $0{,}3*10^{-1}$ |
| 3 | 1 | 9 | 0,5 | $4{,}9*10^{-3}$ | 8 | 1 | 1 | 2 | $0{,}3*10^{-1}$ |
| 4 | 1 | 7,5 | 0,5 | $9*10^{-2}$ | 9 | 3 | 6 | 0,5 | $1*10^{-1}$ |
| 5 | 2 | 12 | 7,5 | $8{,}9*10^{-1}$ | 10 | 1 | 4 | 0,5 | $2{,}25*10^{-1}$ |

Ингредиентный состав продуктов сгорания определялся методом тонкоструктурной спектрометрии высокого спектрального разрешения с использованием априорной информации по параметрам спектральных линий в основных полосах ингредиентов. Идентификация ингредиента определялась по положению спектральных линий, а концентрация измерялась по интенсивности линий. Температурная зависимость интенсивности спектральных линий определяется соотношением [18,19]:

$$S(T) = S(T_0)\left(\frac{T_0}{T}\right)^{1.5}\frac{\Theta(T)}{\Theta T_0}\exp(1.439E'(\frac{1}{T}-\frac{1}{T_0})), \quad (4)$$

где колебательная статистическая сумма $\Theta(T)$ вычисляется в гармоническом приближении, $E'$– энергия нижнего состояния для основных полосколебательно–вращательного перехода, T – температура среды распространения излучения, $S(T_0)$– измеренная интенсивность линии при температуре $T_0$.

Интенсивность спектральных линий продуктов сгорания S(T) измеряется следующим образом [10]. Измеренный спектр разлагается на контура отдельных спектральных линий методом дифференциальных моментов [21–24]. Далее полученные таким образом профили восстанавливаются на влияние аппаратной функции спектрометра. Для числа линий M переход к коэффициентам поглощения:

$$K(\nu) = \sum_1^M K_m(\nu - \nu_m^0), \quad (5)$$

где m – номер линии, $\nu_m^0$– положение центров спектральных линии. Измеренные полуширины спектральных линий $\gamma_m$ паров $H_2O$ в основном согласуются с результатами расчетов, выполненных при температурах 200–3000 К.

Оптическая плотность в центре спектральной линии:

$$\tau(\nu_m^0) = S_{mi}\rho_i L/\gamma_m \quad (6)$$

позволяет определить объемную концентрацию $\rho_i$ компонента *i* по поглощению излучения в центрах спектральных линий, по их интенсивности $S_m$, полуширине $\gamma_m$ и длине L оптического пути в продуктах сгорания топлива.

**Заключение**

В заключении важно отметить следующее:

Рассмотрено применение спектральных измерительные комплексов для измерений оптических характеристик ингредиентов продуктов сгорания топлив. Выполнены исследования тонкой структуры спектров поглощения и излучения в пламёнах. Выявлено, что излучения паров $H_2O$ в продуктах сгорания является равновесным, что позволяет определять газометрическую температуру по линиям поглощения паров $H_2O$ в продуктах сгорания. Реализован метод самообращения спектральных линий $H_2O$ для измерения яркостной температуры пламени. Выявлена неравномерность излучения OH, $NO_2$ в высокотемпературных пламёнах и необходимость их учета в расчетах радиационного теплообмена в камерах сгорания. Рассмотрено применение тонкоструктурной спектрометрии для измерения ингредиентного состава продуктов сгорания и антропогенных выбросов в атмосферу. Полученные параметры функций спектрального пропускания применены для расчетов радиационного теплообмена в многокамерных топках. Успехи теоретической спектроскопии последнего десятилетия позволили разработать электронную базу данных параметров спектральных линий [18, 19, 20, 24] для ингредиентов газовой фазы продуктов сгорания, что создает перспективу их применения в задачах переноса селективного излучения в атмосфере [25] и в задачах моделирования радиационного теплообмена в энергетических установках с це-

лью выбора оптимальных конструкционных решений, повешения надежности и экологически безопасного производства тепловой и электрической энергии.

**Литература**

1. Кондратьев К.Я., Москаленко Н.И. Парниковой эффект атмосферы и климат. М.: ВИНИТИ, Метеорология и климат, 1984, Т.12, 264 с.

2. Крапивин В.Ф., Кондратьев К.Я. Глобальные изменения окружающей среды: экоинформатика, СПб: Изд–во СПб гос. ун–та, 2002, 724 с.

3. Кондратьев К.Я., Донченко В.К. Экодинамика и геополитика. СПб, 1999, Т. 1, 1032 с.

4. Бакиров Ф.Г., Захаров В.М., Полищук И.З., Шайхутдинов З.Г. Образование и выгорание сажи при сжигании углеводородных топлив. Москва, Машиностроение, 1989, 128 с.

5. Левтеров А. М., Левтерова Л. И. Анализ математических моделей механизма сажеобразования при сжигании углеводородных топлив // Вестник Нац. техн. ун-та "ХПИ": сб. науч. тр. Темат. вып.: Математическое моделирование в технике и технологиях. Харьков: НТУ "ХПИ". 2013, № 5 (979), с. 130-141.

6. Marig Matti, Coagulation dynamics of fractal – like soot aggregates, Journal of Aerosol Science, 2007, vol. 38, iss. 2, pp. 141–156.

7. Кондратьев К.Я., Москаленко Н.И., Поздняков Д.В. Атмосферный аэрозоль. Ленинград, Гидрометеоиздат, 1983, 224 с.

8. Сидельковский Л.Н. Юренев В.Н Котельные установки промышленных предприятий. Учебник для вузов. 3–е изд. М.: Энергоатомиздат, 1988, 528 с.

9. Москаленко Н.И., Сафиуллина Я.С., Садыкова М.С., Локтев Н.Ф. Идентификация ингредиентов и определение ингредиентного состава атмосферных выбросов и продуктов сгорания методом тонкоструктурной спектрометрии. // «Альтернативная энергетика и экология», №2 (82), 2010, с.43–54.

10. Москаленко Н.И., Мирумянц С.О., Локтев Н.Ф., Мисбахов Р.Ш. Равновесные и неравновесные процессы излучения: высокотемпературные среды, радиационный теплообмен Казань, КГЭУ, 2014, 264 с.

11. Москаленко Н.И., Зарипов А.В., Загидуллин Р.А. Спектры эмиссии и радиационных теплообмен в высокотемпературных средах, пламенах и топочных камерах // Техника и технологии в XXI веке: современное состояние и перспективы развития, монография. Новосибирск: ЦРНС, 2009, с. 48–88.

12. Moskalenko N.I. and DodovI.R., Fine structured spectroscopy: mesuring complexes, experimental studies and their applications," World chemistry forum 2019,theme: analysis, catalysis, nanoscience, Spain, Barcelona, Abstract Book, p. 52.

13. Moskalenko N.I., Dodov I.R., Khamidullina M.S. and SafiullinaYa.S. Measuring complex for examination the combustion products composition and

the soot particulate sol microstructure International Scientific and Technical Conference Smart Energy Systems 2019 (SES–2019) E3S Web Conf., vol. 124, article number 05014, (2019).

14. Москаленко Н.И., Мирумянц С.О. Атлас спектров прозрачности по произвольно ориентированным трассам атмосферы. М.: ЦНИИ информации, 1979, 494 с.

15. Дейрменджан Д. Рассеяние электромагнитного излучения сферическими полидисперсными частицами. М.: Мир, 1971, 167 с.

16. Moskalenko N. I., Khamidullina M.S., Safiullina Ya.S., Dodov I.R. Study of spectral optical characteristics and microstructure of anthropogenic sols Optica of atmosphere I oceana. 2018. vol. 31. № 8. pp. 628–633.

17. MoskalenkoN.I., IlyinYu.A., ZotovO.B., DodovI.R. and AkhmetshinA.R. Fine structural spectrometry and spectroradiometry of combustion products of energy fuels. Enternational scientic and technical conference Smart Energy Systems 2019 (SES 2019) E3S Web Conf. vol. 124, article number 05016, 2019

18. Rothman L.S. et al. The HITRAN 2012 molecular spectroscopic and radiate transfer database // Journ. Quat. Spectr. Radiat. Transfer, 2013, vol. 130. pp.4–50.

19. Gordon I.E. and et all. “The HITRAN – 2016 molecular spectroscopic database,” Journ. Quant. Spectr. Radiat. Transfer, 2017, vol. 203, pp. 3–69.

20. Moskalenko N.I., Zotov O.B., IlyinYu.A., Parzhin S.N., Khamidullina M.S. Complex investigation of the absorption and emission spectra of carbon dioxide //Russ. Phys. Journ. 2017, vol.59. Iss.12. pp. 2017–2021.

21. Moskalenko N.I., MisbakhovR.Sh., Bagautdinov I.Z., Loktev N.F., Dodov I.R. Determination of ingredient composition of atmospheric emissions of turbojet engine combustion by the fine structure spectroscopy // Russian Aeronuvtics. 2016, vol. 59. №3. pp. 419–425.

22. Moskalenko N.I., IlyinYu.A., Sadykova M.S. Investigation of the emission and absorption spectra of wate vapor // Russ. Phys. Journ. 2015, vol. 57. №9. pp.1153–1159.

23. Moskalenko N.I., Zaripov A.V., Loctev N.F., Parzhin S.N., Zagidullin R.A. Transfer over of nonequilibrium radiation in flames and high–temperature mediums. Intechweb. Croatia. Optic–electronics – devises and applications. 2011, pp.469–526.

24. MoskalenkoN.I., KluchnikovO.R., ParzhinC.N. and DodovI.R. Investigation of spectra of absorption and radiation of nitrogen oxids: NO, N2O, NO2, N2O4, Izv. Vuzov, Physics, 2019, vol. 62, № 10, pp.147–157.

25. Moskalenko N.I., Misbakhov R.Sh., Dodov I.R., Khamidullina M.S. and Kuvshinov N.E. Numerical simulation of air carrier radiation transferin the atmosphere; Russian Aeronautics, 2019, № 1, pp. 87–94.

**УДК 621.316.11**

# МЕТОД РАСЧЕТА ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВТОРИЧНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СЕТЧИКОВ[1]

Голуб[*] И.И., Болоев Е.В., Кузькина Я.И.

**Аннотация**

Предлагается метод расчета потокораспределения и потерь мощности (энергии) вторичной трехфазной четырехпроводной распределительной сети по средним значениям измерений мощностей нагрузок и модулей напряжений, без использования информации о параметрах элементов схемы замещения сети и заземлений нейтрального провода. Совпадение часовых нагрузочных потерь, вычисленных по измерениям интеллектуальных счетчиков в реальном фидере распределительной сети, по результатам оценивания состояния и предлагаемым методом, не требующим проведения итерационных расчетов, подтверждает его эффективность. Полученный результат сравнения позволяет рекомендовать использование предлагаемого метода для экспресс-анализа потерь энергии в распределительной сети.

**Ключевые слова:** трехфазная четырехпроводная распределительная сеть, интеллектуальные счетчики, расчет потерь электроэнергии.

Внедрение источников возобновляемой генерации, электромобилей, накопителей энергии в современных вторичных трехфазных четырехпроводных низковольтных распределительных сетях (РС), к которым непосредственно подключены потребители электрической энергии, привело к необходимости рассматривать эти, в прошлом пассивные системы распределения, как активные. Благодаря установке в РС интеллектуальных счетчиков они, подобно магистральным сетям, становятся наблюдаемыми и управляемыми в реальном времени, что позволяет применять процедуру оценивания состояния (ОС) для мониторинга и управления возникающими в сетях двунаправленными перетоками мощности.

Важнейшими характеристиками вторичной РС является наличие в ней трех фазных проводов и имеющего заземление четвертого нейтрального провода, разомкнутая магистральная или древовидная конфигурация, несовпадение числа нагрузочных узлов в фазах и несбалансированность фазных нагрузок, превышение активными сопротивлениями секций фидеров индуктивных сопротивлений, равная степень зависимости напряжений от активной и реактивной мощности нагрузки.

---

[1] Работа выполнена в рамках государственного задания III.17.4.2 (рег. № АААА-А17-117030310438-1) фундаментальных исследований СО РАН.

[*] ИСЭМ СО РАН, ИРНИТУ, г. Иркутск, Россия, e-mail: golub@isem.irk.ru

Для учета несбалансированности вторичной РС ее следует представлять в виде трехфазной четырехпроводной модели, подобно рассмотренной в [1], учитывающей не только наличие нейтрального провода, но и его заземлений. В [2] предложены допустимые для вторичной РС упрощения модели [1], к которым относится исключение из модели сети емкостных проводимостей фазных проводов и нейтрального провода на землю, а также взаимных сопротивлений между фазными проводами и нейтральным проводом.

Оценивание переменных состояния вторичной РС может производиться по информации об измерениях средних значений активных и реактивных мощностей нагрузок и модулей напряжений, поступающих от установленных в нагрузочных узлах интеллектуальных счетчиков с интервалом между измерениями 15, 30 или 60 минут.

Для определения топологии сети необходима информация о фазах, к которым подключены интеллектуальные счетчики, а, следовательно, о фазах подключения нагрузок и числе нагрузочных узлов в каждой фазе. Такая информация может быть получена по одновременно проводимым в течение длительного промежутка времени измерениям средних значений модулей напряжений в известных фазах узла питания РС и в нагрузочном узле, фазу которого требуется идентифицировать [3].

Что касается информации об активных и индуктивных сопротивлениях фидерных секций, а особенно о сопротивлениях земли и заземляющих устройств, необходимой для традиционного расчета потокораспределения (ПР) трехфазной четырехпроводной РС, она может быть неизвестной, содержать погрешности, а ее определение может потребовать проведения специального исследования.

В данной статье показано, что расчет ПР и часовых потерь энергии в трехфазной четырехпроводной сети, топология которой известна, может быть выполнен с использованием только среднечасовых измерений мощностей нагрузок и модулей напряжения, поступающих от интеллектуальных счетчиков. Кроме того, обосновано, что точность измерений модулей напряжений и нагрузок, выполняемых современными интеллектуальными счетчиками, может оказаться выше, чем точность их оценок, получаемых при традиционном расчете ПР и ОС.

Решение задачи ОС трехфазной четырехпроводной сети в [4] предложено выполнять методом простой итерации. В этом методе на первом шаге каждой $k$-ой итерации узловые токи в узле $i$ фазы $f \in a,b,c$, определяются по измерениям активной $\bar{z}_{P_i}^f$ и реактивной $\bar{z}_{Q_i}^f$ мощностей нагрузок и оценкам напряжений относительно нейтрального провода - $n$, $\dot{U}_i^{f-n} = u_i'^{f-n} + ju_i''^{f-n}$, полученным на предыдущей итерации. На первой итерации в нагрузочных узлах задаются номинальные значения напряжений.

Узловые токи в фазных проводах определяются как:

$$\left(\dot{J}_i^f\right)_k = \left(J_{a_i}^f + j\,J_{p_i}^f\right)_k = \left(\left(\bar{z}_{P_i}^f - j\bar{z}_{Q_i}^f\right) / \left(u_i'^{f-n} - ju_i''^{f-n}\right)\right)_k, \qquad (1)$$

а в нейтральном проводе, при предположении о наличии его заземления только в узле питания, как сумма комплексных значений фазных токов:

$$\left(\dot{J}_i^n\right)_k = \left(J_{a\,i}^{\;n} + j J_{p\,i}^{\;n}\right)_k = -\left(J_i^a + J_i^b\left(-1/2 - j\sqrt{3}/2\right) + J_i^c\left(-1/2 + j\sqrt{3}/2\right)\right)_k. \quad (2)$$

На втором шаге каждой итерации методом наименьших квадратов решается переопределенная система линейных уравнений измерений:

$$\begin{pmatrix} g_i^{f,n} & b_i^{f,n} \\ -b_i^{f,n} & g_i^{a,b,c,n} \\ I^{f,n} & 0^{a,b,c,n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} u_i'^{\,f,n} \\ u_i''^{\,f,n} \end{pmatrix}_k = \begin{pmatrix} J_{a\,i}^{\;f,n} \\ J_{p\,i}^{\;f,n} \\ \bar{z}_{U_i}^{\;f} \end{pmatrix}_k, \quad (3)$$

элементами матрицы, коэффициентов которой являются $g_i^f$ и $b_i^f$ – подматрицы активных и реактивных узловых проводимостей; $I^f$ и $0^f$ – единичная и нулевая подматрицы; вектор неизвестных, называемый вектором состояния, образуют продольные $u_i'^{\,f}, u_i'^{\,n}$ и поперечные составляющие $u_i''^{\,f}$, $u_i''^{\,n}$ векторов фазных напряжений и напряжений в нейтральном проводе относительно земли. Правыми частями уравнений являются псевдоизмерения узловых токов и продольные составляющие узловых напряжений, задаваемые равными измерениям модулей напряжений $\bar{z}_{U_i}^{\;f}$. Уравнения (3), как показано в [2], для каждой фазы и нейтрального провода могут решаться независимо.

В конце каждой итерации определяются значения векторов узловых напряжений в фазных проводах относительно нейтрального провода, как разность векторов напряжений в фазных проводах относительно земли и векторов узловых напряжений в нейтральном проводе относительно земли:

$$\dot{U}_{i\,k+1}^{\;f-n} = \dot{U}_{i\,k}^{\;f} - \dot{U}_{i\,k}^{\;n}. \quad (4)$$

Сопряженные значения векторов напряжений $\dot{U}_{i\,k+1}^{\;f-n}$ подставляются в знаменатель выражения (1) на $k = k+1$ итерации. Итерационный процесс продолжается до тех пор, пока максимальная разность между значениями модулей напряжений, полученными на смежных итерациях, не будет превышать заранее заданной точности расчета.

После завершения итерационного процесса токи фазных проводов $I_{i-j}^f$ и нейтрального провода $I_{i-j}^n$ в секции $i-j$ фидера определяются как сумма токов нагрузочных токов, в которые они передаются.

Из выражения (4) следует, что потери активной мощности в четырехпроводной РС могут быть рассчитаны двумя способами, как $\Delta P^{(1)}$ по оценкам узловых напряжений фазных $u_i'^{\,f} + j u_i''^{\,f}$ и нейтрального проводов относительно земли $u_i'^{\,n} + j u_i''^{\,n}$, и как $\Delta P^{(2)}$ − по оценкам напряжений в фазных проводах относительно нейтрального провода $u_i'^{\,f-n} + j u_i''^{\,f-n}$.

В первом способе потери активной мощности в сети определяются

как сумма потерь в фазных проводах и нейтральном проводе:

$$\Delta P^{(1)} = \Delta P_a^{(1)} + \Delta P_b^{(1)} + \Delta P_c^{(1)} + \Delta P_n^{(1)}. \quad (5)$$

Потери мощности в секции $i-j$ фазных проводов $\Delta P_{i-j}^{f\ (1)}$ и нейтрального провода $\Delta P_{i-j}^{n\ (1)}$ равны разности потоков активной мощности в начале $P_{i-j}^f$, $P_{i-j}^n$ и в конце $P_{j-i}^f$, $P_{j-i}^n$ секции, которая может быть представлена либо через квадрат модуля тока и сопротивление проводов секции, либо как действительная часть произведения сопряженного значения тока на разность векторов узловых напряжений в секции относительно земли:

$$\Delta P_{i-j}^{f\ (1)} = P_{i-j}^f - P_{j-i}^f = \left(I_{i-j}^f\right)^2 r_{i-j} = real\left(\overset{*}{I}{}_{i-j}^{f}\left(\dot{U}_i^f - \dot{U}_j^f\right)\right), \quad (6)$$

$$\Delta P_{i-j}^{n\ (1)} = P_{i-j}^n - P_{j-i}^n = \left(I_{i-j}^n\right)^2 r_{k-l} = real\left(\overset{*}{I}{}_{i-j}^{n}\left(\dot{U}_i^n - \dot{U}_j^n\right)\right). \quad (7)$$

Во втором способе потери в сети определяются как сумма потерь в фазах:

$$\Delta P^{(2)} = \Delta P_a^{(2)} + \Delta P_b^{(2)} + \Delta P_c^{(2)}. \quad (8)$$

При этом потери мощности в секциях $i-j$ фазных проводов определяются аналогично (6), только векторы узловых напряжений в секции берутся не относительно земли, а относительно нейтрального провода:

$$\Delta P_{i-j}^{f\ (2)} = P_{i-j}^f - P_{j-i}^f = real\left(\overset{*}{I}{}_{i-j}^{f}\left(\dot{U}_i^{f-n} - \dot{U}_j^{f-n}\right)\right). \quad (9)$$

Суммарные потери, вычисляемые первым способом, полностью совпадают с суммарными потерями, получаемыми вторым способом, что можно показать для секции $i-j$ подстановкой в (9) выражения для напряжений в фазных проводах относительно нейтрального провода (4).

$$\Delta P_{i-j}^{a\ (2)} + \Delta P_{i-j}^{b\ (2)} + \Delta P_{i-j}^{c\ (2)} =$$

$$real\left(\overset{*}{I}{}_{i-j}^{a}\left(\dot{U}_i^a - \dot{U}_j^a\right) + \overset{*}{I}{}_{i-j}^{b}\left(\dot{U}_i^b - \dot{U}_j^b\right) + \overset{*}{I}{}_{i-j}^{c}\left(\dot{U}_i^c - \dot{U}_j^c\right) - \left(\overset{*}{I}{}_{i-j}^{a} + \overset{*}{I}{}_{i-j}^{b} + \overset{*}{I}{}_{i-j}^{c}\right)\left(\dot{U}_i^n - \dot{U}_j^n\right)\right) =$$

$$real\left(\overset{*}{I}{}_{i-j}^{a}\left(\dot{U}_i^a - \dot{U}_j^a\right) + \overset{*}{I}{}_{i-j}^{b}\left(\dot{U}_i^b - \dot{U}_j^b\right) + \overset{*}{I}{}_{i-j}^{c}\left(\dot{U}_i^c - \dot{U}_j^c\right) + \overset{*}{I}{}_{i-j}^{n}\left(\dot{U}_i^n - \dot{U}_j^n\right)\right) =$$

$$\Delta P_{i-j}^{a\ (1)} + \Delta P_{i-j}^{b\ (1)} + \Delta P_{i-j}^{c\ (1)} + \Delta P_{i-j}^{n\ (1)}. \quad (10)$$

Точность оценок переменных состояния зависит не только от точности измерений, но и от точности задания параметров фидеров. Возможна ситуация, когда при наличии измерений интеллектуальных счетчиков, отсутствует информация о сопротивлениях и длинах проводов в секциях, либо эта информация является неточной. Наибольшие проблемы связаны с информацией о наличии и размещении заземлений нейтрального провода, сопротивлениях заземляющих устройств и сопротивлении земли, влияющих на токи и напряжения в нейтральном проводе и, как

следствие, на напряжения в фазных проводах относительно нейтрального провода.

Предлагаемый ниже третий способ расчета потерь по информации об измерениях средних значений модулей фазных напряжений относительно нейтрального провода и активных и реактивных мощностей нагрузок позволяет избежать проблем, связанных с неопределенностями в информации о параметрах фидеров. Он позволяет определить методом адресности [5] мощность, передаваемую из узла питания фидера в каждый нагрузочный узел и потери мощности на пути такой передачи, которые используются для определения суммарных потерь $\Delta P^{(3)}$ в фазных проводах.

Потери мощности $\Delta P^f$ в фазе $f$ равны сумме потерь, возникающих при передаче мощности из узла питания фидера, с номером 1, в каждый из $m$ нагрузочных узлов. Для нагрузочного узла $i$, потери мощности определяются как разность мощности, переданной $P_{1-i}^{f\ перед}$ из 1-го узла в узел $i$, и мощности, полученной $i$-м узлом $P_i^f$ и равной мощности нагрузки:

$$\Delta P^f = \sum_{i=2}^{m}\left(P_{1-i}^{f\ перед} - P_i^f\right). \tag{11}$$

Мощность, переданная из узла питания фидера в нагрузочный узел, может быть найдена как:

$$P_{1-i}^{f\ перед} = real\left(\frac{P_i^f + jQ_i^f}{\dot{U}_i^{f-n}}\dot{U}_1^{f-n}\right) = real\left(\overset{*}{J}{}_i^f \dot{U}_1^{f-n}\right). \tag{12}$$

Для измерений активных мощностей нагрузок и модулей напряжения относительно нейтрального провода выражение (12) может быть представлено как:

$$P_{1-i}^{f\ перед} = \frac{P_i^f}{U_i^{f-n}}U_1^{f-n}. \tag{13}$$

Суммарные потери мощности в фазе фидера, с учетом (13), будут равны:

$$\Delta P^f = \sum_{i=2}^{m}\left(\frac{U_1^{f-n}}{U_i^{f-n}}P_i^f - P_i^f\right) = \sum_{i=2}^{m}\left(\frac{P_i^f}{U_i^{f-n}}\left(U_1^{f-n} - U_i^{f-n}\right)\right), \tag{14}$$

а суммарные потери в фидере могут быть записаны аналогично (6):

$$\Delta P^{(3)} = \Delta P_a^{(3)} + \Delta P_b^{(3)} + \Delta P_c^{(3)}. \tag{15}$$

Мощности, переданные из узла питания в нагрузочные узлы, могут быть использованы для расчета ПР в фидере. На рис.1 показано, что для определения потока активной мощности $P_{k-l}^f$ в начале секции $k-l$ необходимо просуммировать потоки:

$$P_{k-l}^f = P_{1-l}^f + P_{1-l1}^f + P_{1-l2}^f + \cdots + P_{1-m}^f, \tag{16}$$

передаваемые из 1-го узла питания фидера в нагрузочные узлы $l, l1, l2, \cdots, m$.

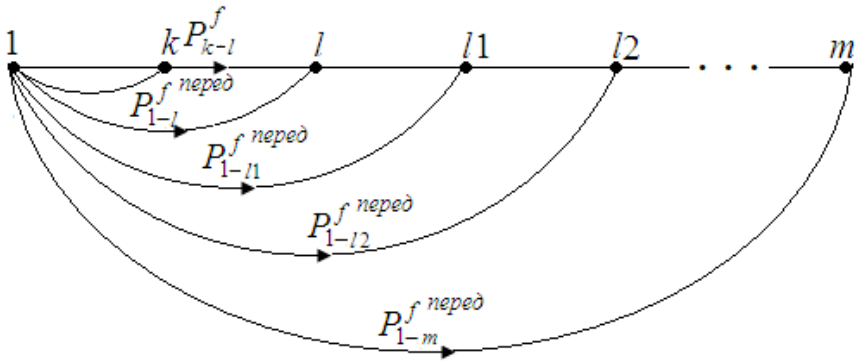



Рис.1 – Определение потока активной мощности $P^f_{k-l}$ в начале секции $k-l$.

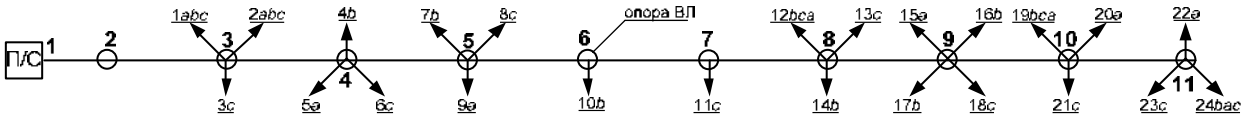



Рис. 2 – Фидер вторичной РС.

Проиллюстрируем рассмотренные способы вычисления потерь на примере реального 11-узлового магистрального фидера, рис. 2, узел 1 для всех фаз которого является питающим, а узел 2 транзитным, в фазах *a* и *b* узлы 6 и 7 также транзитные. Таким образом, фазы *a* и *b* содержат по 7, а фаза *c* − 9 нагрузочных узлов. На опорах 3−5 и 8,10,11 магистрального фидера установлено по три счетчика, на опорах 6 и 7 − по два, а на опоре 9 − четыре счетчика, по одному трехфазному счетчику установлено на опорах 8, 10, 11 и два на опоре 3, остальные счетчики однофазные. Для счетчиков, установленных в одном и том же узле, рассчитаны среднечасовые значения измерений активной и реактивной мощности и модулей напряжений в фазах.

Анализировались 288 ежечасных срезов измерений средних значений мощностей нагрузок и модулей напряжений в течение 12 суток в 7-и нагрузочных узлах фаз *A*, *B* и в 9-и узлах фазы *C*.

Идентичность диаграмм на рис. 3 и рис. 4 в виде областей с накоплением, полученных по результатам расчета ПР и ОС, является важным для данного исследования подтверждением совпадения результатов определения среднечасовых потерь мощности (часовых потерь энергии), вычисляемых первым (5) и вторым (8) способами. Диаграммы демонстрируют, как отдельные составляющие часовых потерь энергии, так и их сумму. Верхние графики обеих диаграмм, соответствующие суммарным значениям часовых потерь энергии в точности совпадают, что позволяет при анализе третьего способа расчета потерь сравнивать его со вторым способом как при расчете ПР, так и ОС.

Расчет ПР выполнялся для базисного состава измерений, включающего модули фазных напряжений в узле питания фидера и средних значений измерений нагрузок, а ОС − по избыточному составу измере-

ний, включающему средние значения модулей напряжений и нагрузок.

Прежде, чем производить анализ потерь активной мощности, определяемых различными методами, сравним суммарную среднечасовую мощность (энергию за час), ежечасно поступающую в фидер, и мощность, потребляемую нагрузками на фидере. Представленные на рис. 5 диаграммы таких мощностей указывают на существенное возрастание потерь в темные часы суток.

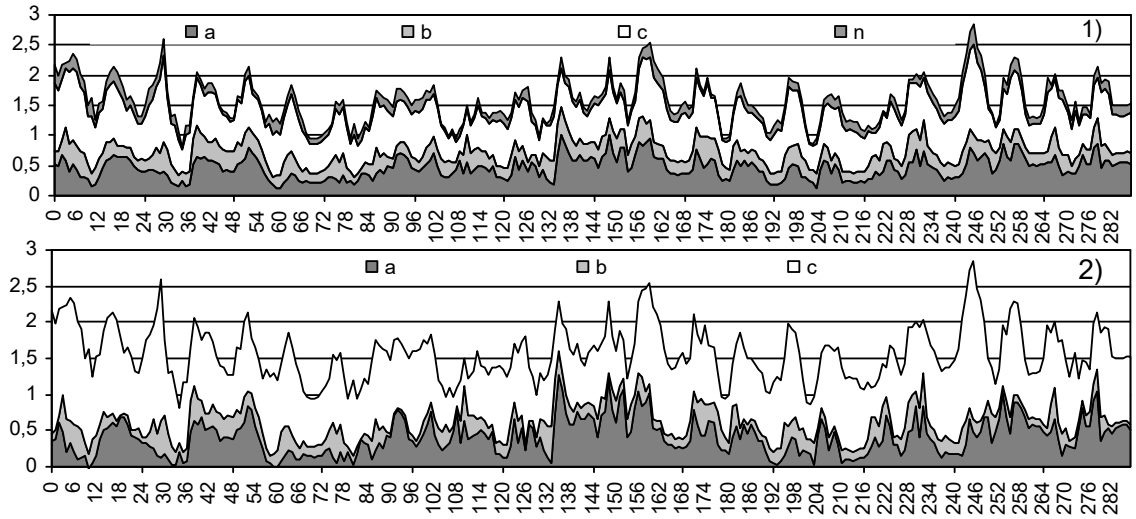



Рис. 3 – Определения часовых потерь энергии в течение 12 суток методами, $\Delta P^{(1)}$ – 1), $\Delta P^{(2)}$ – 2), по результатам расчета ПР.

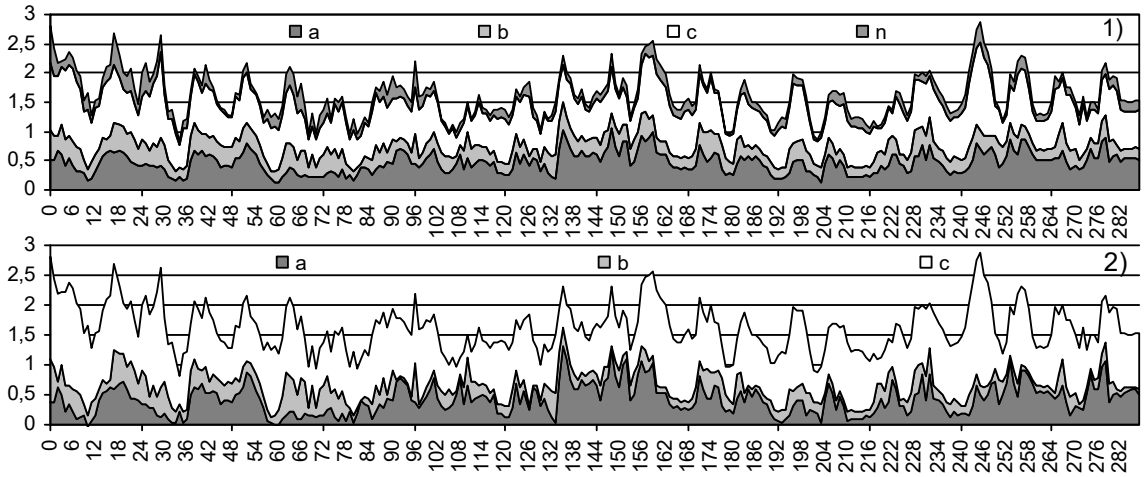



Рис. 4 – Определение часовых потерь энергии в течение 12 часов методами, $\Delta P^{(1)}$ – 1), $\Delta P^{(2)}$ – 2), по результатам ОС.

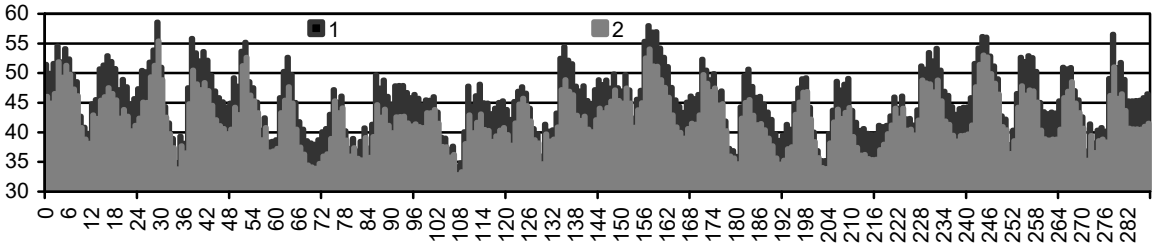



Рис. 5 – Ежечасное изменение поступающей в фидер средней мощности (энергии за час) – 1 и суммарной активной мощности, потребляемой нагрузками трех фаз – 2.

Выявить причины возрастания потерь помогут графики, рис. 6, ежечасных суммарных потерь энергии в фазах фидера, полученные как: 1 – разность фазных показаний балансного счетчика и суммарной нагрузки фаз; 2 – третьим способом вычисления потерь; 3 – вторым способом вычисления потерь по результатам расчета ПР; 4 – вторым способом вычисления потерь по результатам ОС.

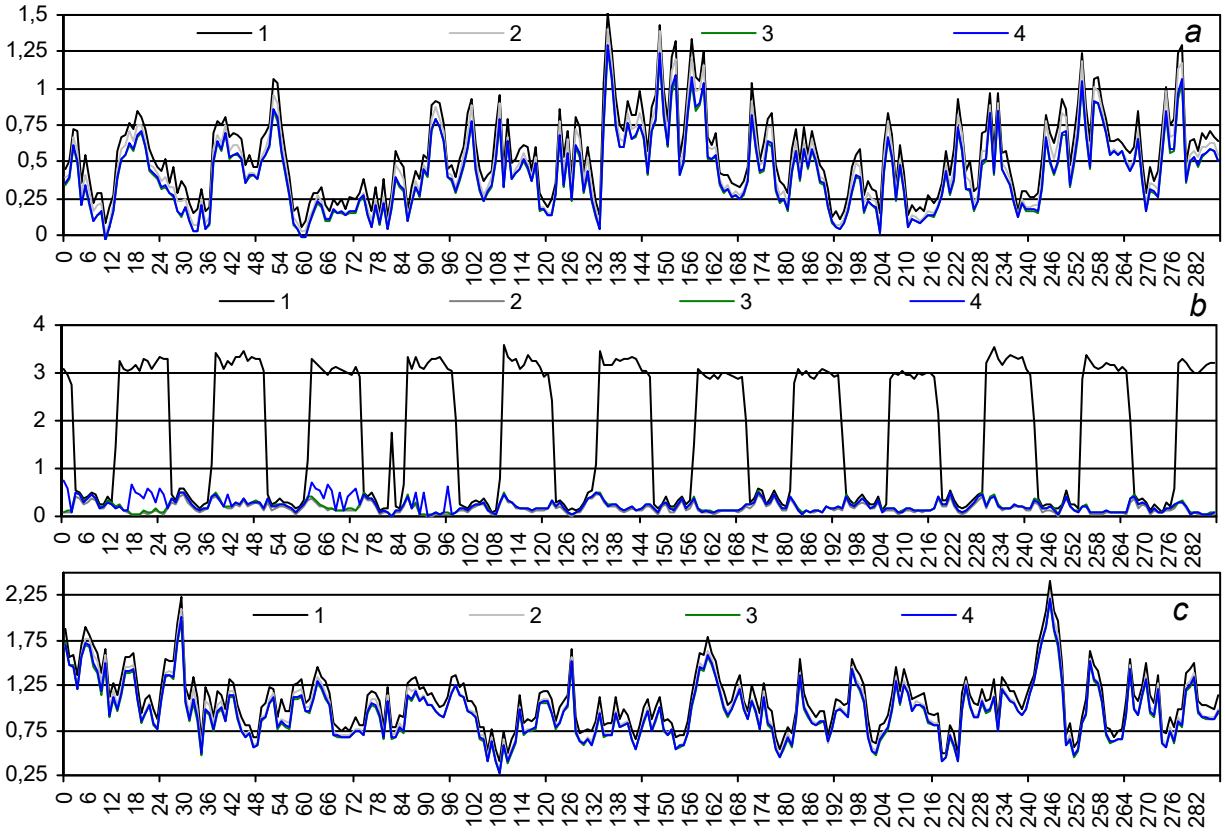



Рис. 6 – Ежечасные суммарные потери энергии в фазах *A*, *B*, *C* фидера, полученные как: 1 – разность фазных показаний балансного счетчика и суммарной нагрузки фаз; 2 – третьим способом вычисления потерь; 3 – вторым способом вычисления потерь по результатам расчета ПР; 4 – вторым способом вычисления потерь по результатам ОС.

Графики часовых потерь энергии в фазах 11 узлового магистрального фидера, полученные тремя способами, позволяют сделать исключительно важный вывод о большой близости часовых нагрузочных потерь, вычисленных вторым способом по расчетам ПР и ОС, а также третьим способом, использующим только информацию об измерениях и не требующим проведения итерационных расчетов. Безусловно, такое совпадение результатов получено благодаря высокой точности выполненных интеллектуальными счетчиками измерений, отсутствием погрешностей, связанных с определения фаз подключения нагрузок и отсутствием больших ошибок в информации о сопротивлениях магистрального провода, что позволяет рекомендовать третий способ для экспресс-анализа потерь энергии в РС.

Сравнение близких по значениям результатов расчета потерь вто-

рым и третьим способами с результатами определения потерь с использованием балансного счетчика, позволило обнаружить нагрузки с неучтенным потреблением энергии в фазе *B*. В данном случае, такой являлась осветительная нагрузка улицы, получающая питание по подключенному к фазе *B* источника питания фонарному проводу.

Сравнение суммарных потерь, вычисляемых вторым и третьим способами в фазах *A* и *C*, с суммарными потерями по показаниям балансного счетчика, рис. 6, позволяет установить, что потери, полученные третьим способом ближе к потерям по балансному счетчику.

Более надежным подтверждением этого утверждения являются приведенные на рис. 7 для фаз *A* и *C* графики, представляющие разность потерь, вычисляемых на основе балансного счетчика и потерь для третьего способа, а также и потерь для второго способа, вычисляемых по результатам ПР и ОС. Анализ графиков рис. 7 показывает, что минимальная разница потерь соответствует третьему способу, затем следует второй способ с расчетом ОС и, наконец, второй способ с расчетом ПР.

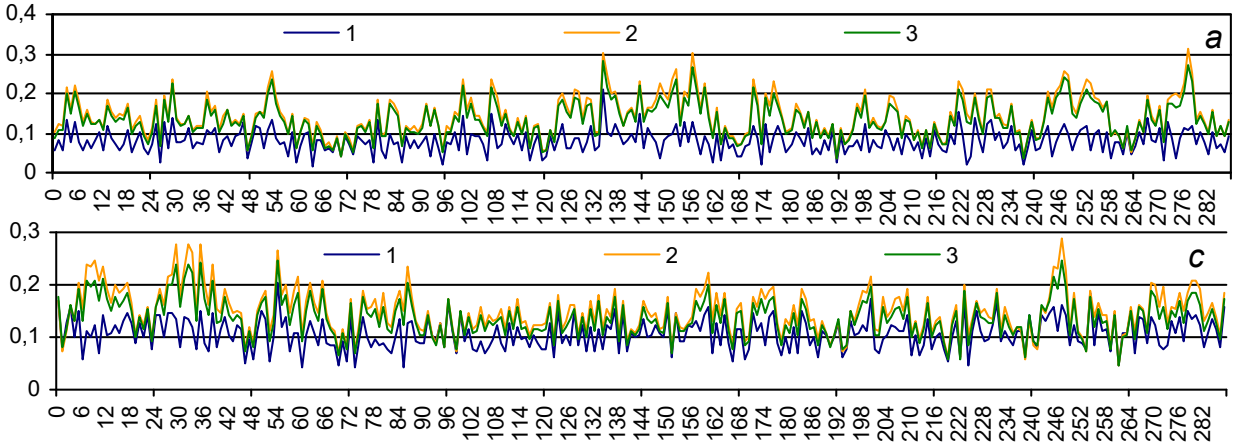



Рис. 7 – Разность потерь, вычисляемых в фазах *A* и *C* на основе балансного счетчика и потерь для третьего способа – 1; потерь для второго способа, вычисляемых по результатам ПР – 2, и по результатам ОС – 3.

Такое упорядочение способов расчета потерь совпадает с упорядочением остатков, определяемых как абсолютная разность измеренных средних значений мощностей нагрузок и/или модулей напряжений и значений нагрузок и/или напряжений получаемых в результате расчета ПР и ОС.

Поскольку в третьем способе нагрузки и модули напряжений не рассчитываются, а принимаются равными их измеренным значениям, можно считать, что для них остатки равны нулю, аналогично, при расчете ПР по базисному составу измерений, остатки могут быть получены только для напряжений, а для нагрузок они также нулевые, наконец для расчета ОС по избыточному составу измерений остатки можно определить и для нагрузок, и для напряжений. Анализ приведенных на рис. 8 ежечасных максимальных остатков показывает, что в течение 288 час для

напряжений максимальный остаток при расчете ПР составил 2,48 В, а при ОС – 1,47 В, максимальный остаток для узловых мощностей равен 0,182 кВт.

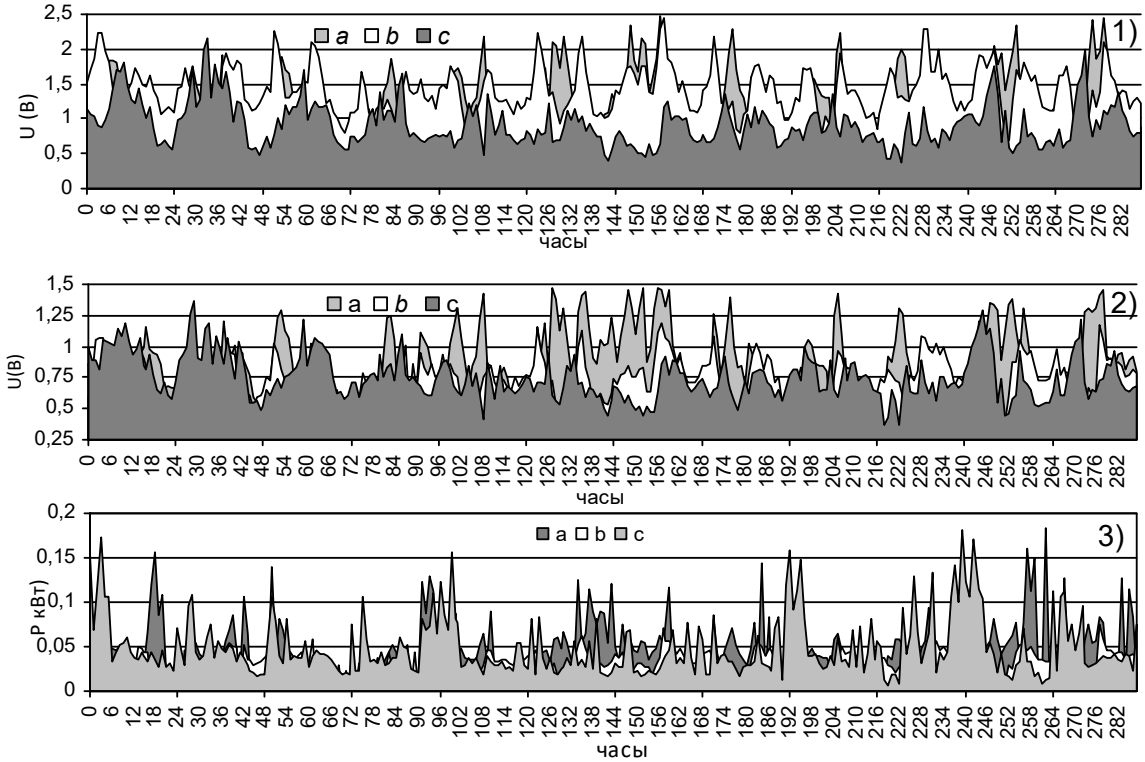



Рис. 8 – Максимальные остатки фазных напряжений при расчете ПР – 1; фазных напряжений – 2; активных узловых мощностей – 3 при ОС.

Для подтверждения возможности расчета ПР только на основе информации об измерениях средних значений нагрузок и напряжений на рис. 9 показаны значения перетоков в начале секций фидера в фазах *A, B, C,* полученные как способом (15), так и традиционном расчете ПР и ОС. На рис. 9 разница между значениями перетоков в фазах, полученных тремя методами, неразличима.

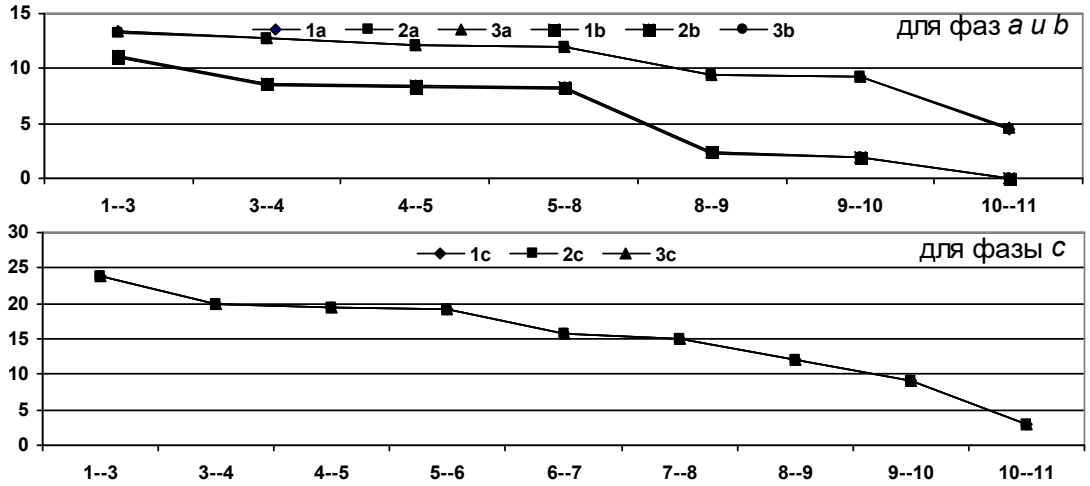



Рис. 9 – Перетоки мощности в начале секций фаз *A*, *B*, *C*, полученные по измерениям – 1, при расчете ПР-2, при ОС-3.

**Заключение**

Получено теоретическое и практическое доказательство возможности расчета ПР и потерь мощности вторичной трехфазной четырехпроводной сети по поступающим от интеллектуальных счетчиков среднечасовым измерениям мощностей нагрузок и модулей напряжения, без учета информации о параметрах схемы замещения сети.

Доказано, что потери мощности, определяемые как сумма потерь в фазных проводах и нейтральном проводе, с использованием напряжений относительно земли, равны сумме потерь в фазных проводах, полученных с использованием напряжений относительно нейтрального провода.

Показано, что точность измерений модулей напряжений и нагрузок, выполняемых современными интеллектуальными счетчиками, может оказаться выше, чем точность их оценок при традиционном расчете ПР и ОС.

**Литература**

1. Ciric R.M., Feltrin A.P., Ochoa L.F. Power flow in four-wire distribution networks-general approach // IEEE Transactions on Power Systems. 2003, Vol. 18, No. 4, pp. 1283-1290.

2. Голуб И.И., Болоев Е.В., Кузькина Я.И. Оценивание состояния трехфазной четырехпроводной вторичной распределительной сети // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020, Т. 24, № 3, с. 649-662.

3. Голуб И.И., Кузькина Я.И. Идентификация фаз подключения интеллектуальных счетчиков в низковольтной распределительной сети // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020, Т. 24, № 1, с. 135-144.

4. Голуб И.И., Болоев Е.В., Федчишин В.В. Оценивание состояния распределительной сети низкого напряжения по измерениям интеллектуальных счетчиков // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018, Т. 22, № 2, с. 95-106.

5. Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // Электричество. 2003, № 3, с. 9-16.

УДК 621.316.925.2

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ЛЭП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МНОГОСТОРОННИХ ИЗМЕРЕНИЙ

Шарыгин* М.В., Вуколов** В. Ю., Обалин*** М.Д, Петров**** А.А.

**Аннотация**

Рассматриваются вопросы поиска повреждения в разветвленных электрических сетях с несколькими источниками питания. Предложен способ определения поврежденного участка ЛЭП по результатам замеров аварийных токов и напряжений на нескольких подстанциях и поэтапного эквивалентирования схемы электрической сети относительно точки повреждения. Приведены примеры использования предложенного метода в сети 110 кВ Нижегородской энергосистемы.

**Ключевые слова**: определение места повреждения, эквивалентирование, разветвленные электрические сети.

## Введение

Развитие цифровых сетей, внедрение возобновляемых источников энергии, сетевых накопителей энергии и нелинейных преобразователей приводит к снижению эффективности большинства существующих подходов к поиску повреждений электросетевых элементов.

На настоящий момент основным способом поиска повреждения в электрических сетях является пеший осмотр линий электропередачи в пределах определенной зоны обхода. При этом используются показания отдельных микропроцессорных приборов и сигналы от потребителей. В зависимости от имеющихся сил и средств, устранение повреждения занимает от нескольких часов до нескольких суток.

При построении цифровой электроэнергетики с каналами связи со всеми подстанциями района электрических сетей, многодневный пеший осмотр линии электропередачи воспринимается как крайне неэффективный расход сил и средств. Перспективными направлениями развития электроэнергетики в области поиска повреждений являются: разработка устройств волнового поиска повреждений, активное зондирование ЛЭП сигналами повышенной частоты, централизованный сбор информации с

* Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: sharygin.m.v@gmail.com;

** Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: vvucolov@mail.ru;

*** Филиал АО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: obalinmd@gmail.com

**** АО «НИПОМ», г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: petrov85@inbox.ru.

нескольких объектов электроэнергетики (цифровых подстанций), применение математических моделей электросетевых районов.

К передовым иностранным разработчикам комплексов поиска повреждений на ЛЭП можно отнести Техасский университет (Texas A&M University, США) [1], General Electric (PowerOn/ ENMAC) [2], Siemens (Spectrum Power/ENEAS) [3], Qualitrol (Fault Location Monitors) [4]; к российским – ООО НПП АЛИМП [5] и ООО «НПП Бреслер» [6].

При организации централизованного сбора информации с подстанций, а также использования математической модели района электрических сетей, возможно сокращение времени, затрачиваемого на поиск повреждения. Эффект достигается за счет математического моделирования точки повреждения и ее сопоставления с результатами централизованного сбора сигналов с реальных подстанций. Такой подход можно условно обозначить как многостороннее определение места повреждения (ОМП).

**Теоретические основы многостороннего ОМП**

Большинство существующих методов одностороннего и двухстороннего ОМП ограничиваются двухконцевыми сетями. При наличии более двух узлов питания, а также на линиях с отпайками, результат расчета расстояния до повреждения обладает существенной погрешностью.

Рассмотрим математическую модель линии с двухсторонним питанием и отпаечной подстанцией (рис. 1). Точка N –место соединения трех ветвей линии электропередачи, точка К – место повреждения.

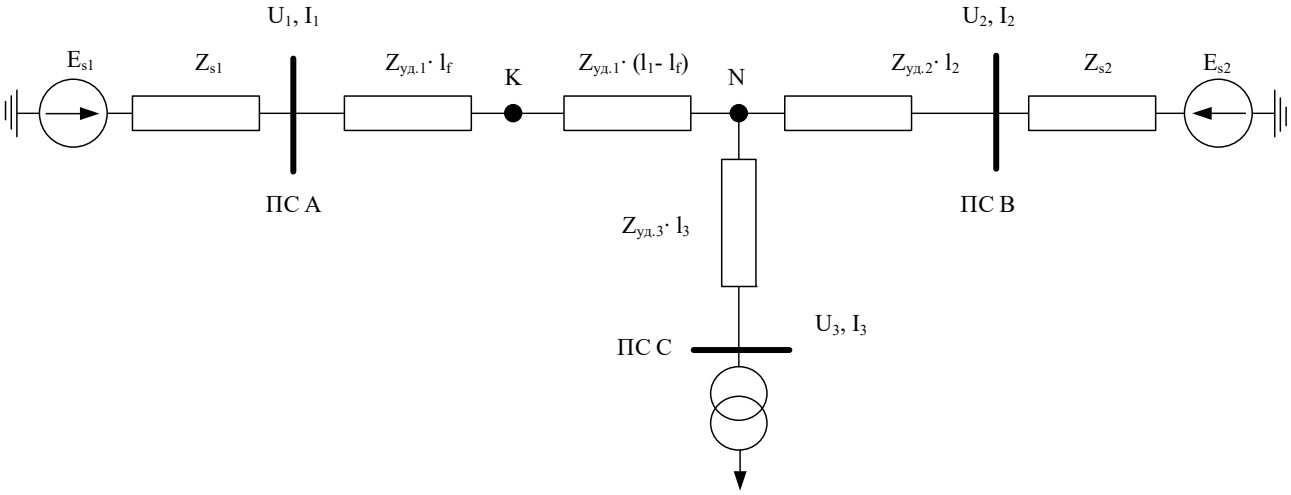



Рис. 1 – Пример линии электропередачи с ответвлением.

На рис. 1 приняты обозначения: $E_{s1}$, $E_{s2}$ и $Z_{s1}$, $Z_{s2}$ – ЭДС и собственные сопротивления источников; $U_1$, $U_2$, $U_3$ и $I_1$, $I_2$, $I_3$ – измеренные напряжения и токи по концам линии электропередачи; $Z_{уд.1}$, $Z_{уд.2}$, $Z_{уд.3}$ и $l_1$, $l_2$, $l_3$ – удельные сопротивления участков линии электропередачи и длины участков соответственно; $l_f$ – расстояние до места

повреждения.

Электрическую сеть можно представить в виде графа [7], при этом реализация процесса определения места повреждения заключается в оценке пути на графе от начального места расчета до предполагаемого места повреждения. Путем поэтапного эквивалентирования графа относительно точки повреждения определяется поврежденный участок сети.

Для линий с несколькими источниками питания существуют особенности, влияющие на точность измерения:

– наличие нескольких источников питания, имеющие разные амплитуды и фазы;

– наличие переходного сопротивления в месте повреждения;

– удельные сопротивления линии неоднородны и могут изменяться.

При наличии таких условий целесообразно использовать метод наложения [8], который позволяет упростить методику расчета и учет отдельных факторов, оказывающих влияние на точность определения места повреждения. Метод предусматривает расчет нескольких режимов: доаварийного, послеаварийного и чисто аварийного (рис. 2). Аварийная схема содержит только один источник питания, расположенный в месте короткого замыкания, величина равна доаварийному напряжению, но со знаком «минус», данный подход справедлив, при допущении, что ЭДС генераторов до и после короткого замыкания одинаковы [9].

Влияние переходного сопротивления в месте короткого замыкания на точность расчета расстояния до места повреждения на линии можно описать следующими положениями:

– переходное сопротивление уменьшает модуль чисто аварийного напряжения в месте повреждения;

– пропорционально уменьшению аварийного напряжения снижаются напряжения и токи в ветвях линии электропередачи.

Учитывая вышесказанное, для расчета расстояния до места повреждения разветвленной линии электропередачи необходимо использовать аварийную схему, так как она имеет один источник питания и содержит неискаженные данные, необходимые для реализации способа определения места повреждения. Сочетая измерения токов и напряжений основной гармоники, доаварийного режима, режима короткого замыкания, расчет аварийных составляющих измеренных токов и напряжений со всех концов линии электропередачи, процедуру определения поврежденной ветви линии электропередачи и применение метода наложения, можно обеспечить высокую точность расчета места повреждения на разветвлённой линии.

Расчет расстояния до места повреждения со стороны подстанции ПС А может быть выполнен, с применением чисто аварийных составляющих напряжения и тока по выражениям:

$$l_f \times \underline{z}_{уд1} = (\underline{U}_{ав1} - \underline{U}_{авN})/\underline{I}_{ав1}, \qquad (1)$$

$$I_f = (\underline{U}_{ав1} - \underline{U}_{авN})/(\underline{I}_{ав1} \times \underline{z}_{уд1}), \quad (2)$$

где $\underline{U}_{ав}$ – напряжение в ветви линии для аварийного режима.

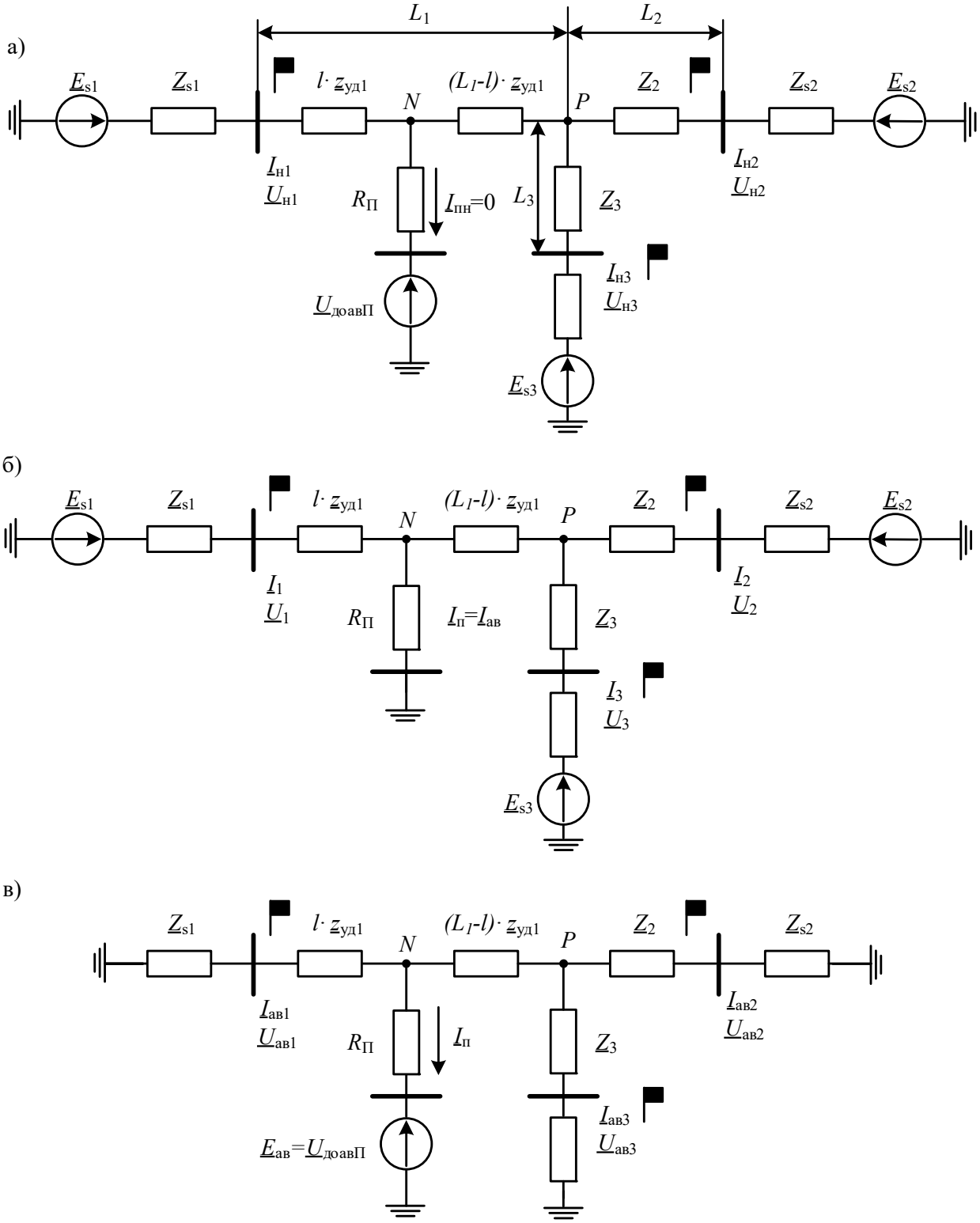



Рис. 2 – Пример применения метода наложения для линии электропередачи с ответвлением.

В выражениях (1 и 2) $\underline{U}_{авN}$ является неизвестной величиной, расчет которого может быть выполнен при определении поврежденной ветви, эквивалентировании и реализации двухстороннего ОМП для эквивален-

тированой ветви (повреждённой) с эквивалентироваными источниками.

Для объяснения способа воспользуемся примером линии электропередачи, изображенной на рис. 1. Линию электропередачи предварительно разбивают на участки, параметры участков известны из паспортных данных линии (удельные сопротивления и длины участков): участок *AN*, второй – *BN* и третий – *CN*. Исходными данными являются замеры токов и напряжений в доаварийном и послеаварийном режимах на подстанциях *A*, *B* и *C*, а также параметры линии электропередачи.

С наличием ответвления на линии необходимо предварительно определить поврежденный участок (ветвь) линии. Для решения этой задачи используются замеры токов и напряжений, по которым определяются аварийные составляющие токов и напряжений по концам линии. При использовании модели линии, происходит оценка напряжений в месте соединения ветвей линии, напряжения $U_1$, $U_2$, $U_3$ пересчитываются в точку *N* с использованием известных математических выражений и паспортных параметров линии. По небалансу оценки (сравнения) напряжений $U_{1N}$, $U_{2N}$, $U_{3N}$ определяют ветвь, на которой возникло повреждение. Неповрежденные ветви исключают из схемы, путем эквивлентирования относительно поврежденной ветви. На получившейся модели реализуется ОМП по одному из известных способов.

При анализе отличительных особенностей разработанного метода ОМП и существующих аналогов многостороннего ОМП ЛЭП следует рассмотреть разработки [10, 11].

В [10] предложен централизованный сбор параметров аварийного режима с нескольких точек сети. По имитационной модели движется точка КЗ пока не будет минимизирована разница модуля токов и напряжений между замерами с ПС и имитацией сети. Отличие от разработанного метода: не используется эквивалентирование сети относительно поврежденного участка. В [11] предложено эквивалентирование сети относительно поврежденного участка, но не используется централизованный сбор параметров аварийного режима с нескольких точек сети.

**Описание математической модели**

Для исследования предложенного способа использовались средства имитационного моделирования Matlab/Simulink. В качестве объекта моделирования использовалась модель линии 110 кВ Нижегородской энергосистемы ВЛ 110 кВ Борская – Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц (рисунки 3, 4).

ВЛ 110 кВ Борская – Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц, протяженностью 14,85 км (длинна линии 14,85 км, длинна отпайки на ПС 110 кВ Кварц 2 км) располагается на одноцепных опорах типа ПБ-110-1, разделена на три участка, на основании марок проводов и анализа топологических особенностей местности, параметры линии приведены в таблице 1.

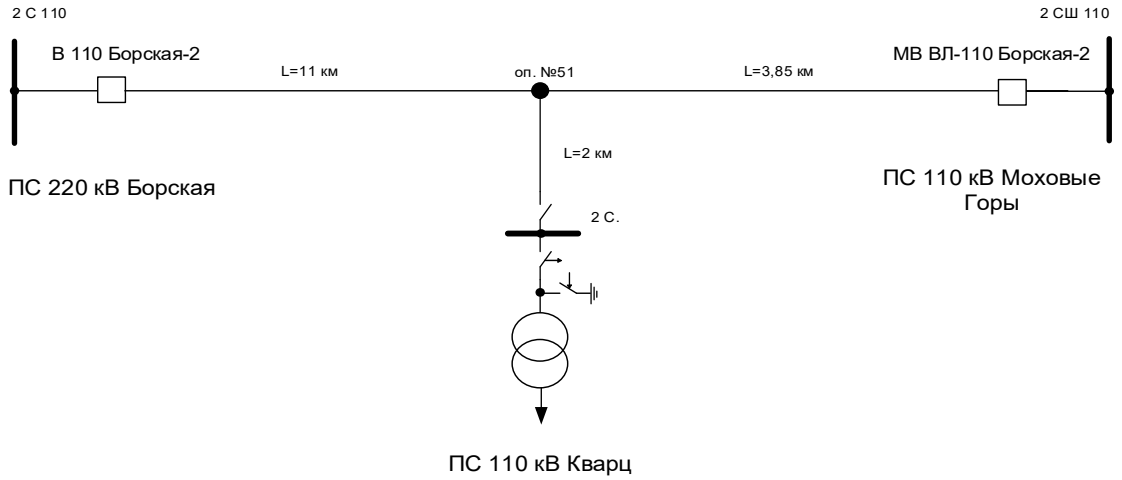



Рис. 3 – Схема ВЛ 110 кВ Борская – Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц.

Таблица 1. Параметры ВЛ 110 кВ Борская – Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц

| | ВЛ 110 кВ Борская – Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц | | |
|---|---|---|---|
| | Участок №1 | Участок №2 | Участок №3 |
| Тип опор | ПБ-110 1 | ПБ-110 1 | ПБ-110 1 |
| № пролетов | 1-37 | 37-53 | 51 (1-8) |
| Марка провода | АС-185/29 | АС-185/29 | АС-120/27 |
| Тип грозотроса | ПС-50 | ПС-50 | С-50 |
| Длина участка, км | 11 | 3,85 | 2 |
| Удельное сопротив-ление грунта, Ом*м | 1000 (песчаник) | 1000 (песчаник) | 1000 (песчаник) |

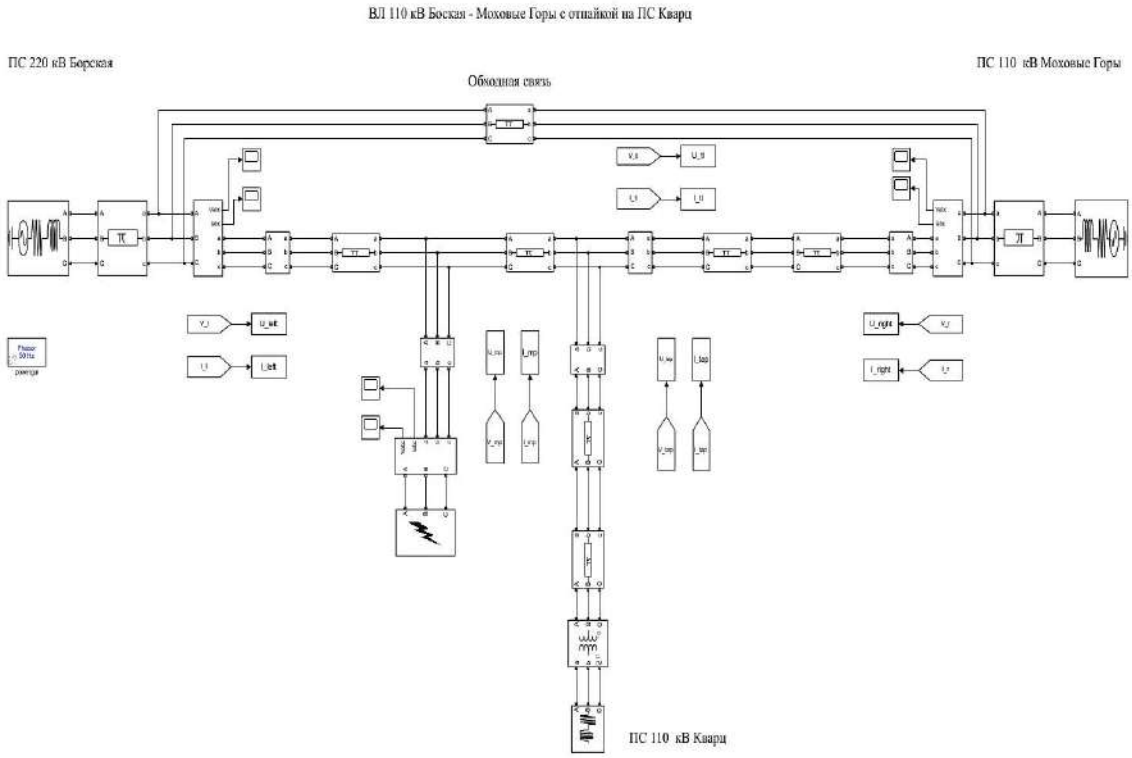



Рис. 4 – Имитационная модель ВЛ 110 кВ Борская – Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц.

Имитационная модель ВЛ 110 кВ Борская – Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц состоит из источников питания (блок идеального источника напряжения Three-Phase Source), эквивалентных сопротивлений систем, в виде блоков Three-Phase PI Section Line, линий электропередач, блока Fault, моделирующий замыкания фаз между собой и на землю, трех фазных измерителей Three-Phase V-I Measurement, а также блоков Scope, осуществляющих осциллографирование и дискретизацию входных сигналов, блока трехфазного двухобмоточного трансформатора Three-Phase Transformer и блока нагрузки Three-Phase Series RLC Load (рис. 4).

**Экспериментальное обоснование многостороннего ОМП**

Проверка эффективности предложенного подхода к определению поврежденного элемента электроэнергетической сети выполнялась в соответствии с блок-схемой на рис. 5.

Рис. 5 – Блок-схема алгоритма проведения испытаний на имитационной модели.

На первом этапе производится задние параметров имитационной модели, включающее в себя задание параметров систем (эквивалентные ЭДС и сопротивление), параметров линии (сопротивления и проводимости для прямой и нулевой последовательностей), параметры отпайки (сопротивление отпаечной линии, мощности и сопротивление трансформаторов, задание нагрузки).

Параметры линий рассчитывались в соответствии с установленными типами опор, геометрическим расположением проводов и замерами удельного сопротивления грунта. Расчет производился при помощи инструмента *Compute RLC Line Parametrs*.

После задания параметров имитационной модели производился ее запуск. В результате расчета переходного процесса были получены токи и напряжения доаварийного и после аварийного режимов, которые были перенесены в рабочую область *MatLAB*. В дальнейшем по результатам имитационного испытания определялась поврежденная ветвь и расчет расстояния до места повреждения. Вывод результата производится в

виде указания поврежденного участка и расстояний, рассчитанных по нескольким способам ОМП [12, 13].

Таблица 2. Результаты расчетов проведения испытаний на имитационной модели

| Дата | Наименование ЛЭП | Длина ЛЭП, км | Показания устройства ОМП | | Расчетное место повреждения, км | Фактическое место повреждения, км |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | Подстанция | Расстояние, км | | |
| 19. 12. 19 | ВЛ 110 кВ Борская - Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц | 14,85 | ПС 220 кВ Борская | 13,7 (при отк.),1,2 (при АПВ) | 2,022<br>1,961<br>2,022<br>1,828 | 1,95 |
| | | | ПС 110 кВ Моховые Горы | 5,75 | | |

В таблице 2 приведено сравнение результатов расчета по предлагаемому способу и фактического места повреждения. Данные результаты получены на основании сопоставления реального повреждения ВЛ 110 кВ Борская - Моховые Горы с отпайкой на ПС Кварц в Нижегородской энергосистеме и результатов моделирования.

Из сравнения результатов полученных при проведении испытаний предложенного способа ОМП и показаний устройств ОМП, установленных на подстанциях, можно сделать вывод о повышении точности оценки расчета расстояния до места повреждения, при использовании описанного выше способа. Кроме этого, для повышения уверенности в достоверности расчетного места повреждения, предложено одновременное применение нескольких алгоритмов ОМП, пример результатов такого расчета приведен в таблице 2.

Точность расчета расстояния зависит от точности задания параметров линии электропередачи и параметров ответвлений, другими словами, адекватностью имитационной модели, используемой при оценке расстояния до места повреждения.

Для реализации предложенного способа необходимо организовать регистрацию токов и напряжений на концах линии электропередач, а также передачу измеренных величин на рабочее место оперативного персонала (или централизованное устройство сбора информации), на котором установлено специализированное программное обеспечение, позволяющее рассчитать расстояние до места повреждения. Данный способ может выступать в качестве основного способа ОМП, или в качестве резервного способа, отличающимся принципом действия.

**Заключение**

Предложен способ определения поврежденного участка сети на основе централизованного сбора параметров аварийного режима и имитационного моделирования электросетевого района.

Произведено сравнение полученных результатов оценки расчёта расстояния до места повреждения при проведении экспериментов на

имитационной модели, результатов расстояний, полученных с устройств ОМП, установленных на объектах электроэнергетики, и расстояний до фактического места повреждения, обнаруженного при обходе линии электропередачи.

Результаты сопоставления эффективности предложенного подхода к оценке расстояния до повреждения и расчеты микропроцессорных приборов на подстанциях при анализе реального повреждения ЛЭП 110 кВ Нижегородской энергосистемы свидетельствуют о преимуществах многостороннего ОМП.

**Литература**

1. Texas A&M University College of Engineering (URL:https://engineering.tamu.edu/electrical/profiles/mkezunovic.html, дата обращения 05.09.2020).
2. General Electric (PowerOn/ ENMAC) (URL:https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/uos/enmac_overview.pdf, дата обращения 05.09.2020).
3. Siemens (Spectrum Power/ENEAS) (URL:https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/grid-control.html, дата обращения 05.09.2020).
4. Traveling Wave Fault Location Monitors (URL:https://www.qualitrolcorp.ru/products/fault-location-monitors/, дата обращения 05.09.2020).
5. ООО НПП «АЛИМП» (URL: https://alimp.org/solutions/, дата обращения 05.09.2020).
6. ООО «НПП Бреслер» (URL: https://www.bresler.ru/fpd, дата обращения 05.09.2020).
7. Папков Б.В., Куликов А.Л. Теория систем и системный анализ для электроэнергетиков: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры. 2-е изд. М.: Юрайт, 2016, 470 с.
8. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1992, 528 с.
9. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы. М.: Энергия, 1970, 518 с.
10. Knezev M. Optimal fault location: master dissertation. – Dallas: Texas A&M University, 2007, 129 p.
11. Бычков Ю.В. Развитие дистанционного метода определения места повреждения линии электропередачи: автореф. дис. канд. техн. наук. Чебоксары, 2012, 23 с.
12. Обалин М.Д., Куликов А.Л., Адаптивное определение места повреждения линии электропередачи по параметрам аварийного режима. Часть 1 // Библиотечка электротехника, 2019, № 9. 77 с.
13. Обалин М.Д., Куликов А.Л., Адаптивное определение места повреждения линии электропередачи по параметрам аварийного режима. Часть 2 // Библиотечка электротехника, 2019, № 10, 80 с.

**УДК 621.31**

# ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА *K*-БЛИЖАЙШИХ СОСЕДЕЙ В ЗАДАЧЕ РАСПОЗНАВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Куликов[*] А.Л., Бездушный[**] Д.И., Осокин[***] В.Ю., Севостьянов[****] А.А.

**Аннотация**

Одно из направлений повышения надежности электрических сетей связано с внедрением сложных и ресурсоемких алгоритмов в интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ), выполняющие функции релейной защиты и автоматики (РЗА) на подстанциях. Применение имитационного моделирования для исследования особенностей функционирования защищаемого объекта позволяет в наиболее полной мере учесть вариативность режимов при формировании алгоритмов ИЭУ, характерных для анализируемого участка электрической сети. Дополнительно такой подход позволяет использовать для выявления повреждений только те информационные признаки, которые обладают высокой информационной ценностью в конкретной задаче распознавания режимов.

При реализации современных алгоритмов РЗА целесообразно использовать методы машинного обучения. Одним из таких методов является метод *k*-ближайших соседей. В статье обосновывается эффективность применения метода в сравнении с традиционными вариантами организации РЗА на примере защиты участка электрической сети с источником распределенной генерации.

**Ключевые слова:** многомерная РЗА, метод *k*-ближайших соседей, имитационное моделирование, распределенная генерация.

## Введение

Распознавание и локализация коротких замыканий (КЗ) в электрических сетях устройствами РЗА являются обязательными составляющими безаварийной работы энергосистем. Наблюдаемая на сегодняшний день тенденция к цифровизации вторичных систем подстанций, в том числе РЗА, дает возможность внедрения значительно более сложных и потенциально более эффективных алгоритмов распознавания аварийных режимов по сравнению с существующими техническими решениями.

---

[*] Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: inventor61@mail.ru

[**] Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: dimok.93@mail.ru

[***] Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: osokin-v92@mail.ru

[****] Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, e-mail: sevosaa@gmail.com

Перспективным направлением в РЗА является информационный подход [1, 2]. Он предполагает использование результатов имитационного моделирования нормальных и аварийных режимов для формирования алгоритмов защит. Важной особенностью информационного подхода является то, что признаки, контролируемые защитами, выбираются индивидуально для каждой отдельной задачи распознавания режимов исходя из критерия информативности. Как правило [1, 2], признаки объединяются в систему уставочных плоскостей с областями срабатывания, формируемыми по результатам имитационного моделирования и обучения.

Однако, применение уставочных плоскостей не является единственным способом формирования решающего правила РЗА с использованием имитационного моделирования. В качестве альтернативного подхода может быть предложено применение специальных алгоритмов машинного обучения. Среди задач, решаемых средствами машинного обучения, выделяют так называемую задачу классификации. Она состоит в отнесении некоторого вектора признаков $\mathbf{x}$ к одному из заданных классов $Y_1 \ldots Y_m$ на основании обучающей выборки, состоящей из набора векторов $\mathbf{x}_1 \ldots \mathbf{x}_n$, класс которых известен. Как можно видеть, задача классификации тождественна той, которая характерна информационному подходу в РЗА. При этом в роли признаков выступают различные электрические параметры режима, доступные для измерения на подстанции, множество классов образуется контролируемыми режимами защищаемого объекта (нормальный режим, режим самозапуска, режим короткого замыкания и др.), а обучающей выборкой становятся результаты модельных экспериментов. Таким образом, применение машинного обучения для выявления аварийных режимов функционирования электроэнергетических объектов позволяет разрабатывать новые алгоритмы РЗА, причем реализуется объединение информационных признаков в единое признаковое пространство произвольной размерности, способствуя тем самым более эффективному использованию доступной информации о текущем режиме электрической сети. В связи с этим, актуально исследование новых способов РЗА, использующих алгоритмы машинного обучения, а также оценка их распознающей способности.

Проанализируем применение метода *k*-ближайших соседей, реализующего классификацию на основе оценки функции расстояния между классифицируемым объектом и объектами обучающей выборки. Схожий подход, также предполагающий вычисление функции расстояния, ранее применялся в задачах РЗА [3] для определения распознаваемости наблюдаемых режимов в многомерном признаковом пространстве при реализации функций дальнего резервирования релейной защиты трансформатора.

Разработаем алгоритм РЗА участка сети с источником распределенной генерации *G* (рис. 1) с применением метода *k*-ближайших соседей. Рассмотрим отдельную функцию устройства РЗА, обеспечивающую защиту линии $\omega_1$ от трехфазных и междуфазных КЗ. При этом исключается

его срабатывание в рабочих режимах, а также режимах самозапуска нагрузки.

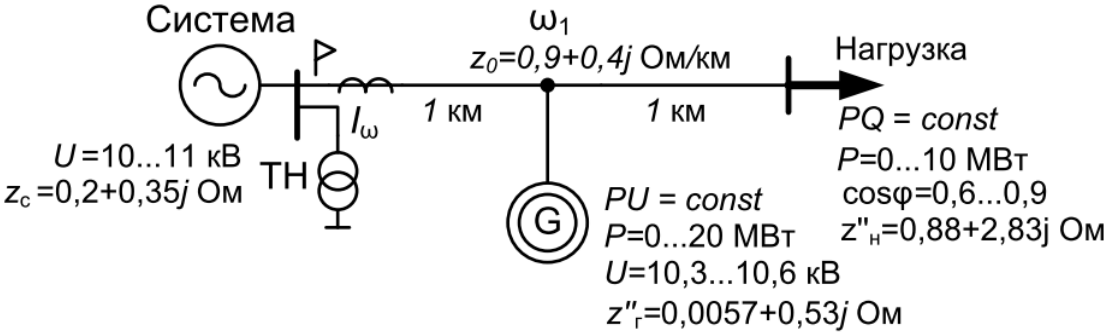



Рис. 1 – Схема защищаемого участка электрической сети.

**Порядок проведения имитационных экспериментов**

Цель имитационного моделирования – сформировать обучающую выборку для алгоритма классификации, достоверно отражающую множество потенциально возможных контролируемых режимов. Поэтому имитационная модель должна учитывать непостоянство некоторых параметров схемы замещения, таких как напряжение и сопротивление сети, мощность нагрузки, генерации и др. При моделировании КЗ переменными величинами также являются удаленность точки КЗ и величина переходного сопротивления. При проведении имитационного моделирования целесообразно использовать метод Монте-Карло [4], заключающийся в многократном воспроизведении экспериментов таким образом, чтобы на каждой итерации все переменные параметры принимали случайные значения внутри диапазонов, заданных при настройке модели. На рис. 1 приведены как постоянные, так и изменяющиеся параметры анализируемого участка электрической сети.

Выполним моделирование рабочих режимов рассматриваемой схемы, а также режимов самозапуска и КЗ на линии $\omega_1$. В результате получим комплексы токов ветвей и напряжений узлов каждой из фаз в каждом из режимов. Сгенерированный таким образом массив данных позволяет проанализировать эффективность различных видов РЗА для обеспечения защиты линии $\omega_1$. Например, для анализа распознающей способности токовой защиты построим статистические распределения действующего значения тока одной из фаз во всех промоделированных режимах (рис. 2).

Как можно видеть из рис. 2, значительная часть токов КЗ оказалась соизмеримой по величине с токами, характерными для нормальных режимов и режимов самозапуска нагрузки. Указанное обстоятельство обусловлено тем, что генератор, включенный в ответвление линии, может снижать долю тока КЗ, протекающего через место установки защиты, уменьшая тем самым ее чувствительность. Очевидно, что применение токовой защиты на анализируемом участке электрической сети неэффективно.

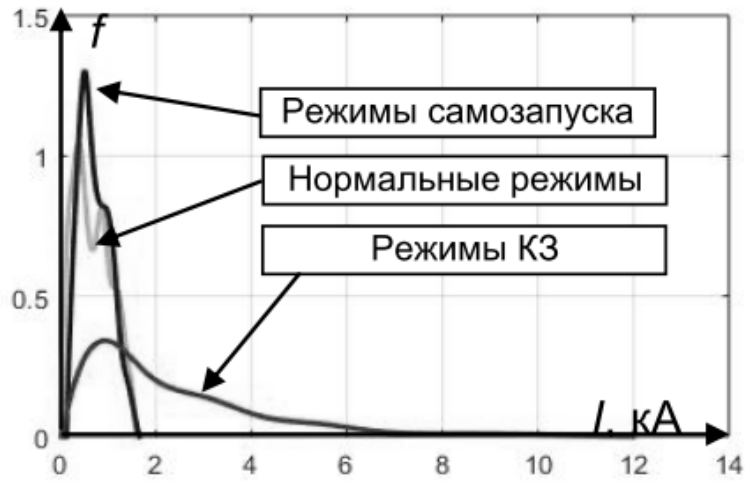



Рис. 2 – Распределение тока фазы в контролируемых режимах.

Исследуем эффективность применения дистанционной защиты для организации РЗА $\omega_1$ (рис. 1). Используя полученные ранее результаты имитационного моделирования, рассчитаем значения комплексных сопротивлений, оцениваемых в месте установки защиты для каждого из экспериментов, и разместим их на комплексной плоскости (рис. 3).

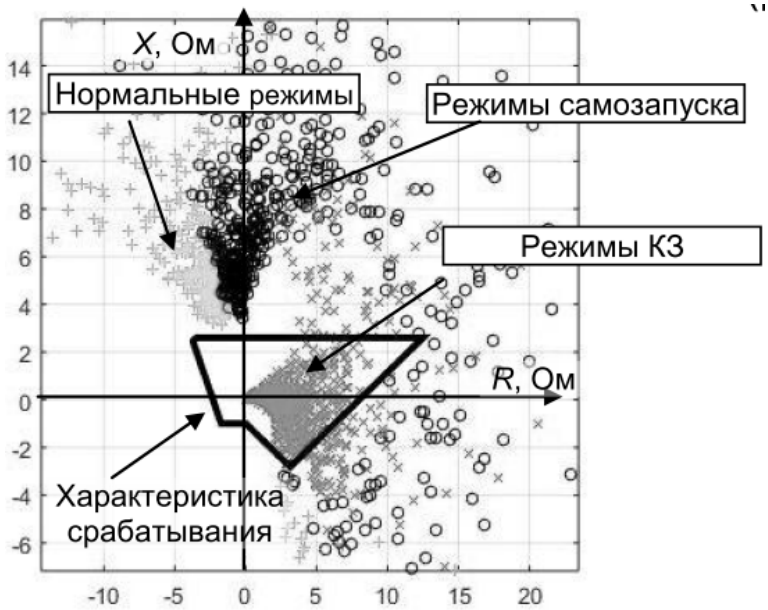



Рис. 3 – Множество измерений комплексных сопротивлений в анализируемых режимах.

Дистанционная защита с характеристикой (рис. 3), полученной по условию отстройки от нормальных режимов и режимов самозапуска нагрузки, способна отключить возникающее на линии КЗ с вероятностью 74 %. Несмотря на то, что результат, свойственный дистанционной защите, значительно превосходит результат, характерный для токовой защиты, его эффективность все еще недостаточна для надежного выявления аварийных режимов участка электрической сети (рис. 1). Дальнейшее увеличение распознающей способности защиты может быть достигнуто в

результате использования алгоритмов машинного обучения, в частности метода *k*-ближайших соседей.

**Принципы применения метода *k*-ближайших соседей**

Среди множества известных алгоритмов машинного обучения метод *k*-ближайших соседей обладает наиболее интуитивно понятным принципом работы. Согласно метода [5], классификация объекта (режима) осуществляется в соответствии с наиболее часто встречающимся классом среди его «соседей», то есть объектов (режимов) обучающей выборки, расположенных на минимальном расстоянии от классифицируемого объекта. Число анализируемых соседей является произвольным и выбирается при выборе параметров имитационной модели исходя из требований конкретной задачи классификации. При реализации метода могут использоваться различные функции расстояния, наиболее часто применяются следующие метрики:

Евклидова метрика: $$\mathrm{D}(\mathbf{x},\mathbf{y}) = \sqrt{\sum_{i=1}^{m}\left(x_i - y_i\right)^2}, \quad (1)$$

Расстояние Чебышева $$\mathrm{D}(\mathbf{x},\mathbf{y}) = \max_{i=1\ldots m}\left|x_i - y_i\right|, \quad (2)$$

Манхэттенское расстояние $$\mathrm{D}(\mathbf{x},\mathbf{y}) = \sum_{i=1}^{m}\left|x_i - y_i\right|, \quad (3)$$

где $\mathbf{x} = [x_1, x_2 \ldots x_m]$, $\mathbf{y}=[y_1, y_2 \ldots y_m]$ – векторы в *m*-мерном пространстве, расстояние между которыми требуется определить; $\mathrm{D}(\mathbf{x},\mathbf{y})$ – искомая метрика.

Исследуем алгоритм классификации для устройства РЗА методом *k*-ближайших соседей в признаковом пространстве, образованном активной и реактивной составляющей комплексного сопротивления (рис. 4). Выбор значения *k*, как правило, осуществляется эмпирически. Примем в первом приближении данное значение равным 5. В качестве функции расстояния выберем метрику Евклида. Обозначим режимы КЗ на $\omega_1$ как α-режимы, а нормальные режимы объединим с режимами самозапуска нагрузки и обозначим полученное множество как β-режимы.

Найдем в обучающей выборке $k = 5$ значений, расстояние до которых от классифицируемого значения комплексного сопротивления (выражение (1)) минимально и определим их классы. Согласно рис. 4, среди ближайших соседних значений комплексного сопротивления оказалось 3 объекта, относящихся к классу α, и 2 объекта, характерных классу β. Таким образом, в соответствии с мажоритарным принципом текущий анализируемый режим относится к классу α.

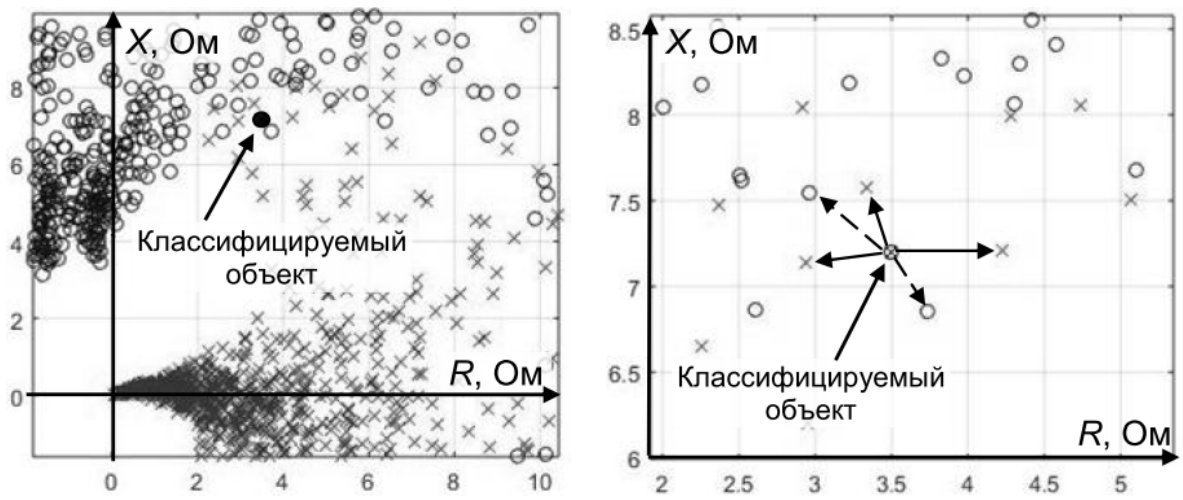



Рис. 4 – Классификация выборочного значения комплексного сопротивления в признаковом пространстве.

Выделим на уставочной плоскости (в признаковом пространстве) области срабатывания защиты, внутри которых режим будет относиться к классу α при реализации исследуемого алгоритма (рис. 5).

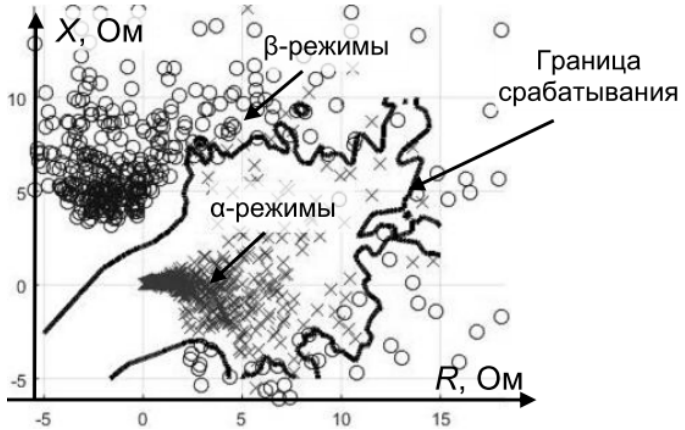



Рис. 5 – Область срабатывания для метода *k*-ближайших соседей.

Оценим эффективность алгоритма распознавания устройства РЗА с помощью матрицы ошибок [6], содержащей вероятности правильной классификации каждого из классов, а также вероятности ошибок первого и второго рода. Случайным образом разделим совокупное множество модельных имитационных экспериментов на две группы, одна их которых будет использоваться для обучения алгоритма защиты, а вторая – для его последующего тестирования. Матрица ошибок, применительно к условиям исследования метода *k*-ближайших соседей, соответствует табл. 1.

Таблица 1. Матрица ошибок, соответствующая методу *k*-ближайших соседей

| | | Распознанный класс | |
|---|---|---|---|
| | | α | β |
| Истинный класс | α | 95,4 % | 4,6% |
| | β | 2,8% | 97,2% |

Анализ табл. 1 показывает, что использование метода *k*-ближайших соседей обеспечивает отключение 95,4% КЗ на защищаемой линии, причем с вероятностью 2,8% возможно ложное отключение защищаемого объекта.

**Модификация метода *k*-ближайших соседей**

Мажоритарный принцип, применяемый в методе *k*-ближайших соседей, предполагает, что каждый из классов обучающей выборки в одинаковой степени влияет на принятие решения в процессе распознавания. В результате количество ошибок первого и второго рода [7], допускаемых алгоритмом классификации, приблизительно одинаково. Такой принцип зачастую не приемлем при организации РЗА. Устройства защиты параметрируются таким образом, чтобы полностью исключить возможность неселективного отключения объекта, даже если при этом снижается чувствительность РЗА. Следовательно, в РЗА предполагается, что стоимость ошибки первого рода значительно выше, чем второго. Таким образом, при реализации метода *k*-ближайших соседей целесообразно изменить правило классификации объекта в зависимости от классов его соседей. Вместо мажоритарного принципа примем следующее правило (критерий) классификации: объект относится к классу α только в том случае, если каждый из *k* его ближайших соседей также относится к классу α. В противном случае, объект относится к классу β.

Принятый критерий позволит исключить вероятность ложного отнесения режима функционирования объекта к множеству α-режимов, спровоцировав тем самым неселективное срабатывание устройства РЗА. Области срабатывания, полученные в результате реализации модифицированного варианта метода *k*-ближайших соседей к ранее полученной обучающей выборке, приведены на рис. 6а, а компоненты соответствующей матрица ошибок – в табл. 2.

Таблица 2. Матрица ошибок, соответствующая модифицированному варианту метода *k*-ближайших соседей (*k=5*)

| | | Распознанный класс | |
|---|---|---|---|
| | | α | β |
| Истинный класс | α | 92,8 % | 7,2% |
| | β | 0,4% | 99,6% |

Как можно видеть (табл. 2), за счет модификации решающего правила ценой некоторой потери чувствительности удалось снизить вероятность ложного срабатывания алгоритма защиты с 2,8 % до 0,4 %.

Снизить количество ложных срабатываний защиты в рабочих режимах и режимах самозапуска нагрузки возможно путем увеличения параметра *k.* Тогда решение будет приниматься на основании большего числа значений обучающей выборки, что, в свою очередь, сместит границу характеристики срабатывания дальше от точек комплексной плоскости, характерных для β-режимов.

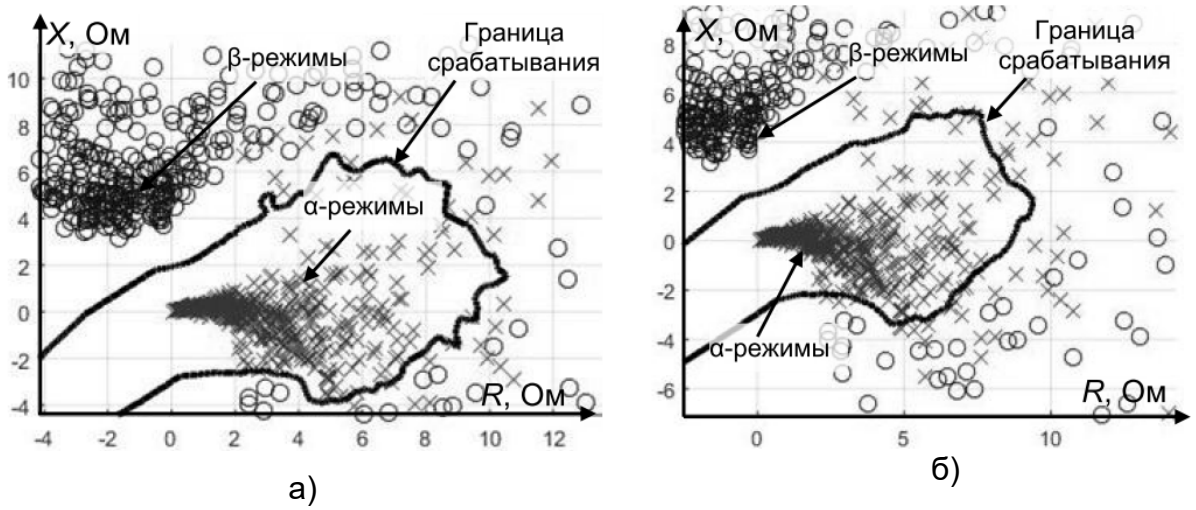



Рис. 6 – Области срабатывания, характерные для модифицированного варианта метода k-ближайших соседей; а) $k$ = 5; б) $k$ = 15.

Рис. 6 (б) иллюстрирует область срабатывания алгоритма защиты с применением модифицированного варианта метода $k$-ближайших соседей и параметром $k$ = 15. При этом матрица ошибок принимает вид, соответствующий табл. 3:

Таблица 3. Матрица ошибок, соответствующая модифицированному варианту метода $k$-ближайших соседей ($k$=15)

| | | Распознанный класс | |
|---|---|---|---|
| | | α | β |
| Истинный класс | α | 88,6 % | 11,4% |
| | β | 0% | 100% |

Увеличение параметра $k$ (табл. 3) привело к загрублению защиты, снижению чувствительности до 88,6 %, а также снижению вероятности ложного срабатывания защиты до нуля.

**Изменение состава информационных признаков**

Алгоритм защиты, реализованный на основе метода $k$-ближайших соседей и использующий в качестве информационных признаков активную и реактивную составляющую комплексного сопротивления, позволяет распознать 88,6 % коротких замыканий на линии, что на 14,6 % больше, чем дистанционная защита, использующая аналогичные входные величины. Однако, в отличие от дистанционной защиты, в предлагаемом алгоритме может быть произвольным образом расширен набор информационных признаков. Рис. 7 иллюстрирует области α и β-режимов в трехмерном пространстве, включающем следующие информационные признаки:

- активная составляющая комплексного сопротивления;
- реактивная составляющая комплексного сопротивления;
- величина активной мощности, протекающей через защиту.

Матрица ошибок, характерная для защиты, использующей заданное признаковое пространство, приведена в табл. 4.

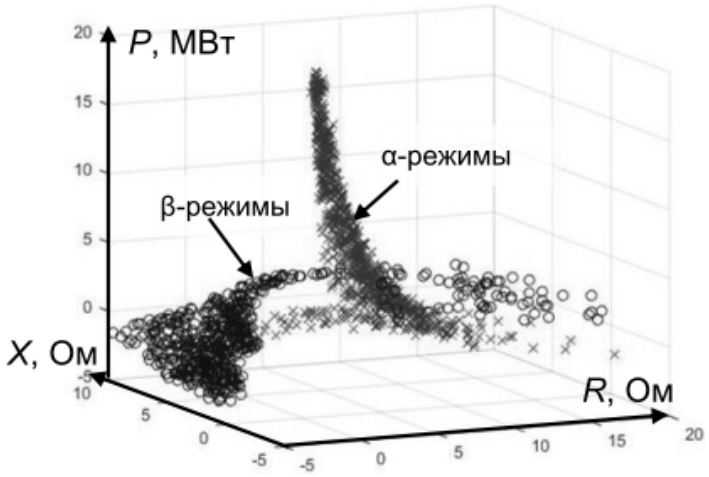



Рис. 7 – Расположение значений обучающей выборки в трехмерном признаком пространстве.

Таблица 4. Матрица ошибок модифицированного варианта метода *k*-ближайших соседей (*k*=15), реализованного в трехмерном пространстве признаков

| | | Распознанный класс | |
|---|---|---|---|
| | | α | β |
| Истинный класс | α | 98,4 % | 1,6% |
| | β | 0% | 100% |

За счет использования дополнительного информационного признака, вероятность распознавания α-режимов выросла до 98,4 % при полном исключении ложных срабатываний. Таким образом, трехмерный алгоритм релейной защиты [1, 2], реализованный на основе метода *k*-ближайших соседей, обеспечивает практически абсолютную распознаваемость режимов, а традиционные способы РЗА (токовый и дистанционный) обладают низкой распознающей способностью.

**Выводы**

Внедрение источников распределенной генерации в электрические сети может приводить к снижению распознающей способности традиционных видов РЗА. Целесообразна разработка новых методов организации защиты, обладающих высокими показателя технического совершенства.

Имитационное моделирование на основе метода Монте-Карло позволяет проанализировать множество потенциально-возможных режимов работы электрической сети с целью формирования алгоритмов РЗА, обладающих свойством адаптации к конкретной схемно-режимной ситуации. Перспективно применение методов машинного обучения при разработке устройств релейной защиты.

Реализованный на основе метода *k*-ближайших соседей алгоритм релейной защиты воздушной линии идентифицирует короткие замыкания с

вероятностью, превышающей возможности дистанционной защиты. При этом обеспечивается полное отсутствие ложных срабатываний защиты в рабочих режимах и режимах самозапуска нагрузки.

**Литература**

1. Лямец Ю.Я. Многомерная релейная защита, Ч. 1. Теоретические предпосылки / Ю.Я. Лямец, Г.С. Нудельман, Д.В. Зиновьев // Электричество. 2009, № 10, с. 17-25.

2. Лямец Ю.Я. Многомерная релейная защита, Ч. 2. Анализ распознающей способности реле / Ю.Я. Лямец, Г.С. Нудельман, Д.В. Зиновьев // Электричество. 2009, № 11, с. 9-15.

3. Нагай И.В. Обеспечение функций дальнего резервирования релейной защиты трансформаторов в условиях продольно-поперечной несимметрии / И.В. Нагай // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2011, № 5, с. 19-24.

4. Ермаков С.М. Метод Монте-Карло в вычислительной математике: Вводный курс / С.М. Ермаков. – Санкт-Петербург: 2009. 192 с.

5. Bishop C.M. Pattern Recognition and Machine Learning. – Berlin: Springer, 2006, 738 p.

6. Michie D., Spiegelhalter D., Taylor C. Machine Learning, Neural and Statistical Classification. – Ellis Horwood, 1994, 290 p.

7. Горелик А.Л. Методы распознавания: Учеб. Пособие для вузов / А.Л. Горелик, В.А. Скрипкин. – М.: Высшая школа, 1977, 222 с.

8. Бездушный Д.И., Куликов А.Л. Формирование обобщенных признаков срабатывания релейной защиты на основе метода главных компонент // Релейная защита и автоматизация. 2019, т. 34, № 1. с. 20-27.

9. Шарыгин М.В., Куликов А.Л. Статистические методы распознавания режимов в релейной защите и автоматике сетей электроснабжения // Электрические станции. 2018, № 2, с. 32-39.

10. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита / Э.М. Шнеерсон. М.: Энергоатомиздат, 2007, 549 с.

11. Ван-Трис, Г. Теория обнаружения, оценок и модуляции. Т.1: Теория обнаружения, оценок и линейной модуляции: пер. с англ. под ред. проф. В. И. Тихонова / Г. Ван-Трис. М.: Советское радио, 1972. 744 с.

**УДК 621.316**

# ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА НАЛОЖЕНИЯ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ В СЕТЯХ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ[1]

Куликов* А.Л., Осокин** В.Ю., Бездушный*** Д.И., Лоскутов**** А.А.

**Аннотация**

Ввиду особенностей аварийных режимов в сетях среднего напряжения 6-35 кВ затруднена разработка точных алгоритмов определения мест повреждения (ОМП) при однофазных и двойных замыканиях на землю. Произвольная конфигурация электрических сетей усложняет разработку универсальных алгоритмов ОМП, причем технические решения, как правило, ограничены необходимостью применения односторонних замеров параметров аварийного режима. В статье рассматриваются новые алгоритмы ОМП, предполагающие использование метода наложения и не зависящие от топологии электрической сети. Применение предложенных алгоритмов обосновывается результатами имитационного моделирования и позволит реализовать расчет расстояния до места повреждения в сетях с изолированной нейтралью с высокой точностью.

**Ключевые слова:** двойное замыкание на землю, однофазное замыкание на землю, балластное сопротивление, метод наложения, определение места повреждения, сеть с изолированной нейтралью, имитационное моделирование.

## Введение

Сети среднего напряжения характеризуются большой протяженностью и высокой степенью износа. Локализация повреждения требует больших временных затрат, в связи с этим точное и быстрое определение места повреждения (ОМП) является актуальной задачей.

В электрических сетях 6-35 кВ применяются, как правило, методы ОМП, основанные на одностороннем замере параметров аварийного режима [1-3, 8-10]. Топологическая особенность электрической сети, особый режим заземления нейтрали, а также отсутствие возможности осуществ-

---

[1] Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 19-38-90144.

* НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, inventor61@mail.ru;

** НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, osokin-v92@mail.ru;

*** НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, dimok.93@mail.ru;

****НГТУ им. Р.Е. Алексеева, г. Нижний Новгород, Россия, loskutov.nnov@mail.com.

ления многосторонних замеров аварийных величин, накладывают определенные ограничения на реализацию алгоритмов ОМП.

Альтернативные технические решения ОМП при однофазных замыканиях на землю связаны с применением специализированных индикаторов (например, указывающих направление протекания емкостного тока замыкания, методов активного зондирования [4], волнового ОМП [13]), однако стоимость таких устройств довольно высока. Разработанные алгоритмы ОМП [16] основаны на одностороннем замере параметров аварийного режима, подразумевают использование балластного сопротивления и показывают высокую точность расчета, однако имеют ограничения по топологии линии электропередачи.

Несмотря на многообразие предлагаемых программно-аппаратных средств, проблема ОМП при замыканиях на землю не имеет до настоящего времени общепризнанного решения [3-12], а предлагаемые алгоритмы [3, 14, 15, 16] не применимы при сложной структуре электрической сети.

В статье исследуется использование метода наложения с целью упрощения расчетных соотношений и эквивалентирования ЛЭП с ответвлениями для решения задачи ОМП при замыканиях на землю.

**Анализ схемы замещения с учетом метода наложения**

Традиционные алгоритмы ОМП, основаны на замере и дальнейшей обработке параметров аварийного режима. Аварийные составляющие содержат в себе компоненты чисто аварийного и доаварийного (нормального) режимов. Актуальной задачей является разделение аварийного режима на нагрузочную и чисто аварийную составляющие.

Основная идея метода наложения заключается в уравнивании количества ветвей в электрической сети до и после повреждения. Подразумевается составление двух схем замещения участка электрической сети для нормального и аварийного режимов.

Рассмотрим схему замещения при двойных замыканиях на землю на линиях, не содержащих ответвлений (рис. 1).

При составлении схемы замещения для нормального режима, в место предполагаемого КЗ включается фиктивная ветвь ЭДС, значение которой равно доаварийному напряжению в месте повреждения (рис. 1а). Схема замещения аварийного режима напротив не содержит ЭДС в месте предполагаемого КЗ (рис. 1б). Вычитая по законам Кирхгофа из уравнений аварийной схемы, уравнения доаварийного режима, получаем чисто аварийную схему (рис. 1в), которая содержит в неискаженном виде всю необходимую информацию для распознавания повреждения.

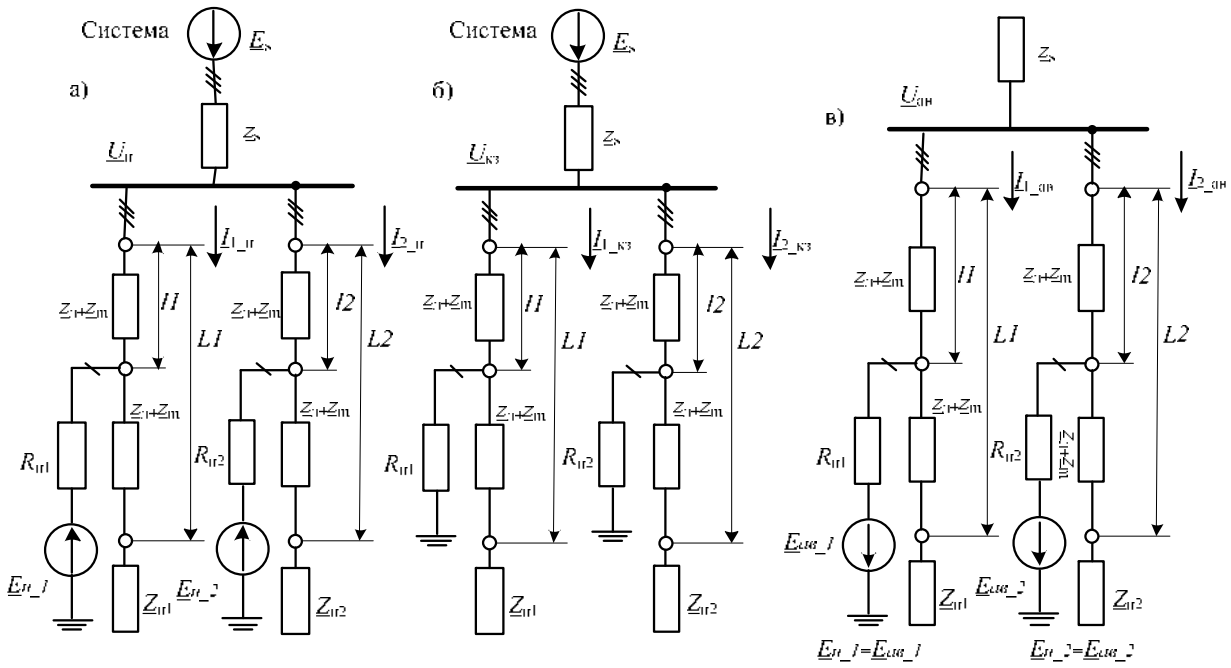



Рис. 1 – Пояснение к применению метода наложения.

Представим схему замещения для чисто аварийного режима в трехфазном исполнении (рис 2).

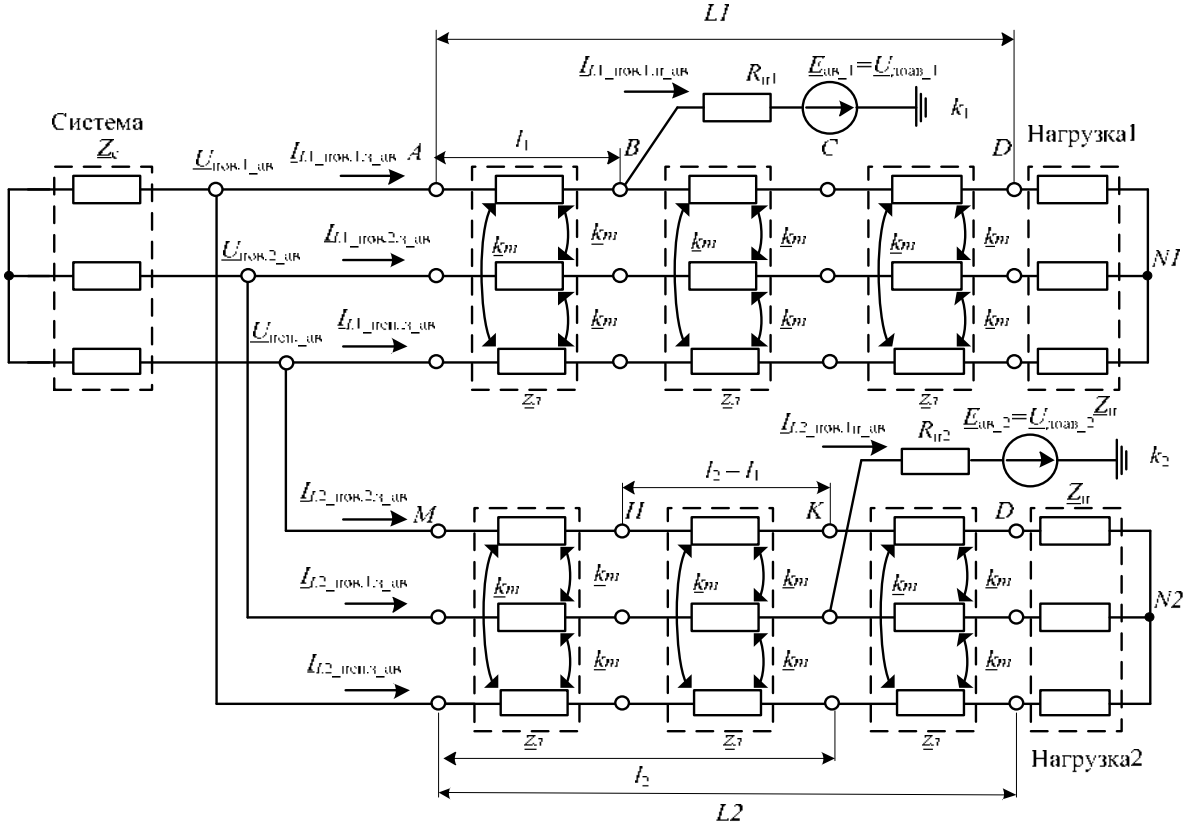



Рис. 2 – Схема замещения чисто аварийного режима в трехфазном исполнении.

Анализ [7] схемы, представленной на рис. 2 в фазных координатах, позволяет получить расчетные выражения для определения расстояний до точек повреждения.

Доаварийные напряжения в месте повреждения (рис. 2) определяются по выражению:

$$\underline{U}_{доав\_x} = \underline{U}_{пов.1\_н} - \underline{I}_{x\_пов.1.з\_н} \cdot Z_{л\_x} \cdot l_x - \left(\underline{I}_{x\_пов.2.з.\_н} + \underline{I}_{x\_неп.защ\_н}\right) \cdot Z_{т\_x} \cdot l_x, \quad (1)$$

где $l_x$ - расстояние до места повреждения; $\underline{Z}_{т\_x}$ – удельное сопротивление взаимной индукций; $\underline{Z}_{л\_x}$ – удельное сопротивление линии; $\underline{U}_{y\_z}$ – фазное напряжение соответствующего режима на шинах; $\underline{I}_{x\_y.защ\_z}$ - ток, протекающий в месте установки защиты; $\underline{I}_{x\_y.пов\_z}$ – ток, протекающий в месте повреждения; индекс «*x*» обозначает анализируемую линию (1 соответствует линии *L*1, 2 – линии *L*2); индекс «*y*» указывает фазу (1 – поврежденная фаза анализируемой линии, 2 – поврежденная фаза соседней линии, неп. – неповрежденная фаза); индекс «*z*» соответствует режиму (н – нормальный режим, кз – аварийный режим, ав – чисто аварийный режим).

В случае применения чисто аварийной схемы (рис. 2), влияние нагрузочной составляющей снижается. При коротких замыканиях в точках *k*1 и *k*2 ЭДС в месте повреждения определяется по следующему выражению:

$$\underline{E}_{ав\_x} = -\underline{U}_{пов.1\_ав} + \underline{I}_{x\_пов.1.з\_ав} \cdot Z_{л\_x} \cdot l_x + \left(\underline{I}_{x\_пов.2.з.ав} + \underline{I}_{x\_неп.з\_ав}\right) \cdot Z_{т\_x} \cdot l_x + \underline{I}_{x\_пов.1.п\_ав} \cdot R_{п1}. \quad (2)$$

В соответствии с методом наложения ЭДС в месте повреждения $\underline{E}_{ав\_x}$ равна доаварийному значению, поэтому с учетом выражений (1) и (2) приходим к соотношению:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{пов.1\_ав} + \underline{U}_{пов.1\_н} = l_x \cdot \left(\underline{I}_{x\_пов.2.з.ав} + \underline{I}_{x\_неп.з\_ав} + \underline{I}_{x\_пов.2.з.\_н} + \underline{I}_{x\_неп.защ\_н} + \right) \cdot Z_{т\_x} + \\ + l_x \cdot \left(\underline{I}_{x\_пов.1.з\_н} + \underline{I}_{x\_пов.1.з\_ав}\right) \cdot Z_{л\_x} + \underline{I}_{x\_пов.1.з\_ав} \cdot R_{п1}. \end{aligned} \quad (3)$$

Так как переходное сопротивление является активным, то его влияние можно исключить за счет рассмотрения только реактивных составляющих. Выразив из соотношения (3) длину линии $l_x$ и выделив реактивные составляющие, получаем:

$$l_x = \frac{\mathrm{Im}\left(\dfrac{\underline{U}_{пов1\_ав} + \underline{U}_{пов1\_н}}{\underline{I}_{x\_пов1.з.ав}}\right)}{\mathrm{Im}\left(\left(\dfrac{\underline{I}_{x\_пов2.з.ав}}{\underline{I}_{x\_пов1.з\_ав}} + \dfrac{\underline{I}_{x\_непз\_ав}}{\underline{I}_{x\_пов1.з\_ав}} + \dfrac{\underline{I}_{x\_пов2.з.\_н}}{\underline{I}_{x\_пов1.з\_ав}} + \dfrac{\underline{I}_{x\_непзащ\_н}}{\underline{I}_{x\_пов1.з\_ав}}\right) \cdot Z_{т\_x} + \left(\dfrac{\underline{I}_{x\_пов1.з\_н}}{\underline{I}_{x\_пов1.з\_ав}} + 1\right) \cdot Z_{л\_x}\right)}. \quad (4)$$

Выражение (4) является универсальным и позволяет определять расстояние не только до ближней и дальней точки повреждения ЛЭП при двойных замыканиях на землю, но и при однофазных замыканиях на

землю, для методов, предполагающих применения балластного сопротивления [16].

**Результаты исследования**

Исследование разработанного метода ОМП реализовалось в программном комплексе Matlab и среде моделирования Simulink. Имитация повреждений проводилась на модели участка электрической сети, содержащей ЛЭП с распределенными параметрами и предполагающей заданный набор конфигураций (рис. 3).

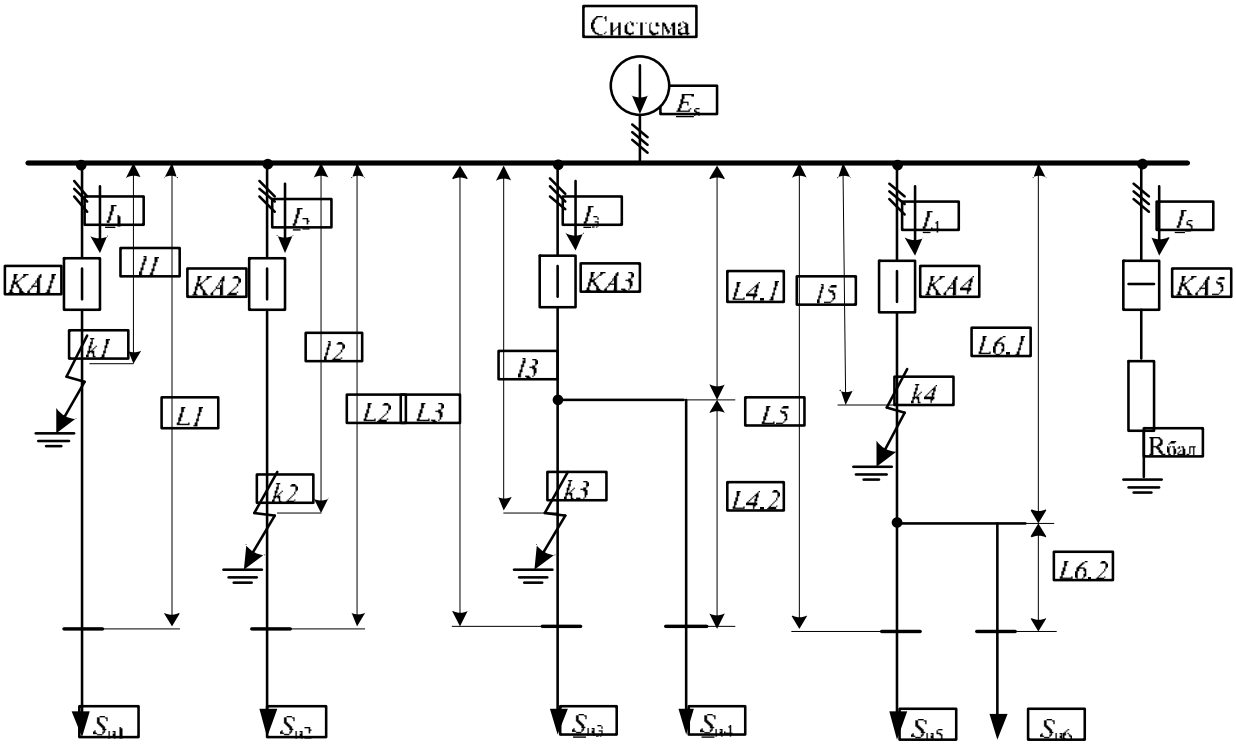


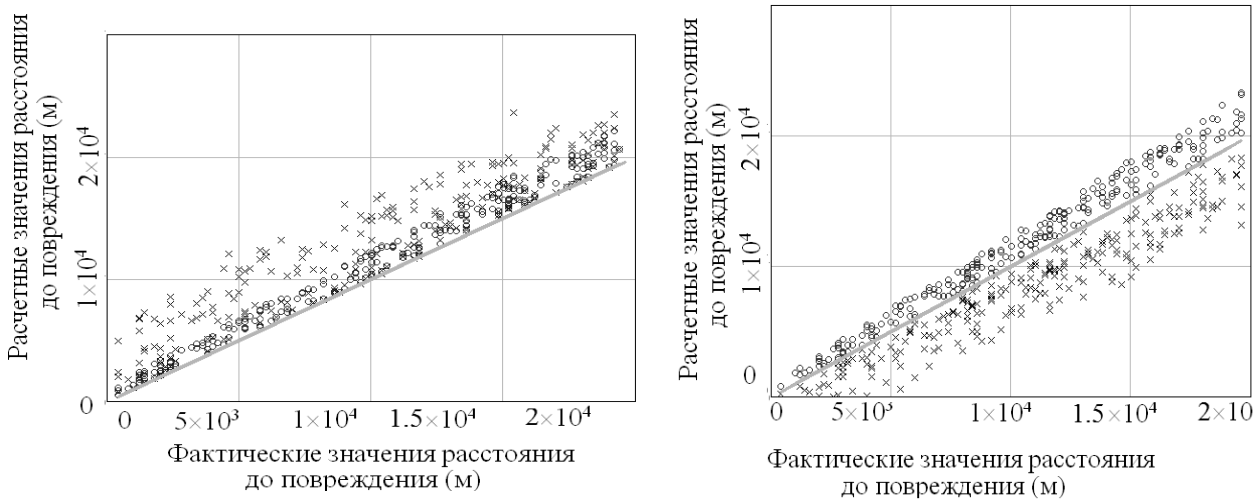

Рис. 3 – Рассматриваемая схема участка электрической сети.

Параметры имитационной модели включали: напряжение сети 35 кВ; длины линий: $L_1$ = 20 км, $L_2$= 20 км; $L_3$= 25 км; $L_{4.1}$= 10 км; $L_{4.1}$= 5 км; $L_{4.2}$= 10 км $L_5$= 30 км; $L_{6.1}$= 20 км; $L_{6.2}$= 10 км; удельное сопротивление каждой из фаз $\underline{z}_{\text{л}} = 0.083 + j0.695$ Ом/км; удельное сопротивление взаимной индукции $\underline{z}_m = 0.0485 + j0.3517$ Ом/км; переходные сопротивления в местах замыканий определялись случайной величиной, распределенной по равномерному закону в диапазоне от 0 до 20 Ом; потребляемая мощность нагрузки принята одинаковой для всех присоединений: $\underline{S}_{\text{н}} = 37.2 + j15.4$ МВА, что соответствует сопротивлению $\underline{z}_{\text{н}} = 28.13 + j11.64$ Ом.

В процессе моделирования были заданы следующие допущения:

- трехфазные элементы системы принимались симметричными;
- переходное сопротивление выбрано чисто активным;
- вид повреждения и поврежденные фазы известны.

Обработка результатов моделирования позволила получить зависимости расчетных расстояний, от фактических значений (рис. 4, рис. 5). Для анализа преимуществ предложенного алгоритма проводилось сравнение результатов расчета (выражение (4)) со значениями, рассчитанными по алгоритмам [15,16], использующих параметры аварийного режима.



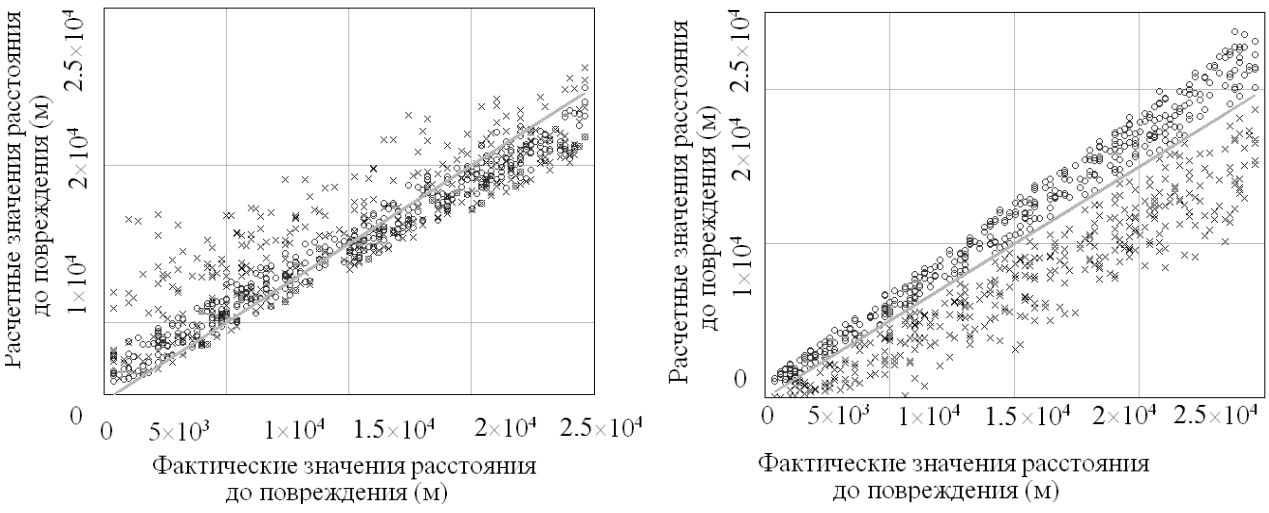

а) б)

Рис. 4 – Зависимость расчетных расстояний до точек повреждения от фактических при двойных замыканиях на землю на ЛЭП без ответвлений.

На рис. 4 представлены расчетные зависимости при двойных замыканиях на землю на линиях без ответвлений, полученные с применением чисто аварийной схемы (кружок на графике), и по параметрам аварийного режима (крестик на графике). Анализ полученных результатов показывает, что применение чисто аварийного режима позволяет существенно снизить отклонения расчётных расстояний от фактических. По сравнению с алгоритмами, использующими параметры аварийного режима [15], предлагаемый вариант ОМП позволяет снизить максимальное значение относительной погрешности с 45% до 16%.

Для обоснования преимуществ применения разработанного алгоритма ОМП на линиях с ответвлениями, имитировалось двойное замыкание на землю в точке k3 (КЗ до ответвления) и в точке k4 (КЗ после ответвления) (рис. 3).

Расчетные значения по алгоритмам ОМП, основанные на использовании параметров аварийного режима [15, 16] и наличии ответвлений ЛЭП, имеют относительную погрешность, достигающую 50% (крестики на рис. 5). Применение чисто аварийного режима в процедуре ОМП, позволяет снизить максимальное значение относительной погрешности расчета расстояния до места повреждения до 15% (кружки на рис. 5). Уменьшение размера ошибок достигается за счет, снижения влияние токораспределения на линиях с ответвлениями, а также нагрузочной составляющей при введении чисто аварийного режима.




а) б)

Рис. 5 – Зависимость расчетных расстояний до точек повреждения от фактических при двойных замыканиях на землю на ЛЭП с ответвлениями.

Аналогичные результаты получены при имитационном моделировании и применении разработанного алгоритма (выражение (4)) ОМП в случае однофазных замыканий на землю [16].

**Заключение**

Перспективно применение метода наложения для формирования алгоритмов ОМП ЛЭП при однофазных и двойных замыканиях на землю в распределительных электрических сетях.

Метод наложения позволяет снизить влияние токораспределения ЛЭП с ответвлениями и нагрузочного режима на точность расчета расстояния до места повреждения.

Результаты имитационного моделирования участка электрической сети 35 кВ показали существенное (более трех раз) сокращение ошибки расчета расстояния до места повреждения и соответствующее сокращение зоны обхода ЛЭП как при двойных, так и при однофазных замыканиях на землю.

**Литература**

1. Шуин В.А., Филатова Г.А., Шадрикова Т.Ю., Шагурина Е.С. Способ определения места однофазного замыкания фидера на землю в кабельных сетях среднего напряжения // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт, 2019, № 10, с. 62-71.

2. Воробьева Е.А., Ганджаев Д.И., Филатова Г.А., Шуин В.А. Информационные параметры электрических величин переходного процесса для определения места замыкания на землю в распределительных кабельных сетях напряжением 6-10 кВ // Вестник ИГЭУ, 2017, № 2, с. 34-42.

3. Хакимзянов Э.Ф., Мустафин Р.Г., Федотов А.И. Определение

расстояний до мест двойных замыканий на землю на линии электропередачи распределительной сети среднего напряжения // Известия вузов. Проблемы энергетики, 2015, № 3-4, с.132-137.

4. Куликов А. Л., Мисриханов М.Ш., Петрухин А.А. Определение мест повреждений ЛЭП 6-35 кВ методами активного зондирования / под ред. В. А. Шуина: М.: Энергоатомиздат, 2009, 162 с.

5. Висящев А.Н., Акишин Л.А. Тигунцев С.Г. Диагностика состояния воздушных линий электропередачи 10-110 кВ в нормальных и аварийных режимах / под ред. А.Н. Висящева. Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2012, 270 с.

6. Геоинформационная система ОМП 6-35 кВ. [Электронный ресурс]. URL: www.relematika.ru www.relematika.ru/produkty/6-35_kv/sistema_omp_6-35_kv (дата обращения: 17.07.2017).

7. Папков Б.В., Вуколов В.Ю. Электроэнергетические системы и сети. Токи короткого замыкания: 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство Юрайт, 2018, 353 с.

8. Беляков Ю. С. Актуальные вопросы определения мест повреждения воздушных линий электропередачи // приложение к журналу «Энергетик», 2010, №11, 80 с.

9. Куликов А. Л., Обалин М.Д., Колобанов П.А. Комплексные алгоритмы ОМП ЛЭП на базе статистических методов // Энергетик, 2012, № 1, с. 7-9.

10. Куликов А. Л., Обалин М.Д., Колобанов П.А. Анализ и повышение точности при определении места повреждения линий электропередачи // Известия вузов. Электромеханика, 2013, № 5, с. 57-62.

11. Diaz H, López M, Fault location techniques for electrical distribution networks // The Fifth IASTED International Conference, 2005, pp. 311-318.

12. M. Lehtonen, Novel techniques for fault location in distribution networks // Power Quality and Supply Reliability Conference, 2008, pp. 1-6.

13. Куликов А.Л., Ананьев В.В. Адаптивное волновое определение места повреждения линии электропередач // Вестник ИГЭУ, 2014, № 4, с. 21-25.

14. Куликов А. Л., Обалин М.Д., Осокин В.Ю., Шарафеев, Т.Р. Применение имитационного моделирования ЛЭП 6–35 кВ для повышения точности определения расстояния до двойных замыканий на землю // Вестник ИГЭУ, 2018, № 1, с. 40-49.

15. Куликов А. Л., Осокин В.Ю., Бездушный Д.И., Петров А.А. Повышение точности алгоритмов определения места повреждения ЛЭП 6-35 кВ при двойных замыканиях на землю с помощью введения итерационных процедур// Электроэнергия, передача и распределение, 2019, № 1, с. 54-59.

16. Куликов А. Л., Осокин В.Ю., Бездушный Д.И., Петров А.А. Применение кратковременного двойного замыкания на землю для реализации алгоритма определения места повреждения ЛЭП 6–35 кВ при однофазных замыканиях на землю // Электроэнергия, передача и распределение, 2020, № 2, с. 36-41.

**УДК 621.311**

# ПОВЫШЕНИЕ РАСПОЗНАВАЕМОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ [1]

Лоскутов[*]А.А., Пелевин[*]П.С., Осокин[*]В.Ю., Вуколов В.Ю.

**Аннотация**

Цифровизация в электроэнергетике позволяет формировать в реальном времени и накапливать большие объемы данных о состоянии присоединений, оборудования на подстанциях и энергосистеме в целом (токи, напряжения, мощность, фаза между током и напряжением, дискретные сигналы и др.). Обработка и использование массивов данных дает возможность разрабатывать принципиально новые алгоритмы функционирования систем автоматики, релейной защиты и управления электрических сетей.

В статье анализируется перспективность применения в релейной защите и автоматике электрических сетей методов, основанных на многократном моделировании и статистической обработке результатов модельных экспериментов и машинного обучения. Предлагаются новые способы объединения логических сигналов от различных пусковых органов устройства многомерной релейной защиты для повышения надежности и распознаваемости нормальных и аварийных режимов работы энергосистемы с помощью искусственной нейронной сети и методом дерева решений. Определены параметры срабатывания отдельных одномерных пусковых органов по критерию Байеса минимизации среднего риска.

**Ключевые слова:** надёжность, распознаваемость режимов работы сети, многомерная релейная защита, машинное обучение, искусственная нейронная сеть, дерево решений, статистика, пусковые органы.

## Введение

Развитие, в последнее время, источников распределенной генерации (газотурбинные, газопоршневые, дизельные генерирующие установки, солнечные и ветровые электростанции) вызывает многообразие возможных схемно-режимных ситуаций, отсутствующих ранее и приводит к невозможности распознавания режимов и ручного управления ими, усложняет задачу управления режимами в связи с увеличением ее размерности. Существующие в настоящее время алгоритмы устройств РЗА энер-

[1] Представленные результаты НИР получены при поддержке гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых (МК-3210.2019.8).Соглашение № 075-15-2019-337 от 11.06.2019г.

[*] НГТУ им. Р,Е. Алексеева, г. Н. Новгород, Россия, e-mail: loskutov.nnov@gmail.com

госистем уже не всегда удовлетворяют требованиям систем электроснабжения с объектами распределенной генерации [1]. Основные алгоритмы устройств РЗА за последние десятилетия принципиально не изменились и, по сути являются цифровыми аналогами своих электромеханических предшественников [2].

В то же время современные устройства РЗА с поддержкой стандарта МЭК 61850 позволяют собирать и анализировать большое количество информации о защищаемом или управляемом энергообъекте в режиме реального времени. Все это создает предпосылки для построения современных энергосистем с устройствами РЗА нового поколения, работающих по новым алгоритмам.

Одними из наиболее перспективных вариантов организации РЗА являются многомерная защита (автоматика) и информационный подход, основанный на многократном моделировании и статистической обработке результатов моделирования [3-6]. В частности, целесообразно использование элементов искусственного интеллекта и машинного обучения для улучшения распознаваемости состояний электрических сетей (нормальные, аварийные и предаварийные режимы). Известно использование методов обработки избыточной информации РЗА и, в частности, схем голосования для повышения надежности [7-8]. Технические решения РЗА с применением искусственного интеллекта и машинного обучения, в том числе алгоритмы распознавания режимов электрической сети на основе искусственных нейронных сетей (ИНС) и дерева решений (ДР), обсуждались в работах [9-14]. Однако для организации логического органа, объединяющего несколько пусковых органов, многомерных защит методы искусственного интеллекта не применялись.

**Цель исследования**

Построение многомерных релейных защит с объединением отдельных пусковых органов через логическую часть РЗА для повышения надежности и распознаваемости нормальных и аварийных режимов работы с помощью методов на основе ИНС и машинного обучения.

**Информационный подход в многомерной защите**

Информационный подход предусматривает обязательное использование многократного имитационного моделирования нормальных и аварийных режимов электроэнергетических сетей. Полученные результаты используются для создания и тестирования разработанных алгоритмов логики РЗА. Создаются условия для развития многомерных релейных защит, которые внутри себя объединяют несколько наблюдаемых параметров энергосистемы [3-6]. Таким образом, в одном устройстве РЗА находится несколько одномерных реле, а каждый пусковой орган (ПО) можно рассматривать, как отдельную релейную защиту. Увеличение мерности защиты (двух или *p*-мерные) влечет за собой усложнения определения

уставок и реализации алгоритмов объединения информации от отдельных ПО релейной защиты.

В ходе исследований использовалась имитационная модель электрической сети 220 кВ (рис. 1), реализованная в программном комплексе Matlab/Simulink. Накопление данных измеренных токов и напряжений, необходимых для реализации и исследования разрабатываемой РЗА, проводилось в месте установки защиты РЗ1 в начале ВЛ1 (рис. 1).

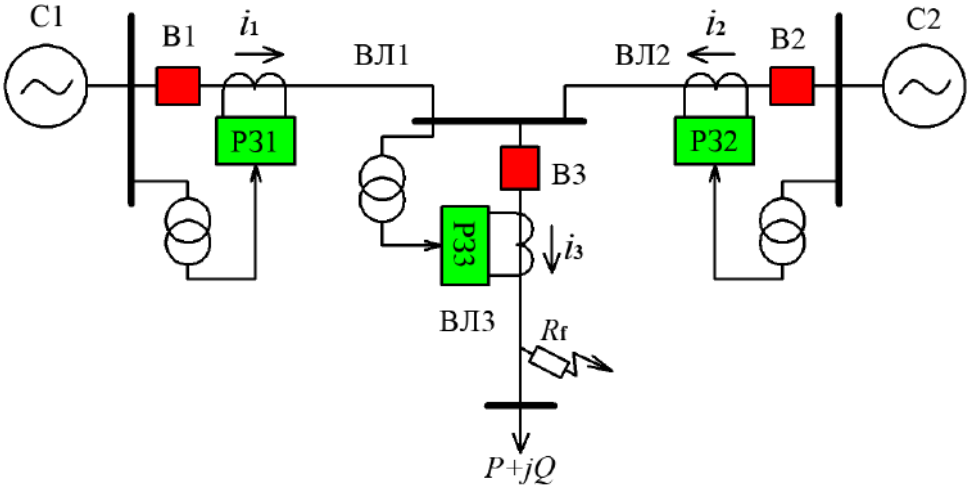



Рис. 1 – Схема наблюдаемого участка электрической сети 220 кВ.

Для получения требуемой статистики по режимам работы сети, параметры модели разделены на фиксирование и интервальные, варьируемые в заданных диапазонах. Индексами «1» и «0» (таблица 1) отмечены параметры прямой и нулевой последовательностей.

В таблицу 1 вошли следующие коэффициенты, задающие диапазон изменения напряжения энергосистем и угла фазового сдвига между ними:

$$k_1 = Es1 / U_{ном},\ k_2 = Es2 / U_{ном},\ \delta = arg(Es1 / Es2). \quad (1)$$

Для получения статистических распределений параметров нормальных и аварийных режимов электрической имитационное моделирование предполагало проведение 10000 итераций, в том числе в условиях однофазных коротких замыканий вдоль линии ВЛ3, представляющей резервную зону наблюдаемой защиты РЗ1.

Таблица 1. Параметры элементов имитационной модели

| Фиксированные | | Интервальные | | Интервальные | |
|---|---|---|---|---|---|
| Параметр | Значение | Параметр | Значение | Параметр | Значение |
| $U_{ном}$, кВ | 220 | $X1^{s1}$ ,Ом/км | 25,09 (±1) | $I_{line}$ | 0,0001…0,9999 |
| $L1$, км | 100 | $X0^{s1}$ ,Ом/км | 1,31 (±1) | $Rf$, Ом | 0,1…40 |
| $L2$, км | 100 | $X1^{s2}$ ,Ом/км | 9,75 (±1) | $\delta$ , ° | -30°… 30° |
| $L3$, км | 100 | $X0^{s2}$ ,Ом/км | 0,87 (±0,1) | $k_1$ | 0,95…1,05 |
| $b1^{1,2,3}$, См/км | $j0{,}65\cdot10^{-6}$ | $R1^{1,2,3}$, Ом/км | 0,13 (±0.01) | $k_2$ | 0,95…1,05 |
| $b0^{1,2,3}$, См/км | $j0{,}65\cdot10^{-6}$ | $R0^{1,2,3}$, Ом/км | 0,27 (±0.1) | $P$, МВт | 300 (±10) |
| $R1^{s1,s2}$, Ом/км | 0 | $X1^{1,2,3}$ ,Ом/км | 0,332 (±0.01) | $Q$, МВар | 150 (±10) |
| $R0^{s1,s2}$, Ом/км | 0 | $X0^{1,2,3}$ ,Ом/км | 0,332 (±0.01) | - | - |

При построении многопараметрической РЗА использовалось пять отдельных одномерных пусковых органов: ПО1 - по модулю тока; ПО2 - по модулю напряжения; ПО3 - по фазе напряжения; ПО4 - по активной мощности; ПО5 - по реактивной мощности. Полученная статистика данных в виде гистограмм, допустимых и аварийных режимов каждого ПО, аппроксимируется нормальным (Гауссовским) распределением. Пример для тока представлен на рис. 2. На графике горизонтальная ось представляет измерение наблюдаемого параметра (модуля тока) в нормальных и аварийных режимах вдоль ВЛ3 (рис.1). Для наглядности на рис.3 представлено двухмерное представление пространства измерений по модулям тока и напряжения. Возможности по распознаванию нормальных и аварийных режимов электрической сети устройством РЗА определяются размерами области пересечения кривых статистических распределений. Идеальная, 100% распознаваемость осуществляется в условиях отсутствия пересечения этих кривых.

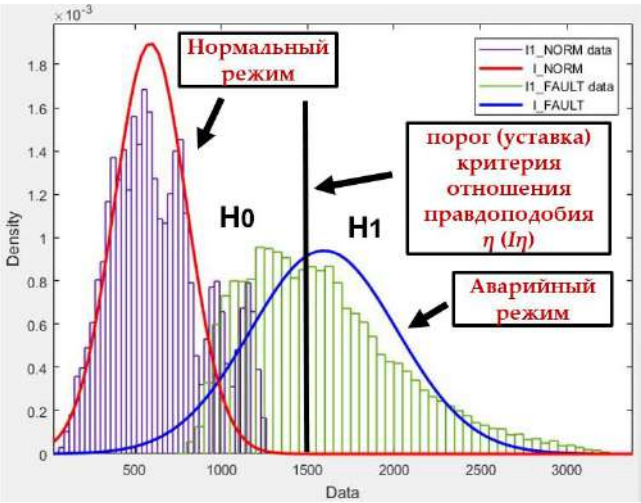



Рис. 2 – График условной плотности вероятности нормального распределения допустимых и аварийных режимов модуля тока.

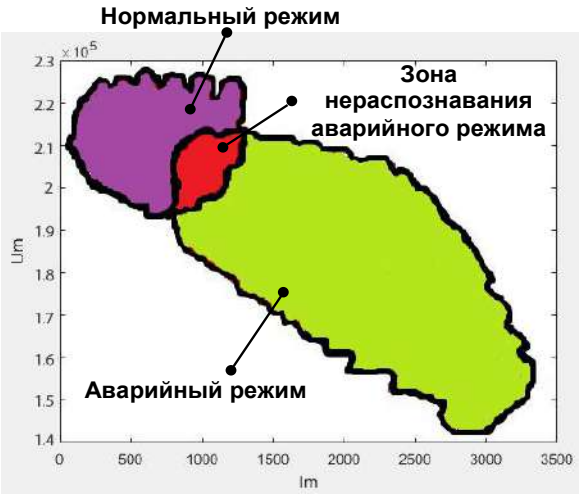



Рис. 3 – Области нормальных и аварийных режимов модуля тока и напряжения для моделированной сети.

**Определение уставок пусковых органов многомерной релейной защиты**

В качестве метода определения уставок отдельных одномерных защит (пусковых органов) предлагается статистический подход с решением двухгипотезной бинарной задачи. Если измерение принадлежит нормальному режиму, принимается гипотеза $H_0$ (выходной сигнал «0» - не срабатывание РЗА). Если измерение принадлежит области аварийных режимов, принимается гипотеза $H_1$ (выходной сигнал «1» - срабатывание РЗА). Определение уставок $\eta$ отдельных ПО возможно на основе критерия Байеса принятия решения [16]. Исследования [15] показали, что определение уставки $\eta$ по критерию Байеса, выполняется таким образом, что для всех

чувствительных ступеней защит уставок имеет значение $\eta \to \infty$. Такой способ определения, приводит к отстройке аварийных режимов от всех нормальных (допустимых), в которых РЗА не должна срабатывать (рис.2).

Были определены уставки каждого отдельного ПО, согласно двухгипотизному принципу. Для определения вероятности зон срабатывания и несрабатывания, принадлежащих гипотезам $H_0$ (допустимый режим) и $H_1$ (аварийный режим), использованы особенности нормального распределения непрерывной величины. В таблице 2 представлена вероятность срабатывания ($p_1$) и несрабатывания ($q_1$=1-$p_1$) каждого ПО для кривой принадлежащей аварийному режиму. Вероятность срабатывания $p_1$ соответствует площади под кривой аварийного режима принадлежащей гипотезе $H_1$, а вероятность не срабатывания $q_1$ площади под той же самой кривой принадлежащей гипотезе $H_0$. Исходя из вышеуказанного, кривая допустимых режимов полностью принадлежит гипотезе $H_0$ ($p_0$=0, $q_0$=1).

Таблица 2. Вероятности распознаваемости аварийных режимов отдельных измерительных органов

| Пусковой орган | Параметр | $p_1$ (%) | $q_1$ (%) |
|---|---|---|---|
| ПО1 - по модулю тока | $I_m$ | 69,27 | 30,73 |
| ПО2 - по модулю напряжения | $U_m$ | 38,09 | 61,91 |
| ПО3 - по фазе напряжения | $\varphi_u$ | 20,52 | 79,48 |
| ПО4 - по активной мощности | $P$ | 13,03 | 86,97 |
| ПО5 - по реактивной мощности | $Q$ | 47,98 | 52,02 |

Совокупность бинарных (0 или 1) случайных величин с выходов $N$ защит (пусковых органов) составляет $N$-мерный вектор принятого сигнала $X = \{\varphi_1, \varphi_2, \dots \varphi_i, \dots, \varphi_N\}$. Каждая реализация вектора $X$ в момент времени $t$ поступает на вход решающего устройства, задача которого наилучшим образом определить характеризует ли принятая выборка нормальный режим работы, или она относится к аварийному. Для увеличения чувствительности РЗА и распознаваемости аварийных режимов необходимо правильное объединение бинарных сигналов в логической части многомерной РЗА.

**Объединение бинарных сигналов от отдельных пусковых органов с помощью искусственной нейронной сети**

Цель ИНС заключается в том, чтобы объединить бинарные сигналы входной выборки $A$, попадавшей на логический орган (ЛО) многомерной РЗА и правильно отнести набор входных данных к одной из двух классов: нормальный режим (сигнал «0» на выходе) и аварийный режим (сигнал «1» на выходе).

Для объединения сигналов и увеличения распознаваемости аварийных режимов использовано приложение *Neural Network Pattern Recognition (nprtool)* программного комплекса *Matlab*. При обучении ИНС для требований РЗА использована простая структура с одним промежуточным слоем, обладающим десятью нейронами. Входной слой содержит

пять нейронов, соответствующих каждому элементу выборки вектора *X*. Выходной слой содержит два нейрона (0 или 1) которые определяют распознаваемость и принимают решение о срабатывании или несрабатывании защиты (рис.4). Структурную схему объединения логических сигналов отдельных ПО с применением ИНС иллюстрирует рис. 5.

Для обучения ИНС использовалось 14000 комбинаций нормальных и аварийных режимов (70% от общей выборки, загружаемой для экспериментов с ИНС), выбранных случайным образом. Также 3000 комбинаций (15%) использовано для проверки (*validation*) и 3000 (15%) - для тестирования. Обучение модели нейронной сети достигнуто за 25 итераций с продолжительностью около 1мс. Конечная матрица путаницы (рис. 6) отображает соотношение распознаваемых и нераспознаваемых режимов РЗА, а также число использованных экспериментальных измерений допустимых (10000 = 50%) и аварийных (10000 = 50%) режимов.

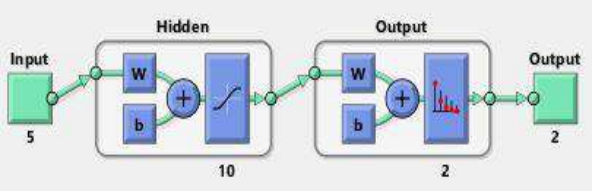



Рис. 4 – Модель используемой ИНС.

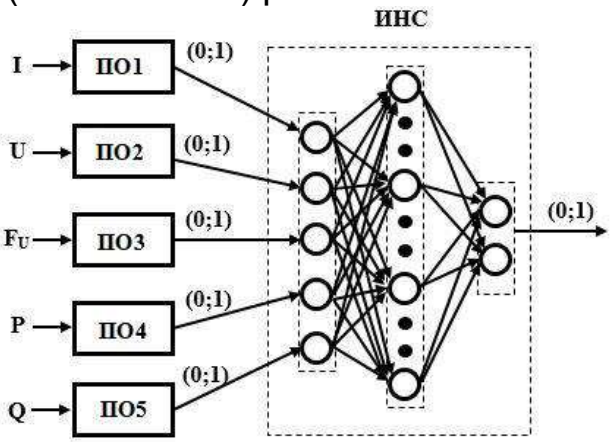



Рис. 5 – Схема объединения сигналов методом ИНС.

Элемент матрицы (1,1) представляет допустимые распознанные ИНС режимы, а (2,2) – аварийные. Элемент матрицы (1,2) характеризует режимы, которые считаются аварийными, но при обучении оказались нормальными (неправильное распознавание аварийных режимов). Поле (2,1) соответствует режимам, которые считаются нормальными, но при обучении оказались аварийными (неправильное распознавание нормальных режимов). Из анализа рис. 6 видно, что полная отстройка от нормальных режимов выполнена правильно (поле (2,1) равно 0), а при объединении сигналов в логической части многомерной РЗА, распознаваемость аварийных режимов повысилась и составляет 84,34%

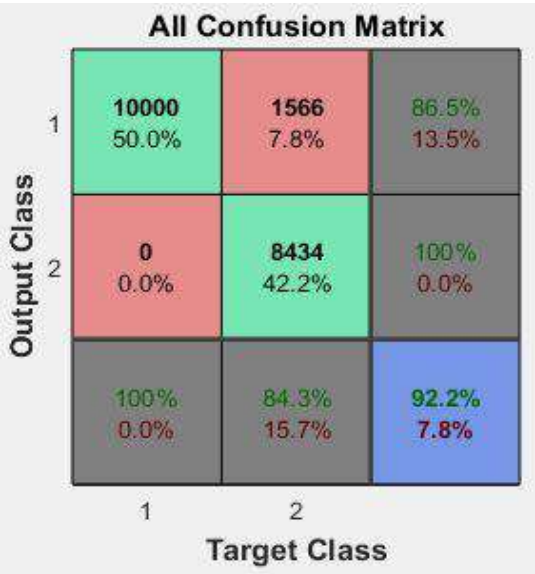



Рис. 6 – Матрица путаницы ИНС.

**Объединение бинарных сигналов от отдельных пусковых органов методом дерева решений**

Для объединения выходных бинарных сигналов ПО внутри ЛО многомерной РЗА предложен метод ДР. Реализация объединения сигналов методом ДР проведена в приложении *Classification Learner* комплекса *Matlab.* Классификация сигналов проведена при 20000 наблюдений (10000 наблюдений аварийных и 10000 наблюдений допустимых режимов), составляющих базу данных параметров режима электрической сети в месте установки РЗ1. Структура полученного дерева и схема объединения сигналов в ЛО методом ДР изображены на рис. 7 и 8.

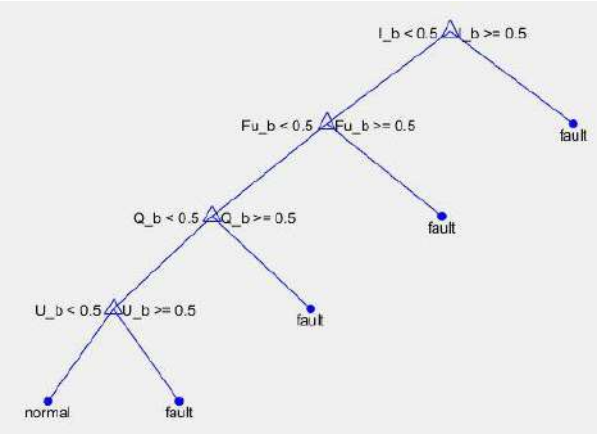



Рис. 7 – Структура наблюдаемого ДР.

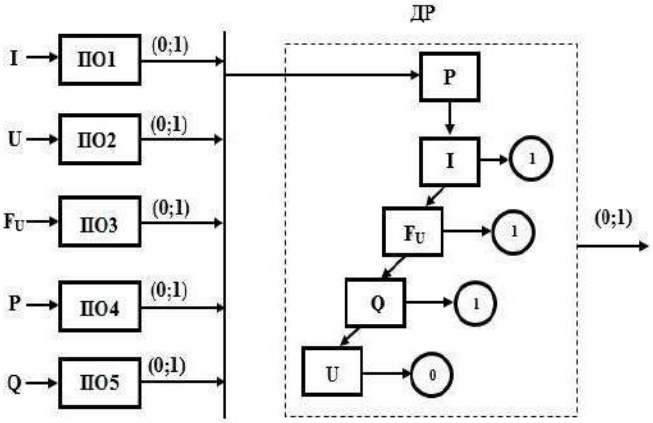



Рис. 8 – Схема объединения сигналов методом ДР.

Из анализа структуры ДР (рис. 7) определено, что при объединении логических сигналов достаточно только четыре ПО. ПО4 по активной мощности не влияет на увеличение распознаваемости режимов, т.е. он является излишним при формировании многопараметрической РЗА. Наблюдение за активной мощностью является не обязательным. Таким образом, защита упрощается и дополнительно увеличивается ее надежность, при сохранении высокой распознаваемости аварийных режимов.

Расчеты матрицы путаницы ДР (рис. 9) показывают, что она соответствует матрице путаницы ИНС. Диагональные поля (*fault, fault*) и (*normal, normal*) представляют правильное распознавание аварийных и нормальных режимов.

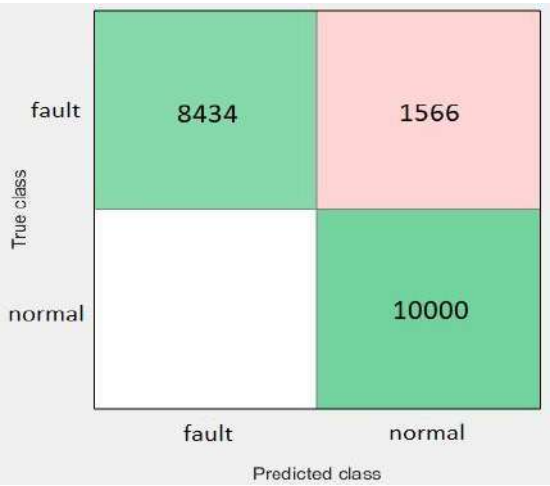



Рис. 9 – Матрица путаницы ДР.

Поле *(normal, fault)*, представляющее число режимов, при которых РЗА неправильно срабатывает, оказалось нулевым. Число нераспознаваемых аварийных режимов составило 15,66% (*fault, normal*). Таким образом, при объединении логических сигналов от ПО методом ДР защита будет работать правильно, а распознаваемость аварийных режимов увеличивается до 84,34%.

**Комбинированный метод**

Для повышения надежности многомерной РЗА предлагается организация логической части устройства защиты с комбинацией методов ИНС и ДР на основе голосования по принципу «1 из 2». Для оценки надежности такой логической части использована модель отказов невосстанавливаемых систем. Комбинация методов осуществляется путем параллельного соединения реализующих их блоков (рис. 10).

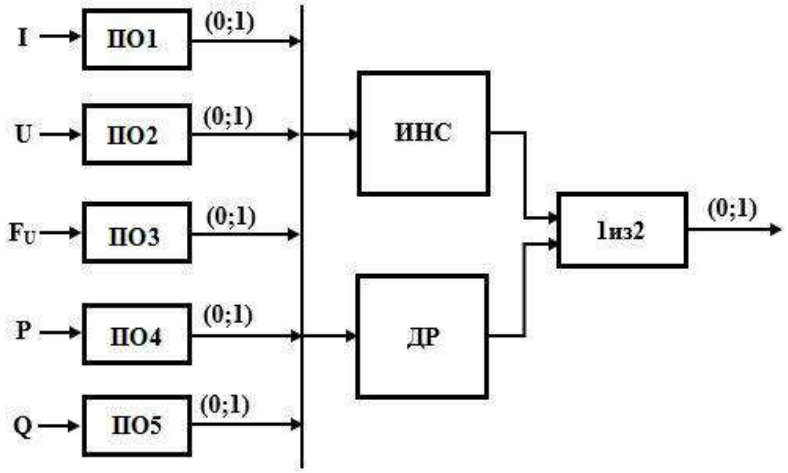



Рис. 10 – Схема логической части при комбинированном методе.

Исходя из того, что ИНС и ДР считаются надежными методами, предположим, что вероятности безотказной работы блоков ИНС и ДР (рис.10) одинаковы и соответствуют вероятностями микропроцессорных логических решателей (*logic solver*), применяемых на объектах высокой безопасности и составляет 99,4% в течении периода эксплуатации [18].

Модель отказов невосстанавливаемых систем подразумевает, что: $p_i(t)$ - вероятность безотказной работы *i*-ой системы; $q_i(t)$ – вероятность отказа *i*-ой системы. Из предположения, что методы (системы) обладают одинаковой вероятностью безотказной работы в течении эксплуатации РЗА, $p_1(t)=p_2(t)$=0,994. Вероятность отказов определяется как

$$q_i(t) = 1 - p_i(t). \qquad (2)$$

В результате получается, что $q_1(t)=q_2(t)$=1-0,994=0,006. При параллельном соединении логических блоков ИНС и ДР вероятность отказа объединенной принципу голосования «1 из 2» системы составляет [12]

$$q(t) = \prod_{i=1}^{n} q_i(t). \qquad (3)$$

Постановка численных значений в выражение (4) приводит к вероятности отказа интегрированной РЗА равной $q(t)=3{,}6\cdot10^{-5}$. Исходя из этого, вероятность безотказной работы равна $p(t)=1-q(t)=1-3{,}6\cdot10^{-5}=$ $=0{,}99996\approx100\%$.

Таким образом, объединение методов организации ЛО РЗА на основе принципа «1 из 2» приводит к существенному увеличению надежности РЗА.

**Заключение и выводы**

1. Для реализации многопараметрической РЗА использованы результаты имитационного моделирования электрической сети, статистические приемы обработки результатов модельных экспериментов, определены уставки пяти отдельных пусковых органов по критерию Байеса.

2. Проанализирована применимость методов объединения сигналов в логической части многопараметрической РЗА с применением искусственного интеллекта: ИНС, ДР и схемы голосования по принципу «1 из 2».

3. Исследована многопараметрическая РЗА с пятью отельными одномерными ПО. ПО1 по модулю тока обладает наибольшей распознаваемостью аварийных режимов, вероятность распознавания составляет 69,27%. Объединение логических сигналов с помощью трех предложенных методов обеспечило повышение вероятности распознавания аварийного режима до 84,34%.

4. Выбор метода для объединения выходных сигналов от ПО в логической части многопараметрической РЗА завит от особенностей режимов электрической сети и требований к организации защиты электроэнергетического объекта.

**Литература**

1. Гуревич Ю. Е., Илюшин П. В. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография. Н. Новгород. НИУ РАНХиГС, 2018. 280 с.

2. Куликов А.Л., Бездушный Д.И., Шарыгин М.В., Осокин В.Ю. Применение метода опорных векторов при реализации многомерной релейной защиты // Международный научный семинар им. Ю.Н.Руденко, 91-е заседание семинара на тему «Методические и практические проблемы надежности систем энергетики», в 2-х книгах. Отв. ред. Н.И. Воропай. 2019. с. 34-43.

3. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Зиновьев Д.В., Кержаев Д.В., Романов Ю.В. Многомерная релейная защита. Ч.1. Теоретические предпосылки1 // Электричество, 2009, № 10, с. 17-25.

4. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Зиновьев Д.В., Кержаев Д.В., Романов Ю.В. Многомерная релейная защита. Ч.3. Эквивалентирование модели // Электричество, 2010, № 1, с. 9-15.

5. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Подшивалина И.С., Романов Ю.В. Эффекты многомерности в релейной защите // Электричество, 2011, №9, с. 48-54.

6. Иванов С.В., Лямец Ю.Я. Метод информационного анализа. Ч.2. Распознавание замыканий в заданной зоне двухцепной электропередачи // Известия академии наук энергетика, 2016, № 1, с.47-57.

7. McCalley J., Oluwaseyi O., Krishnan V., Dai R., Singh C., Jiang K. System Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management // PSERC, 2010, Publication 10-19.

8. IEEE PSRC 2008 WG I-19 Redundancy Considerations for Protective Relaying Systems.

9. Lukowicz M., Rosolowski E. Fault type classification in high voltage power systems using artificial neural networks // Wroclaw University of Technology, Poland. 1996, pp. 1-6.

10. Saha M.M., Rosolowski E., Izykowski J. Artificial Intelligent Application to Power System Protection // ResearchGate, 2001, pp. 595-600.

11. Hong Y.Y. and ChangChian P.C. Detection and correction of distorted current transformer current using wavelet transform and artificial intelligence // Inst. Eng. Technol. Gen. Transm. Distrib, 2008, vol. 2, no. 4, pp. 566– 575.

12. Singh N., Verma H.K., Deb S. Development of ANN Based Relay Algorithm for Protection of Series Compensated Transmission Line // IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE), 2016, Volume 11, Issue 4, pp. 74-82.

13. Javad Azarakhsh. The Power Transformer Differential Protection Using Decision Tree // Bulletin de la Société Royale des Sciences de Liège, Vol.86, special edition, 2017, p.726 – 738.

14. Solomon Netsanet, Jinhus Zhang and Dehua Zheng. Bagged Decision Tree Based Scheme OF Microgrid Protection Using Windowed Fast Fourier and Wavelet Transforms // Electronics 7(61), 3 May 2018, pp. 1-25.

15. Шарыгин М.В., Куликов А.Л. Принципы объединения пусковых и измерительных органов релейной защиты для повышения ее чувствительности // Известия академии наук Энергетика, 2018, № 6, с.38-49.

16. Ван Трис Г. Теория обнаружения, оценок и модуляции, Т.1. Теория обнаружения, оценок и линейной модуляции. Пер. с англ., под ред. проф. В. И. Тихонова, М., «Советское радио», 1972, 744 с.

17. Loskutov A.A, Pelevin P.S. Pattern recognition methods application to power systems protection and control / Proceedings - 2018 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2018.

18. Hemark H. New Electrical Devices in Existing Nuclear Power Plants // REPORT 2017: 445, pp.18.

**УДК 621.311:004.8**

# ИДЕНТИФИКАЦИЯ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЛИНИИ ПО ВЕКТОРНЫМ ИЗМЕРЕНИЯМ В ПЕРЕХОДНОМ РЕЖИМЕ НА ОСНОВЕ СЕТЕЙ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ

Готман[1] Н.Э., Шумилова Г.П.

**Аннотация**

Рассматриваются вопросы, связанные с определением изменения топологии электрической сети в режиме реального времени. Предлагается применение метода определения состояния линий с помощью классификатора на основе сверточных нейронных сетей, используя векторные измерения напряжения и тока в узлах в переходном режиме.

**Ключевые слова**: топология электрической сети, векторные измерения, глубокое обучение, сверточные нейронные сети.

## Введение

Создание топологической модели электроэнергетической системы (ЭЭС) является очень важным этапом моделирования ЭЭС в реальном времени. Ошибки в этой модели могут привести к неверным и потенциально опасным управляющим воздействиям. В этой ситуации проверка правильности модели топологии электрической сети имеет большое значение.

Для эффективного управления современной энергосистемой с наличием децентрализованных источников энергии требуются надежные методы определения топологии электрической сети, которые поддерживаются современными измерительными системами, обеспеченными устройствами синхронизированных векторных измерений (УСВИ). УСВИ имеют возможность записывать быстрые переходные процессы с высокой точностью. Действительно, эти события могут произойти в течение нескольких секунд, что затрудняет их обнаружение традиционными системами *SCADA* (Supervisory Control And Data Acquisition). Временная синхронизация географически распределенных измерений обеспечивает лучшую оперативную осведомленность о топологии сети в режиме реального времени.

С появлением систем мониторинга переходных режимов *WAMS* (Wide Area Measurement Systems) и последующего развертывания таких устройств мониторинга, центры управления заполняются все большим

[1] Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук», Сыктывкар, Россия, e-mail:gotman@energy.komisc.ru

количеством данных. УСВИ способны сделать от 10 до несколько сотен замеров за секунду, что намного выше, чем в традиционных системах *SCADA*, которые обычно выполняют один замер за 2–4 секунды [1]. Эта новая парадигма представляет собой огромное количество необработанных данных, собранных каждый день. Например, в [1] говорится, что одна выборка УСВИ на частоте 60 Гц может создавать примерно 721 МБ данных в день, а набор данных, используемых от 44 УСВИ, составляет приблизительно 1 ТБ в месяц. Поэтому, как здесь сказано, широкомасштабные системы УСВИ представляют проблемы для обработки такого объема данных. Согласно [2], эта проблема может быть решена методами из области искусственного интеллекта, такими как машинное обучение, в частности "глубокое обучение" (Deep Learning). Эти методы могут быть полезны для извлечения характеристик из необработанных данных, причем новейшие алгоритмы машинного обучения способны сами находить признаки, по которым можно классифицировать входные данные.

Краткое введение в глубокие нейронные сети, и, в частности, в сверточные нейронные сети (СНС), представлено в разделе 1. Раздел 2 посвящен исследованию применения СНС для определения изменения состояния линии в переходном режиме с представлением результатов исследования. В заключении сделаны выводы по результатам исследований и намечены дальнейшие направления работы по этой теме.

## 1. Глубокие нейронные сети

Глубокие нейронные сети (Deep Learning Neural Networks (*DLNN*)) становятся одним из самых популярных методов машинного обучения при создании систем искусственного интеллекта в разных областях, таких как распознавание речи, обработка естественного языка, компьютерное зрение, медицинская информатика и др. [1]. Их отличительными особенностями являются большее количество нейронов в слоях, более сложные способы соединения, автоматическое выделение признаков и увеличение вычислительных мощностей для обучения [3]. Много исследовательских работ выполнено по применению *DLNN* в энергосистемах: для прогнозирования нагрузки, восстановления энергосистемы после аварии, выявления дефектов поврежденного оборудования в результате короткого замыкания, кибербезопасности [4], для определения места короткого замыкания в энергосистеме [5] и др.

Одна из причин успешного применения *DLNN* заключается в том, что сеть автоматически выделяет из данных важные признаки, необходимые для решения задачи. При обработке больших объемов данных нейронная сеть справляется с выделением признаков гораздо лучше, чем сам человек.

Многослойный перцептрон [6] является примером архитектуры глубокой нейронной сети. Такая сеть называется полносвязной. Существуют другие архитектуры *DLNN*, в частности неокогнитрон, автокодировщики, сверточные нейронные сети, ограниченная машина Больцмана, глубокие

сети доверия, сети долго-краткосрочной памяти, управляемые рекуррентные нейронные и сети остаточного обучения [7].

Для решения задачи определения изменения состояния линии наиболее из всех перечисленных подходят сверточные нейронные сети (СНС), поэтому остановимся на более подробном представлении этих сетей.

СНС являются особым типом архитектуры искусственных нейронных сетей для обработки данных, нацеленной на эффективное распознавание входной информации. СНС получает входные данные, преобразует их с помощью ряда взаимосвязанных слоев и на выходе выдает набор вероятностей (оценок). Существует много вариантов архитектуры СНС, но все они основаны на чередовании слоев, показанных на рис. 1.

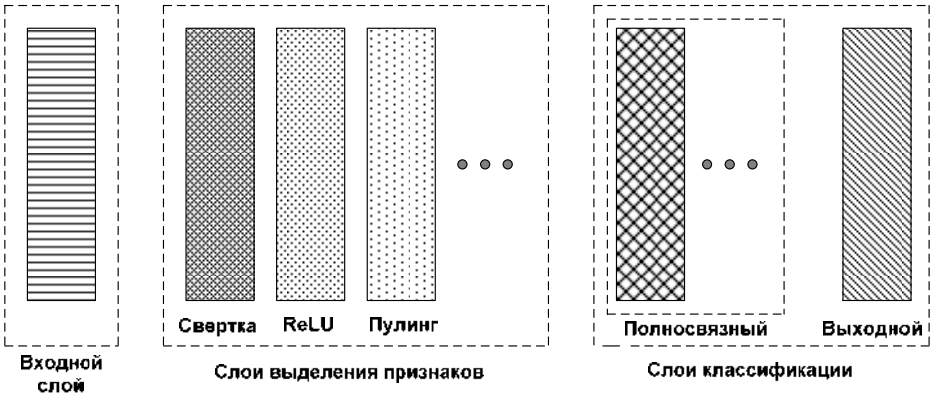



Рис. 1 – Архитектура сверточной нейронной сети.

Здесь имеются три основные группы слоев: 1) входной слой; 2) слои выделения признаков; 3) слои классификации.

Входной слой принимает трехмерные сигналы.

Слои выделения признаков имеют повторяющуюся структуру (свертка$\rightarrow ReLU \rightarrow$пулинг).

Сверточный слой, представляет из себя набор карт признаков, у которых есть сканирующее ядро (или, по-другому, фильтр). Мы получаем вход, применяем к нему ядро свертки и получаем на выходе карту признаков (рис. 2).

Входом свертки могут быть исходные данные или карта признаков, вычисленная другой сверткой. Размер всех карт сверточного слоя одинаков и вычисляется по формулам [3]:

$$\left.\begin{aligned} w &= mW - kW + 1, \\ h &= mH - kH + 1, \end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

где $w$, $h$ – вычисляемые, соответственно, ширина и высота сверточной карты; $mW$ – ширина предыдущей карты; $mH$ – высота предыдущей карты; $kW$ – ширина ядра; $kH$ – высота ядра.

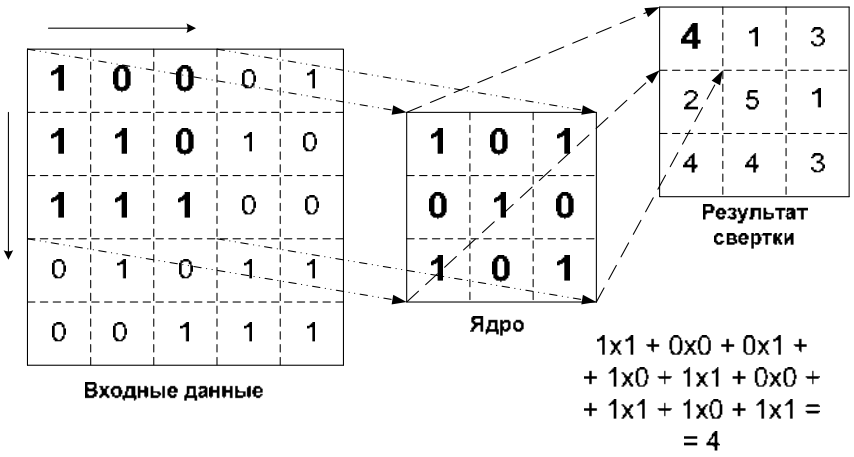



Рис. 2 – Операция свертки.

В ходе применения свертки ядро передвигается по ширине и высоте входной карты (рис. 2). Результатом является сумма произведений элементов ядра на соответствующие элементы части входной карты под ним. Математически операция свертки описывается формулой:

$$(F \times K)[a,b] = \sum_{x=1}^{kH} \sum_{y=1}^{kW} F[a+x-1, b+y-1] \times K[x,y], \qquad (2)$$

где $F$ – входная карта признаков, $K$ – ядро свертки, $FxK$ – результат свертки.

Блок линейной ректификации (*ReLU*), который на самом деле является функцией активации (здесь показан в виде слоя, поскольку так принято в литературе). Функция линейной ректификации активирует блок, если входной сигнал больше заданной величины. Функция описывается формулой $f(x) = max(0,x)$, ее график показан на рис. 3.

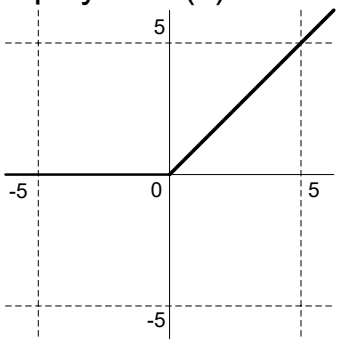



Рис. 3 – Функция линейной ректификации.

Блоки ReLU находят широкое применение в современных глубоких сетях, поскольку хорошо работают во многих ситуациях [3].

Пулинговый слой уменьшает размерность карт предыдущего слоя, что приводит к ускорению вычислений. При этом происходит извлечение доминирующих признаков. Применяют один из двух видов пулинга: максимальный и средний. Максимальный пулинг выбирает максимальное значение из блока карты, размеры которого соответствуют ядру пулингого слоя. Средний пулинг возвращает среднее значение.

Слои классификации – это слои обычного многослойного персептрона, моделируют сложную нелинейную функцию, оптимизируя которую улучшается качество распознавания.

Обучение СНС проводится по методу обратного распространения ошибки [7].

## 2. Численные эксперименты

Для определения изменения в топологии электрической сети использована СНС, ориентированная на 14-узловую тестовую схему IEEE (рис. 4). На схеме показано размещение УСВИ в узлах 2, 4, 5, 6, 9, 11 и 13, полученное как результат оптимальной расстановки по критерию минимума количества устройств [8], обеспечивающих топологическую наблюдаемость ЭЭС. Наблюдаемость узла 8 обеспечивается за счет нулевой инъекции транзитного узла 7.

База данных для определения изменения состояния линий получена с использованием программно-вычислительного комплекса (ПВК) «RastrWin 3"» (v 1.80.0.1485), в состав которого входит программный модуль «RUSTab», предназначенный для расчета электромеханических переходных процессов. В ПВК «RastrWin 3"» была воспроизведена 14-узловая схема электрической сети «IEEE 14 Bus Test Case» на основе данных о параметрах сети и генераторов из ПВК «DigSILENT PowerFactory».

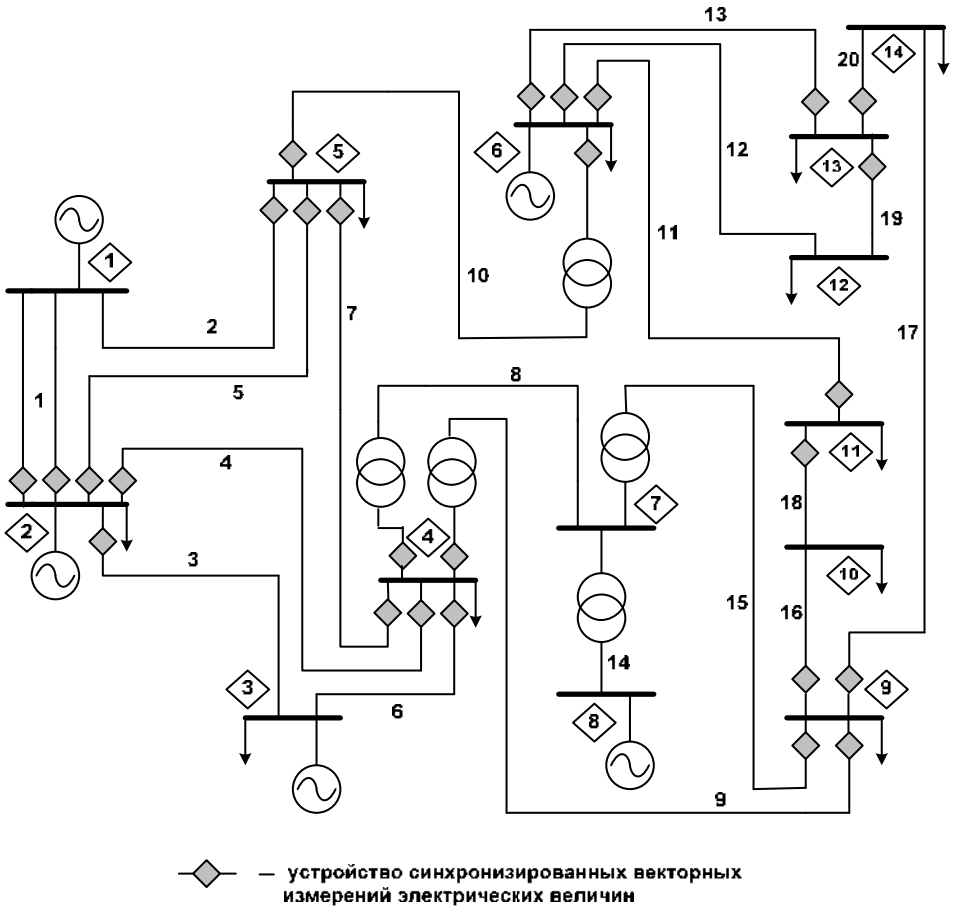



Рис. 4 – 14-узловая тестовая схема IEEE.

Для моделирования отключения/включения линии рассчитаны 500 режимов путем изменения нагрузки во всех нагрузочных узлах в диапазоне от 70 до 150 процентов от базового уровня и добавления к полученным значениям случайной величины, составляющей от 0 до 20 процентов величины базовой нагрузки в узле. Для каждого режима проведены расчеты переходных процессов, связанных с отключением одной из линий и

включением ее через три секунды устройством автоматического повторного включения (АПВ). Результаты расчетов 200 режимов из 500 использовались для обучения сверточной нейронной сети, а 300 – для тестирования. Значения измерений, полученные расчетами на ПВК «RastrWin3"», использовались с добавлением случайным образом шума: изменение фазы напряжения на ±0,5° и модуля тока на ±0,5%. Шум добавляется из того расчета, что УСВИ имеют относительную погрешность измерения напряжений и токов не более ±0,2%, и поскольку векторные измерения содержат в себе не только погрешность УСВИ, но и погрешность измерительных трансформаторов, то относительная погрешность зашумления несколько увеличена.

Рассматривалась задача определения состояния линий 14-узловой тестовой схемы в любой момент переходного процесса. Для этого были проведены расчеты с тремя вариантами входных данных, в качестве которых использовались изменения фаз напряжения в узлах и модулей тока по линиям через 0,1 с.

В первом из них использовались изменения величин измерений для одного временного среза (разница между измерениями текущего временного среза и измерениями предшествующего временного среза) с количеством входных параметров для СНС, равным 27. Это изменения 7 модулей напряжения в узлах расстановки УСВИ и 20 модулей тока в ветвях, инцидентных узлу размещения УСВИ, причем, если имеются измерения на обоих концах линии, то одно из них не использовалось. С учетом того, что для решения задачи применялась СНС, то на вход сети подавалась трехмерная матрица размерности 1x27x1. Во втором варианте входными параметрами были изменения величин измерений для двух последовательных временных срезов с общим количеством параметров, равным 54, при этом на входе СНС использовалась матрица 2x27x1. В третьем варианте расчетов количество входных параметров менялось путем увеличения данных с 1-го до 20-ти временных срезов.

Количество образцов для обучения и тестирования СНС варьировалось в зависимости от варианта расчетов и от количества временных срезов. Расчеты проводились по программе, разработанной на языке *Julia* (версия 1.4) с применением пакета *Flux* (библиотеки машинного обучения, включающей и функции для создания моделей СНС).

Во всех расчетах использовались: в качестве функции активации для сверточных слоев - функция *ReLU*, для слоя классификации (полносвязного слоя) – логистическая функция *softmax*; в качестве функции потерь - перекрестная энтропия; в качестве функции оптимизации - *Adam* (алгоритм градиентной оптимизации стохастических целевых функций первого порядка).

Результаты расчетов первых двух вариантов входных параметров приведены в табл. 1 и табл. 2.

Анализируя точность расчетов и локализацию ошибок, можно сделать следующие выводы. Если проводить расчеты с данными более поздних относительно момента аварии временных срезов, то уменьшается точность, причем погрешность определения состояния линий растет для линий 115 кВ (линии 11-20) и остается допустимой для линий 230 кВ (линии 1-7). Это можно объяснить минимальным изменением фазы напряжения в узлах расстановки УСВИ по концам линий 115 кВ и небольшими перетоками по этим линиям. Для линий 230 кВ погрешность составляет менее 1% в расчетах со вторым вариантом данных (табл.2).

Таблица 1. Сравнение результатов определения топологии для двух вариантов расчетов

| Вариант | Данные (количество временных срезов при отключении и включении линии) | Количество образцов | | Количество неверно классифицированных образцов при тестировании | Точность расчета, % |
|---|---|---|---|---|---|
| | | для обучения | для тестирования | | |
| 1 | 1 | 6000 | 9000 | 0 | 100 |
| | 2 | 12000 | 18000 | 437 | 97,57 |
| | 3 | 18000 | 27000 | 1169 | 95,67 |
| | 4 | 24000 | 36000 | 4043 | 88,77 |
| | 5 | 30000 | 45000 | 5571 | 87,62 |
| | 6 | 36000 | 54000 | 7587 | 85,95 |
| | 7 | 42000 | 63000 | 9866 | 84,34 |
| | 8 | 48000 | 72000 | 10858 | 84,92 |
| | 9 | 54000 | 81000 | 11729 | 85,52 |
| | 10 | 60000 | 90000 | 13428 | 85,08 |
| 2 | по 2 из 2 | 6000 | 9000 | 7 | 99,92 |
| | по 2 из 3 | 12000 | 18000 | 347 | 98,07 |
| | по 2 из 4 | 18000 | 27000 | 1209 | 95,52 |
| | по 2 из 5 | 24000 | 36000 | 2110 | 94,14 |
| | по 2 из 6 | 30000 | 45000 | 3150 | 93,00 |
| | по 2 из 7 | 36000 | 54000 | 4463 | 91,55 |
| | по 2 из 8 | 42000 | 63000 | 6256 | 90,07 |
| | по 2 из 9 | 48000 | 72000 | 7582 | 89,47 |
| | по 2 из 10 | 54000 | 81000 | 8011 | 90,11 |
| | по 2 из 11 | 60000 | 90000 | 9486 | 89,46 |

Результаты расчетов с двумя первыми вариантами данных подсказали третий вариант данных, особенностью которого является следующее. На каждом временном срезе количество входных данных увеличивается на 27 параметров, и на вход СНС подается матрица, с количеством строк, увеличенным на единицу. Это требует для каждого временного среза свою архитектуру СНС. Количество образцов для обучения и тестирования при этом не меняется (6000 – для обучения и 9000 – для тестирования), и точность расчетов с данными третьего варианта составляет почти 100% (табл. 3).

Таблица 2. Распределение количества неверно классифицированных образцов при разных аварийных ситуациях для двух вариантов расчетов

| Линия | Первый вариант расчета | | | Второй вариант расчета | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Количество ошибок/относительная погрешность (%) при использовании данных: | | | | | |
| | 2-х временных срезов | 5-и временных срезов | 10-и временных срезов | 3-х временных срезов по 2 | 6-и временных срезов по 2 | 11-и временных срезов по 2 |
| 1 | 31 / 2,58 | 8/ 0,27 | 161/ 2,68 | 0 / 0 | 0 / 0 | 35 / 0,58 |
| 2 | 4 / 0,33 | 27/ 0,9 | 62/1,03 | 0/ 0 | 0 / 0 | 6 / 0,1 |
| 3 | 1 / 0,08 | 71/ 0 | 298/ 4,97 | 0 / 0 | 0 / 0 | 4 / 0,07 |
| 4 | 29/ 2,42 | 37/ 2,37 | 78/ 1,3 | 0 / 0 | 1 / 0,03 | 2 / 0,03 |
| 5 | 39 /3,25 | 72/ 2,4 | 230/ 3,83 | 0 / 0 | 0 / 0 | 6 / 0,1 |
| 6 | 38 / 3,17 | 52/1,73 | 385/ 6,42 | 0 / 0 | 1 / 0,03 | 25 / 0,42 |
| 7 | 40 / 3,33 | 11/ 0,37 | 35/ 0,58 | 0 / 0 | 0 / 0 | 0 /0 |
| 11 | 15 / 1,25 | 351/ 11,7 | 796/ 13,27 | 44 / 3,67 | 236 / 7,87 | 869 /14,48 |
| 12 | 59 / 4,92 | 1259/ 41,97 | 2928/48,8 | 61 / 5,08 | 783 / 26,1 | 2650 / 44,17 |
| 13 | 2 / 0,17 | 313/ 10,43 | 751/ 12,52 | 1 / 0,08 | 60 / 2,0 | 327 / 5,45 |
| 16 | 33 / 2,75 | 485/ 16,17 | 1412/ 23,53 | 12 / 1,0 | 119 / 3,97 | 936 / 15,6 |
| 17 | 7 /0,58 | 191/ 6,37 | 401/ 6,68 | 1 / 0,08 | 30 / 1,0 | 165 / 2,75 |
| 18 | 35 / 2,92 | 966/ 32,2 | 2073/34,55 | 52 / 4,33 | 584 / 19,47 | 1020 / 17,0 |
| 19 | 84 / 7,0 | 1443/ 48,1 | 2955/ 49,25 | 174 / 14,5 | 1024 / 34,13 | 2860 / 47,67 |
| 20 | 20 / 1,67 | 285/ 9,5 | 863/ 14,38 | 2 / 0,17 | 76 / 2,53 | 581 / 9,68 |
| Количество тестируемых образцов для одной линии | | | | | | |
| | 1200 | 3000 | 6000 | 1200 | 3000 | 6000 |

Таблица 3. Результаты расчетов для случая накопления данных после отключения/включения линии

| Количество временных срезов | Размерность входных параметров | Точность расчета (%) | Количество временных срезов | Размерность входных параметров | Точность расчета (%) |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1x27x1 | 100 | 11 | 11x27x1 | 100 |
| 2 | 2x27x1 | 99,92 | 12 | 12x27x1 | 99,99 |
| 3 | 3x27x1 | 99,66 | 13 | 13x27x1 | 99,49 |
| 4 | 4x27x1 | 100 | 14 | 14x27x1 | 99,91 |
| 5 | 5x27x1 | 99,98 | 15 | 15x27x1 | 99,96 |
| 6 | 6x27x1 | 100 | 16 | 16x27x1 | 99,94 |
| 7 | 7x27x1 | 99,97 | 17 | 17x27x1 | 99,07 |
| 8 | 8x27x1 | 99,99 | 18 | 18x27x1 | 99,72 |
| 9 | 9x27x1 | 100 | 19 | 19x27x1 | 99,26 |
| 10 | 10x27x1 | 99,99 | 20 | 20x27x1 | 99,77 |

В табл. 4 и 5 приведены архитектуры СНС для расчетов с данными одного и одиннадцати временных срезов. Количество слоев выделения признаков одинаково для обеих архитектур, но увеличение количества строк матрицы входных данных во втором случае позволило увеличить

размерность ядра и для свертки, и для пулинга. Оба случая дают 100 %-ю точность.

Таблица 4. Структурные параметры СНС для матрицы входных параметров 1x27x1

| Слои | Действие | Размерность входа | Ядро | Размерность выхода |
|---|---|---|---|---|
| Первый слой выделения признаков | Свертка | 1x27x1 | 1x2 | 1x26x6 |
| | Пулинг | 1x26x6 | 1x2 | 1x13x6 |
| Второй слой выделения признаков | Свертка | 1x13x6 | 1x2 | 1x12x8 |
| | Пулинг | 1x12x8 | 1x2 | 1x6x8 |
| Слой классификации | Полносвязный слой | 48 | - | 16 |

Таблица 5. Структурные параметры СНС для матрицы входных параметров 11x27x1

| Слои | Действие | Размерность входа | Ядро | Размерность выхода |
|---|---|---|---|---|
| Первый слой выделения признаков | Свертка | 11x27x1 | 2x2 | 10x26x36 |
| | Пулинг | 10x26x36 | 2x2 | 5x13x36 |
| Второй слой выделения признаков | Свертка | 5x13x36 | 2x2 | 4x12x14 |
| | Пулинг | 4x12x14 | 2x2 | 2x6x14 |
| Слой классификации | Полносвязный слой | 168 | - | 16 |

**Заключение**

В этой работе предлагается решение определения изменения состояния линии в переходном режиме с помощью классификатора сверточных нейронных сетей, используя векторные измерения напряжения и тока в реальном времени. Подчеркивается важная роль совместного использования УСВИ и СНС при решении данной задачи. Возможность УСВИ записывать быстрые переходные процессы с высокой точностью в то же время предоставляет большой объем данных, которые можно обработать пока только с помощью новейших алгоритмов машинного обучения и, в частности, сверточных нейронных сетей.

Получена высокая точность (вплоть до 100%) определения состояния линии, независимо от зашумления данных. Изменение топологии сети определяется в самом начале переходного процесса практически мгновенно, что позволит оператору несколько раз в течение первых секунд идентифицировать состояние линии, чтобы убедиться в правильности принимаемых действий.

Дальнейшие направления исследований включают определение топологии сети, когда одновременно происходят изменения состояний двух или более линий.

**Литература**

1. Cardoso P.E.A. Deep learning applied to PMU data in power systems: Ph.D. thesis. Faculdade De Engenharia Da Universidade Do Porto, 2017, 105 p. – Режим доступа: https://repositorio-aberto.up.pt/bitstream/10216/106289/2/204483.pdf.

2. Schmidhuber J. Deep Learning in Neural Networks: an Overview // Neural Networks, 2015, Vol. 61, pp. 85–117. doi: 10.1016/j.neunet.2014.09.003.

3. Паттерсон Дж., Гибсон А. Глубокое обучение с точки зрения практика / пер. с анг. М.: ДМК Пресс, 2018, 418 с.

4. Muhammad A., Lee J.M., Hong S.W., Lee S.J., and Lee E.H. Deep learning application in power system with a case study on solar irradiation forecasting // in Proc. Int. Conf. Artif. Intell. Inf. Commun. (ICAIIC), Feb. 2019, pp. 275–279.

5. Li W.T., Deka D., Chertkov M., Wang M. Real-time faulted line localization and PMU placement in power systems through convolutional neural networks // IEEE Transactions on Power Systems, 2019, Vol. 34, No. 6, pp. 4640–4651.

6. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. 2-е изд., испр. / пер. с англ. М: ООО «И.Д.Вильямс», 2006, 1104 с.

7. Созыкин А.В. Обзор методов обучения глубоких нейронных сетей // Вестник ЮУрГУ. Серия: Вычислительная математика и информатика, 2017, Т.6, № 3. с. 28–59.

8. Хохлов М.В., Голуб И.И. Унифицированный подход к оптимизации размещения PMU в сети для обеспечения надежности наблюдаемости ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 65. Надежность либерализованных систем энергетики / Отв. ред. Н.И. Воропай, А.Н. Назарычев. Иркутск, 2015, с. 591–601.

УДК 621.311.22:697.34

# ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ахметова*И.Г., Бальзамова* Е.Ю., Бронская**В.В.,
Бальзамов*Д.С., Харитонова**О.С.

**Аннотация**

Представлен программный комплекс нейросетевого моделирования, анализа и принятия решения по повышению надежности работы системы теплоснабжения. При моделировании учтены особенности работы теплоисточников и тепловых сетей, представлены тренды и рекомендации по повышению надежности.

**Ключевыес лова:** Нейросетевая модель, теплоисточник, тепловая сеть, надежность.

## Введение

Одним из основных принципов современной парадигмы энергосистем является усиление роли потребителя в энергоснабжении. Этот принцип реализован в рамках концепции активного потребителя (АП), функции которого состоят в регулировании и оптимизации графика личного потребления из собственных источников и аккумуляторы энергии, чтобы повысить эффективность и надежность как потребителя и всей энергосистемы [1-3].

В ряде исследований [4-10] рассматриваются различные аспекты функционирования и управления режимов АП в составе электроснабжения системы. В то же время эти технологии актуальны и для теплоснабжающих систем (ТСС), являющиеся крупнейшими потребителями топлива и энергии.

Таким образом, одной из ключевых задач АП в ТСС является повышение надежности операций. Методологические задачи, которые необходимо решить для достижения этой цели – это анализ надежности энергетических систем в целом и в частности в ТСС. В то же время включение АП в ТСС вносит новые аспекты к этим задачам и требует применения новых методологических подходов для их решения.

При разработке методов анализа и оптимизации надежности ТСС

* ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», г. Казань, Россия,
e-mail: dbalzamov@mail.ru,
**ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», г. Казань, Россия,
e-mail: dweronika@mail.ru

при участии АП можно выделить два основных направления исследований. Первый связан с анализом и оптимизацией надежности теплоснабжения потребителей с учетом функции АП в системе при условии, что количество узлов и мощности изменяются.

Второе направление – это задача определения количества, местонахождения, необходимой мощности теплоисточников, а также другие способы обеспечения надежности системы.

Рассмотрим первую проблему надежности, которая заключается в определении такой структуры (распределение по системам) значений параметров надежности элементов ТСС (интенсивность отказов и восстановления), обеспечивающих необходимый уровень надежности теплоснабжения потребителей с учетом их дополнительного резерва, с минимальными затратами на достижение этих параметров в диапазоне их допустимых значений ценности.

Для оценки уровня надежности потребителей важно определить вероятность безотказной работы.

Задача обеспечения надежности решается поэтапно:

1) определение зависимости между интегральными параметрами надежности элементов ТСС;
2) моделирование поставарийных режимов ТСС;
3) формализация задачи определения оптимальных параметров надежности элементов ТСС.

**Расчет надежности**

В статье представлено решение первого этапа анализа и оптимизации надежности теплоснабжения потребителей с учетом функции АП. В этой связи чрезвычайно перспективной представляется разработка алгоритмов оптимального управления, которые, с одной стороны, обеспечивают управление, а с другой – реализуют стратегию оптимального натопа, минимизирующую энергопотребление на основе искусственных нейронных сетей.

При расчете надежности работы источников тепловой энергии был выбран фреймворк AForge.NET и реализована искусственная нейронная сеть. Для обучения и тестирования нейронных сетей сформированы наборы обучающих и тестирующих пар векторов, для определения входных и выходных переменных (табл. 1).

Отметим, что в таблице 1 представлены параметры, которые мы рекомендуем учитывать при расчете энергопотребления и оптимальной температуры подаваемого теплоносителя, с целью повышения надежности работы источников тепловой энергии, на основе изучения литературных источников [1-3].

Обучающая и тестовая выборки данных были составлены по экспериментальным данным. Обучение нейронной сети более эффективно, когда выполняется нормализация входных и выходных переменных.

Сеть имеет пять нейронов во входном слое, десять в скрытом слое и два в выходном (сеть 5-10-2) (рис.1).

Таблица 1. Входные и выходные параметры нейронной сети

| Входные | Выходные |
|---|---|
| температура наружного воздуха | энергопотребление |
| интенсивность солнечной радиации | |
| температуры подаваемого теплоносителя | оптимальные температуры подаваемого теплоносителя |
| температуры воздуха в помещении | |
| графика использования помещения (время). | |

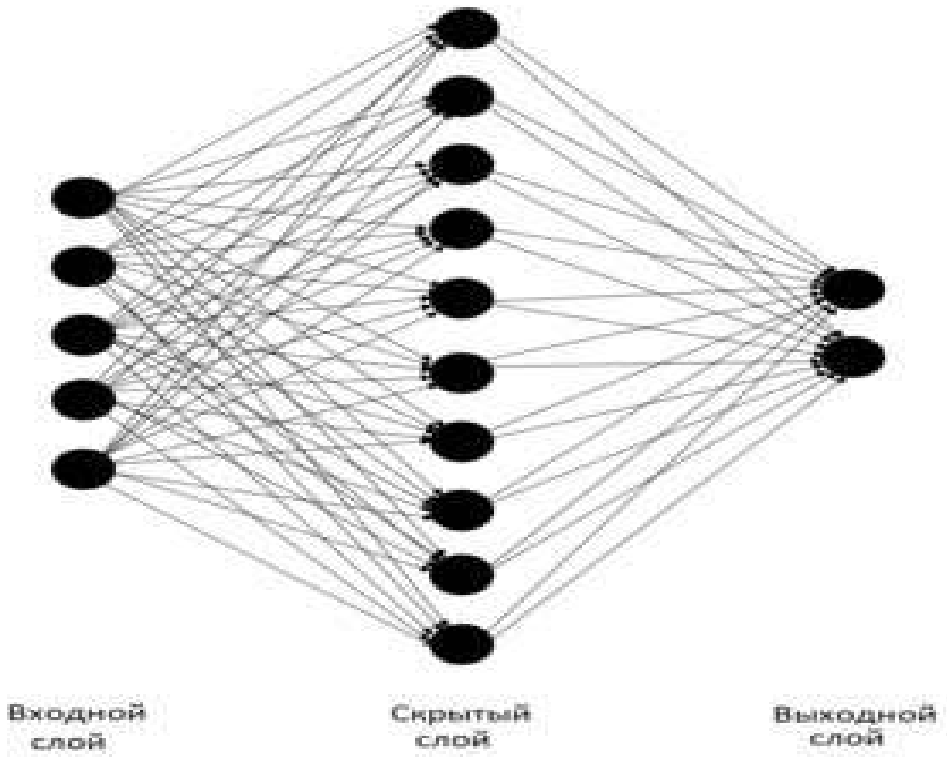



Рис. 1 – Структура нейронной сети.

Из множества входных и выходных данных сформированы обучающие и тестирующие векторы.

Искусственная нейронная сеть была реализована на языке C# в среде разработки Visual Studio с использованием библиотеки A Forge Neuro [7]. В ходе работы было создано приложение Windows Forms, в котором выполнены функции загрузки обучающей выборки из файла, задание необходимой точности обучения и ввод вектора для получения результатов работы нейронной сети. Интерфейс приложения представлен на рис. 2.

В результате обучения нейронной сети с хорошей точностью получены все характеристики (Таблица 1), как зависимость потребляемой мощности от времени суток и от температуры наружного воздуха (обу-

чение проводилось на экспериментальной выборке [11], проверка же работы нейронной сети – на данных не участвующих в обучении).

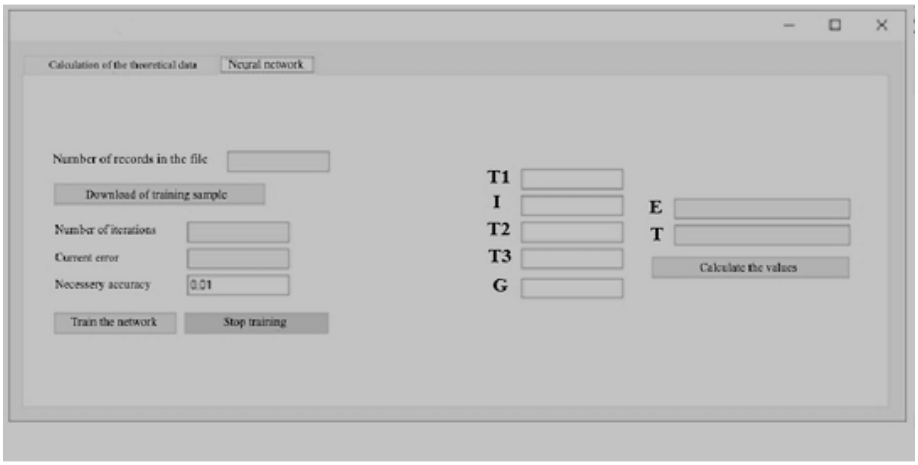



Рис. 2 – Интерфейс приложения для работы с нейронной сетью.

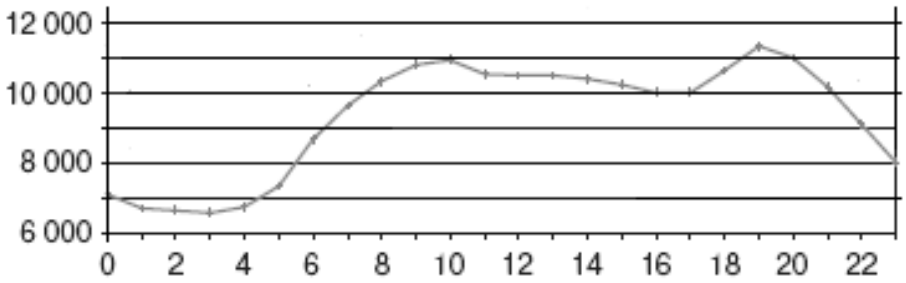



Рис. 3 – Суточные графики электропотребления (в МВТ) в зависимости от температуры наружного воздуха (на графике при $10^0$С).

Полученные характеристики позволяют количественно оценить совместное влияние внутренних и внешних факторов на надежность теплоснабжения, что составляет базу расчета повышения надежности работы источников тепловой энергии.

**Заключение**

Таким образом, приложение на основе нейронной сети принципиально развивает научные основы задачи управления расходом энергии, а результаты ее применения на практике обеспечат значительный эффект экономии топливно-энергетических ресурсов.

**Литература.**

1. Волкова И.О., Губко М. В., Сальникова Е. А. Активный потребитель: задача оптимизации потребления электроэнергии и собственной генерации // Проблемы управления. 2013, №6, URL: https://cyberleninka.ru/article/n/aktivnyy-potrebitel-zadacha-optimizatsii-

potrebleniya-elektroenergii-i-sobstvennoy-generatsii (дата обращения: 10.09.2020).

2. Постников И.В., Пеньковский А.В. Модель управления активным потребителем в ТСС // Мат-лы Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» (Иркутск, 24-28 апреля, 2018 г.) : в 2 т. / под общ. ред. В.В. Федчишина. – Иркутск: Изд-во ИРНИТУ, 2018, Том 1. с. 322-327.

3. Постников И.В., Стенников В.А. Методы и модели обеспечения надежности ТСС с активными потребителями тепловой энергии Материалы сборника трудов семинара, 2017.

4. Balzamov, D.S., Akhmetova, I.G., Balzamova, E.Y., Oykina, G.I., Bronsrkaya, V.V.Options for organizing own sources of energy supply at the facilities of generating companies based on steam screw machines. Journal of Physics: Conference Series 1399(5),055018 (2019).

5. Balzamov, D.S., Balzamova, E.Y., Ibatullin, S.R., Sabitov, L.S.Efficiency increase of gas turbine work in the summer period. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 570(1), 012008 (2019).

6. Balzamov, D.S., Sabitov, L.S., Timershin, B.F., Yu Balzamova, E. Evaluation of the applicability of pre-evaporative cooling of air in front of the cooling tower in the conditions of the third climatic zone of the Russian Federation. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 412(1), 012006 (2018).

7. Balzamov, D.S., Sabitov, L.S., Timershin, B.F., Yu Balzamova, E. Increase of efficiency of heat sources work due to application of condensation economizers on an example of a boiler PTVM-180 . IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 412(1), 012007 (2018).

8. Aminova, G.A., Manuiko, G.V.,Ignashina, T.V.,Bronskaya, V.V., Kharitonova, N.E., D'Yakonov, G.S., Arkhireev, V.P.Optimal parameters of butadiene polymerization in the synthesis of rubber on a neodymium-containing catalytic system. Theoretical Foundations of Chemical Engineering 40(1), с. 59-67 (2006).

9. Aminova, G.A., Bronshtejn, M.D., Manujko, G.V., Ignashina, T.V., Davydova, V.V., Antonova, O.V., D'yakonov, G.S.,Reshetova, I.G.,Kharitonova, N.E. Method of solution of a system of equations describing the continuous process of polymerization under conditions of a polyaddition reaction. Inzhenerno-Fizicheskii Zhurnal 75(4), с. 165-169 (2002).

10. Kharitonova O.S., Bronskaya V.V., Ignashina T.V., Al-Muntaser A.A., Khairullina L.E. Modeling of absorption process using neural networks. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 315(3), 032025 (2019).

11. Филатов Н.В. Комплексный подход при разработке программ энергосбережения / ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ №5, 2007.

УДК 621.311.22:697.34

# ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ТИПА ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОЙ КОНСТРУКЦИИ НА ОСНОВЕ НЕЙРОСЕТЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Ахметова* И.Г., Бальзамова* Е.Ю., Бронская** В.В.,
Бальзамов* Д.С., Лапин*К.В., Харитонова** О.С.

**Аннотация**

Представлен программный комплекс с пользовательским интерфейсом расчета, анализа и прогнозирования параметров теплофикации на основе нейросетевого моделирования с целью оптимизации и обеспечения надежности работы тепловых сетей. Комплекс представляет собой основу для web-приложения, позволяющая производить расчет характеристик тепловой сети в соответствии с моделью, вести журнал запросов, обеспечить возможность администрирования.

**Ключевые слова:** Нейросетевая модель, прогнозирование, оптимизация, моделирование, надежность, web-приложение.

## Введение

При проектировании теплоизоляционной конструкции встает вопрос о диапазонах применимости различных уплотняющихся материалов в зависимости от кривизны поверхности, на которую они устанавливаются, поэтому актуально:

1) выбор оптимальных теплоизоляционных материалов;

2) расчет толщины теплоизоляционного слоя для обеспечения допустимых потерь тепла;

3) подбор типоразмеров теплоизоляционных материалов.

Использование нейронных сетей позволяет решать задачи из теории нечетких множеств [1-7] с хорошей точностью, поэтому решено реализовать идею создания комплекса контроля и прогнозирования – оптимальной толщины тепловой изоляции [8-11].

## Комплекс контроля и прогнозирования оптимальной толщины теплоизоляции

С целью создания комплекса контроля и прогнозирования оптимальной теплоизоляции была создана нейросетевая модель процесса выбора теплоизоляционного материала и приложение Windows Forms.

* ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», г. Казань, Россия, e-mail: dbalzamov@mail.ru,
**ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет», г. Казань, Россия, e-mail: dweronika@mail.ru

В данной работе используется многослойная сеть прямого распространения. Процедура обучения требует набора входных и выходных данных процесса. Во время обучения веса и смещения итеративно корректируются для минимизации целевой функции. Алгоритм обучения - backpropagation - перемещает параметры сети в направлении отрицательного градиента. Функция активации – сигмоидальная с коэффициентом, равным 1.

Первоначально необходимо определить входные и выходные переменные. Исходя из целей и задач, входные и выходные данные представлены в таблице 1.

Таблица 1. Входные и выходные параметры нейронной сети

| Входные | Выходные |
|---|---|
| Коэффициент теплопроводности | Толщина тепловой изоляции |
| Плотность | |

После необходимо выбрать архитектуру искусственной нейронной сети. На рисунке 1 представлена схема нейронной сети.

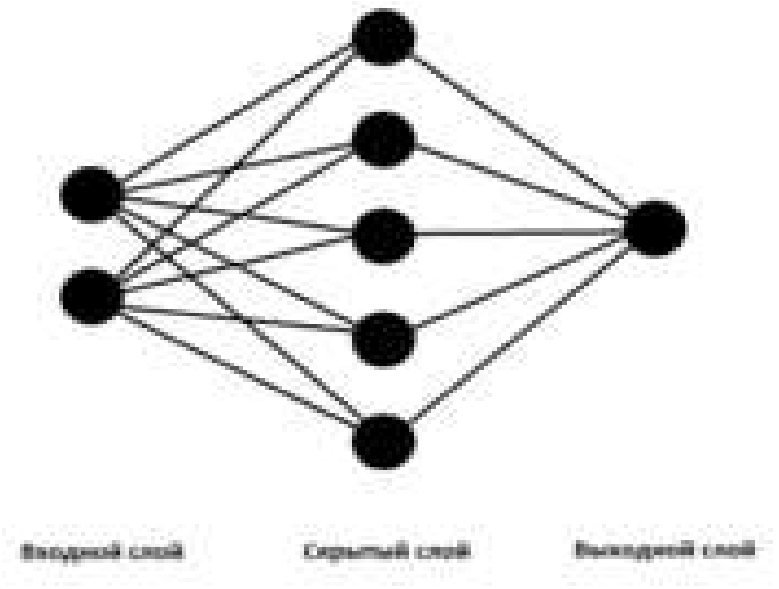



Рис. 1 – Топология нейронной сети.

В ходе работы было создано приложение Windows Forms. Пользователь может самостоятельно вести базу данных изоляционных материалов: пополнять ее новыми материалами и редактировать параметры уже существующих, таких как – изоляционные конструкции и изделия из минеральной ваты, K-Flex, Rockwool, Foam-GLAS.

Основной задачей разрабатываемой системы является расчет толщины тепловой изоляции на основе введенных коэффициента теплопроводности и плотности. Таким образом, программа будет выдавать прогноз о толщине тепловой изоляции с учетом минимизации тепловых потерь.

Система представляет собой веб-приложение, позволяющее осуществлять следующие действия. Производить расчет характеристик в соответствии с нейросетевой моделью, вести журнал запросов пользователей.

Основные стадии работы программного комплекса:

1. После прохождения авторизации пользователю открывается главная страница программы.

2. После нажатия на кнопку «Вычислить значения» система производит проверку корректности ввода данных непосредственно на стороне клиента и, в случае успеха, передает данные на сервер.

3. После успешного произведения расчета выходные характеристики синтеза выводятся в окне результатов в отформатированном виде.

4. В случае если нужно варьировать одну или несколько выходных характеристик, то пользователь просто изменяет входные данные и нажимает пересчет. Важно отметить, что, если пользователь введет набор входных параметров, набранный раннее им или другим пользователем, то расчет произойдет практически без временных задержек, так как в этом случае результаты запроса уже хранятся в системе.

5. По каждому пользователю системы ведется специальный журнал запросов. В этом разделе пользователю будут представлены его последние запросы с указанием даты-времени и их результаты (рис. 2).

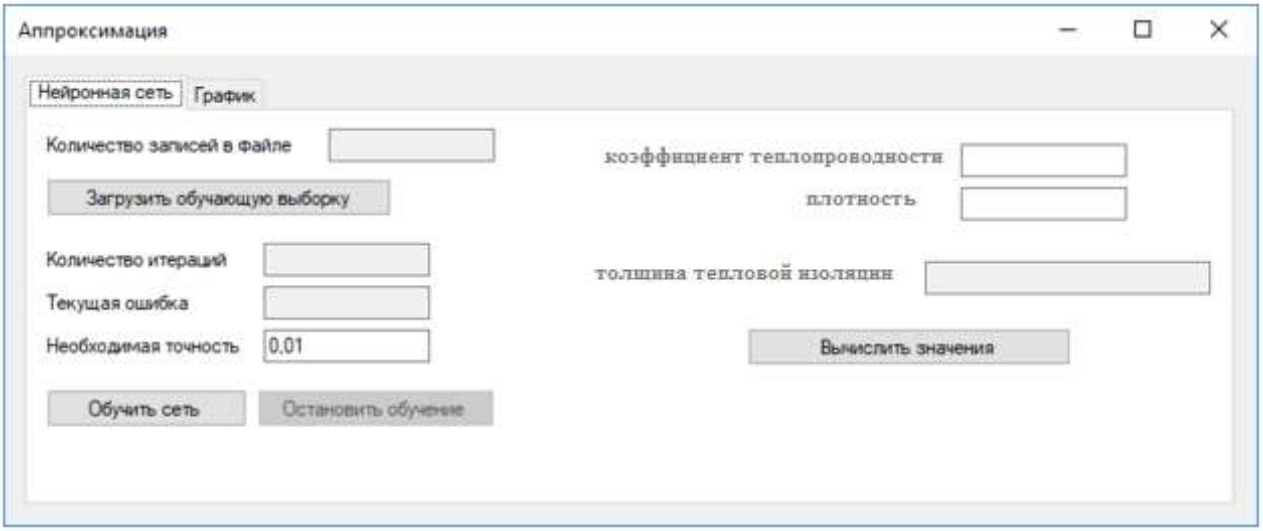



Рис. 2 – Интерфейс приложения для работы с нейронной сетью.

Проведено сравнение трех материалов тепловой изоляции (пенополиуретан, K-Flex, минеральная вата) – по расчетам нейронной сети – минимальная оптимальная толщина теплоизоляции - K-Flex, а максимальная у минеральной ваты. Полученные зависимости представлены на рис. 3

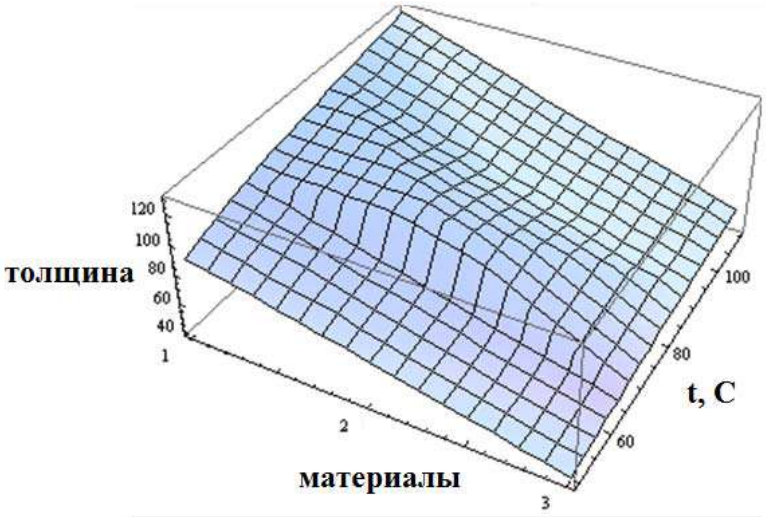



Рис. 3 – Зависимость толщины теплоизоляции в зависимости от температуры теплоносителя и использованного материала
(1 –минеральная вата, 2 – пенополиуретан,3 - K-Flex).

Реализована загрузка входных данных из файла для обучения НС. Для файлов был выбран формат CSV для простоты записи и чтения.

Проверку адекватности проводили с помощью коэффициента детерминации. Как показали значения R2 при проверке сети на адекватность, значение коэффициента детерминации в случае обучающей (0.99811) и тестирующих – в среднем (0.99222) выборки близки и при этом переобучения сети не наблюдается.

**Заключение**

Разработано web-приложение для прогнозирования оптимальной теплоизоляции с помощью искусственной нейронной сети. Составлены обучающая и тестовая выборки сети составлены по экспериментальным данным, получены отклики нейронной сети. Таким образом, с использованием многослойных нейронных сетей построена нейромодель связи между технологическими факторами и оптимальной теплоизоляции, как основа web-приложения.

**Литература**

1. Balzamov, D.S., Akhmetova, I.G., Balzamova, E.Y., Oykina, G.I., Bronsrkaya, V.V.Options for organizing own sources of energy supply at the facilities of generating companies based on steam screw machines. Journal of Physics: Conference Series 1399(5), 055018 (2019).

2. Balzamov, D.S., Balzamova, E.Y., Ibatullin, S.R., Sabitov, L.S.Efficiency increase of gas turbine work in the summer period. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 570(1), 012008 (2019).

3. Balzamov, D.S., Sabitov, L.S., Timershin, B.F., Yu Balzamova, E. Evaluation of the applicability of pre-evaporative cooling of air in front of the cooling tower in the conditions of the third climatic zone of the Russian Fed-

eration. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 412(1), 012006 (2018).

4. Balzamov, D.S., Sabitov, L.S., Timershin, B.F., Yu Balzamova, E. Increase of efficiency of heat sources work due to application of condensation economizers on an example of a boiler PTVM-180 . IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 412(1), 012007 (2018).

5. Aminova, G.A., Manuiko, G.V.,Ignashina, T.V.,Bronskaya, V.V., Kharitonova, N.E., D'Yakonov, G.S., Arkhireev, V.P.Optimal parameters of butadiene polymerization in the synthesis of rubber on a neodymium-containing catalytic system. Theoretical Foundations of Chemical Engineering 40(1), c. 59-67 (2006).

6. Aminova, G.A., Bronshtejn, M.D., Manujko, G.V., Ignashina, T.V., Davydova, V.V., Antonova, O.V., D'yakonov, G.S.,Reshetova, I.G.,Kharitonova, N.E. Method of solution of a system of equations describing the continuous process of polymerization under conditions of a polyaddition reaction. Inzhenerno-Fizicheskii Zhurnal 75(4), c. 165-169 (2002).

7. Kharitonova, O.S., Bronskaya, V.V., Ignashina, T.V., Al-Muntaser, A.A., Khairullina, L.E. Modeling of absorption process using neural networks. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 315(3), 032025 (2019).

8. Bandara, Chandana & Abeyweera, Ruchira & Senanayake, (2015). Minimizing Energy Loss by Optimizing Pipe Diameter and Insulation Thickness in Steam Distribution Pipelines. SLEMA Journal. 18. 19-27.

9. Wu, G.-Z & Wang, J.-L & Li, Dong & Qi, Hanbing. (2007). Study on testing and correcting of maximum allowing heat loss in pipeline insulation engineering. 28. 287-289.

10. Rosember Ovando-Castelar, Juan I. Martínez-Estrella, Alfonso García-Gutiérrez, Ismael Canchola-Félix, Carlos A. Miranda-Herrera and Vicente P. Jacobo-Galván Estimation of Steam Pipeline Network Heat Losses at the Cerro Prieto Geothermal Field Based on Pipeline Thermal Insulation Conditions (2012) / GRC Transactions, Vol. 36. p. 1111–1118.

11. Cirak, Bekir. (2017). An Investigation with Neural Network of Heat Loss for Optimum Insulation. Aksaray University Journal of Science and Engineering. 1. 86-106. 10.29002/asujse.296867.

**УДК 621.316.3**

# ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ УСТРОЙСТВ FACTS ПРИ ПОВЫШЕНИИ ЖИВУЧЕСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Гайсин[*] Б.М., Шахмаев[**] И.З., Новиков[***] Н.Л.,
Волкова[**] Т.Ю., Новиков[***] А.Н., Афлятонов[**] Р.Ф.

**Аннотация**

В статье предложена модель электроэнергетической системы (ЭЭС), в которой выполнен расчет нормальных и аварийных режимов, определены возможные траектории развития каскадных процессов аварийного характера. На основе экспериментальных расчетов предложен инструмент для повышения живучести и снижения риска возможности возникновения и развития каскадных процессов в ЭЭС. Данный подход позволяет принимать обоснованные технико-экономические решения на стадии проектирования и развития ЭЭС. В соответствии с результатами исследования выполнено технико-экономическое сравнение вариантов повышения живучести ЭЭС.

**Ключевые слова**: живучесть энергосистем; каскадный процесс; каскадные аварии; активно адаптивные элементы энергосистем; гибкие электропередачи переменного тока; *FACTS*; экономическая эффективность *FACTS*.

## Введение

Важной целью управления характеристиками электроэнергетических систем (ЭЭС), является обеспечение требуемого уровня надежности и живучести, необходимого для бесперебойного электроснабжения потребителей. В сложных неоднородных ЭЭС по различным причинам (короткие замыкания, отказ оборудования, ошибки обслуживающего персонала и др) периодически возникают возмущения. Большая часть из них ликвидируется посредством релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА), но часть возмущений переходит в крупные системные аварии, часто с тяжелыми последствиями для ЭЭС и потребителей. Такие аварии в свою очередь показывают недостатки ЭЭС с позиции надежности и живучести, эти вопросы активно исследуются [1-10, 13-21] с 1960-ых годов отечественными и зарубежными учеными, но несмотря на это в ЭЭС по всему миру почти ежедневно происходят системные аварии.

[*] Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Рес-публика Башкортостан, Россия, e-mail: GB9688@gmail.com
[**] Уфимский государственный авиационный технический университет, г. Уфа, Республика Башкортостан, Россия, e-mail: i30top@mail.ru
[***] АО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы», г. Москва, Россия, e-mail: novikov_nl@ntc-power.ru

В ЭЭС России формирование режимов на основе методических указаний по устойчивости энергосистем [1] приводит к избыточным требованиям при формировании надежных режимов в распределительных сетях 110 – 220 кВ, без обеспечения достаточных мер для сохранения живучести – предупреждения развития каскадных процессов [2]. Это подтверждается регулярно происходящими каскадными авариями. В таблице 1 представлены наиболее известные из них произошедшие в ЭЭС России за период 2016 – 2017 гг.

Таблица 1. Каскадные аварии, произошедшие в ЭЭС России за 2016-2017 гг.

| Дата / регион | Потери мощности, продолжительность отключений электроэнергии |
|---|---|
| 2 июля 2016 г., Республика Башкортостан | 1000 МВт, 3ч. 35 мин. |
| 22 августа 2016 г., ЭЭС Сибири | 5800 МВт, 4ч. 3 мин. |
| 16 марта 2017 г., ОЭС Юга | 250 МВт. |
| 29 мая 2017 г., ЭЭС Хакасии | 1433 МВт, 2ч. 21 мин. |
| 15 июня 2017 г., ЭЭС Пермского края | 400 МВт, 1ч. 9 мин. |
| 27 июня 2017 г., ОЭС Сибири | 4400 МВт, 3ч. 25 мин. |
| 28 июля 2017 г., ОЭС Юга | 1000 МВт, 5 ч. 55 мин. |

Одним из способов повышения живучести ЭЭС является применение управляемых (гибких) систем электропередач переменного тока (FACTS). Данные устройства могут обеспечить более полное использование пропускной способности существующих электрических сетей [3]:

- передачу дополнительной электроэнергии из избыточных энергосистем с более низкими тарифами в дефицитные с вытеснением там менее экономичных источников энергии;
- увеличение выдачи активной мощности электростанций, за счёт повышения максимально-допустимых перетоков мощности.

Кроме того, появляется возможность снизить дозировки управляющих воздействий противоаварийной автоматики (ПА), уменьшив тем самым объем отключений нагрузки и генераторов. Результатом этого является [3]: снижение потребности в аварийном резерве в ЭЭС; уменьшение ущербов на электростанциях от недовыработки электроэнергии; уменьшение компенсационных выплат потребителям за перерывы электроснабжения; экономия топлива на повторные пуски энергоблоков электростанций, отключенных ПА.

Применение устройств *FACTS* в ЭЭС для потребителей производственного профиля позволяет повысить качество электроэнергии, что приводит к снижению брака продукции, увеличивает производительность технологического оборудования и уменьшает случаи его отключения из-за снижения напряжения и перегрузки из-за повышения напряжения сверх допустимых значений. Кроме того, снижается вероятность нарушения нормальной работы систем управления и технологической автоматики, а также скорость износа технологического оборудования.

Результатом этого могут быть: увеличение валового объема продукции, снижение ее себестоимости и экономия затрат на реновацию, текущие и аварийно-восстановительные ремонты технологического оборудования, а также снижение объема претензий к поставщику электроэнергии по компенсациям за невыполнение договорных обязательств по качеству электроэнергии.

При этом обоснование экономической эффективности применения устройств *FACTS* должно основываться на индивидуальном подходе для каждого конкретного случая их применения.

В работе [1] предложен метод определения путей развития каскадных процессов в ЭЭС в соответствии с областями существующих режимов и вариантами развития переходов между ними. Согласно данному методу, каскадный процесс рассматривается как процесс, в котором отключение одного элемента безусловно влечет за собой отключение следующего элемента. Тогда в этой модели, каскадный процесс начинается задолго до лавинного процесса и продолжается до тех пор, пока отключение каждого следующего элемента приводит к отключению последующего. Если последующего отключения не происходит, то каскадный процесс прекращается. Каскадный процесс не обязательно заканчивается аварией потерей устойчивости, в том числе по напряжению. [1, 2] В статье предложено данный метод использовать при определении мест установки устройств *FACTS*.

В методе [1] принято, что токовая загрузка элемента энергосистемы, выше допустимой приводит к его разрушению (отключению). Тогда необходимым условием существования каскадного процесса, является неравенство:

$$I_{ji} + \Delta I_{ji} > I_{\text{доп}ji}. \qquad (1)$$

которое должно выполняться на каждом следующем шаге аварийного отключения. Здесь $\Delta I_{ji}$ – наброс тока на перегружаемый элемент, $I_{\text{доп}ji}$ – допустимое значение тока для этого элемента.

Невыполнение неравенства (1) приводит к останову аварийного каскадного процесса.

Для предотвращения возможности возникновения и развития каскадных процессов в ЭЭС в соответствии с методом [1] выполнен расчет и технико-экономическое сравнение следующих вариантов повышения живучести ЭЭС:

- повышение пропускной способности за счет: применения устройств *FACTS*, строительства дополнительной линии электропередач (ЛЭП);
- перераспределение потоков мощности в сети за счёт ввода в работу источников дополнительной генерации.

**Моделирование аварийных процессов в тестовой ЭЭС**

Для расчета нормальных и предельных по статической устойчивости режимов при условии возникновения каскадного процесса была создана

схема [2, 5] объединенной энергосистемы (ОЭС) с номинальным напряжением 500 кВ (рис. 1), состоящей из 36 узлов, в которую входят ЭЭС «А» (левая половина узлов) и ЭЭС «Б» (правая половина узлов), связанные шестью межсистемными ЛЭП (3-4, 8-9, 13-14, 18-19, 23-24, 33-34).

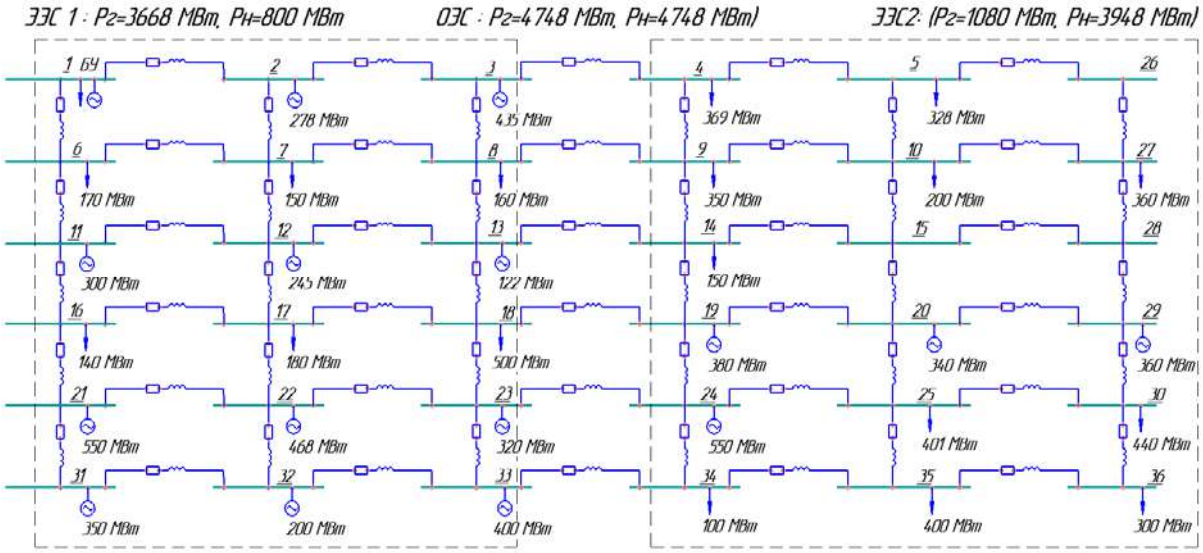



Рис. 1 – Расчётная схема 36-ти узловой объединенной энергосистемы.

Суммарная генерируемая мощность в ЭЭС «А» составляет 3668 МВт, в ЭЭС «Б» – 1080 МВт. Суммарная потребляемая мощность в ЭЭС «А» составляет 800 МВт, в ЭЭС «Б» – 3948 МВт. В данном случае ЭЭС Б является дефицитной по вырабатываемой мощности, вследствие чего по межсистемным линиям происходит передача электроэнергии в объеме 2868 МВт.

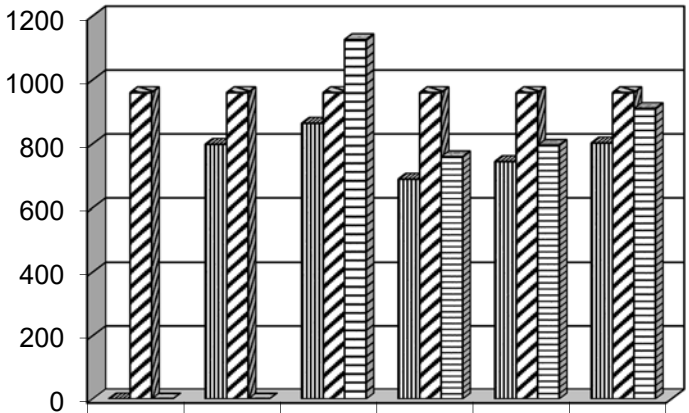
Расчет установившихся режимов ЭЭС произведён в программном комплексе «*RastrWIN*». В ходе расчета рассматривались ремонтные и ремонтно-аварийные режимы ОЭС. В качестве примера расчета рассмотрим наложение ремонтного (ветвь 3-4) и аварийного (ветвь 8-9) режимов ЭЭС, при которых происходит возникновение и развитие каскадного процесса с последующим делением ОЭС и потерей устойчивости по напряжению.

В итоге формируется каскадный аварийный процесс, развивающийся по траектории с окончанием в области недопустимых режимов: 1 шаг – 8-9; 2 шаг – 9-14, 13-14; 3 шаг – 10-15, 18-19, 33-34, 34-35.

Схематично процесс изменения токов в межсистемных ветвях в результате каскадного процесса представлен на рис. 2, где значение длительно допустимого тока $I_{\text{ДОП}}$ для элемента ОЭС представлено гистограммами с наклонной штриховкой, вертикальная штриховка указывает значения тока при начальных условиях $I_{\text{н.у.}}$ (до возникновения каскадного процесса), горизонтальная штриховка показывает значения тока в ветвях $I_{\text{тек.}} + \Delta I$ после перехода ОЭС в аварийный режим.

Из рисунка 2 видно, что аварийное отключение линии 8-9 при выве-

денной в ремонт линии 3-4 ведёт к недопустимому перегрузу по току межсистемной линии 13-14, что приводит к возникновению и развитию каскадного процесса с последующей потерей устойчивости по напряжению.




| | 3-4 | 8-9 | 13-14 | 18-19 | 23-24 | 33-34 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Нач. усл.-я | 0 | 798 | 864 | 689 | 744 | 802 |
| Iдоп_расч | 960 | 960 | 960 | 960 | 960 | 960 |
| Iтек+ΔI | 0 | 0 | 1126 | 759 | 795 | 910 |

Рис. 2 – Изменение токовой загрузки межсистемных ветвей после вывода в ремонт ветви 3-4 и КЗ на линии 8-9.

Одним из вариантов решения задачи повышения живучести и предотвращения каскадного процесса в ОЭС является предотвращение каскадного процесса за счет применения устройств относящихся к активно адаптивным элементам сети (*FACTS*), позволяющих повысить пропускную способность линии. В качестве устройств *FACTS* рассматриваются: статический тиристорный компенсатор (СТК), статический компенсатор реактивной мощности (СТАТКОМ), управляемое устройство продольной компенсации (УУПК) и объединенный регулятор потоков мощности (ОРПМ).

Расчет применения средств *FACTS* производится в соответствии с [3-4]. В исследовании рассматривается повышение пропускной способности межсистемной линии 500 кВ в два раза, для этого необходимо скомпенсировать половину её реактивного сопротивления, вследствие чего ток и мощности линии удвоятся.

Номинальная мощность устройств *FACTS* для рассматриваемого варианта каскадного процесса [3-4], где после триггерного возмущения (КЗ на ЛЭП 8-9) происходит перегруз и отключение линий 9-14 и 13-14 составляет 1036,8 МВА [5]. Для разгрузки этих линий установим средства *FACTS* на линию 13-14, которая является межсистемной и имеет индуктивное сопротивление, равное 112,8 Ом.

**Оценка экономической эффективности устройств *FACTS***

Оценка экономической эффективности устройств *FACTS* выполнена

в соответствии с методикой оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в ЕНЭС России [3], а также с применением [4, 10, 11, 12]. В исследовании рассчитаны следующие показатели: интегральный эффект или чистый дисконтированный доход (ЧДД), срок окупаемости, индекс доходности (ИД), внутренняя норма доходности (ВНД).

ЧДД от применения устройств *FACTS* определяется по формуле:

$$\text{ЧДД}_{\text{С}} = -\text{К}_{\text{С}} + \sum_{t=1}^{\text{Т}} \left( R\,{}^{(t)}_{C} - З\,{}^{(t)}_{C} \right) \cdot \frac{1}{(1+\text{Е})^{t}} \qquad (2)$$

где $T = 25$ лет – длительность эксплуатации устройства, $E = 12\%$ – норма дисконта, $\text{К}_{\text{С}}$ – капиталовложения в устройства *FACTS*, которые по экспертным оценкам определяются приближенно (СТК 120 $/кВА, СТАТКОМ 180 $/кВА, УУПК 158 $/кВА, ОРПМ 300 $/кВА) [4], при суммарной мощности 2038,1 МВА [5] составляют $\text{К}_{\text{С}}$ = 3668,58 млн руб. = = 61,14 млн $, – годовой суммарный экономический результат от применения устройства СТК, – годовые затраты на амортизацию и обслуживание предлагаемых к вводу устройств оцениваются ориентировочно в размере 8,4% от капитальных вложений по формуле:

$$З\,{}^{t}_{C} = \alpha_{\text{С}} \cdot \text{К}_{\text{С}} = 0{,}084 \cdot 61{,}14 = 5{,}14 \text{ млн \$ / год} \qquad (3)$$

В соответствии с [3] рассмотрим источники окупаемости устройств *FACTS* по двум вариантам:

- Первый вариант предполагает, что дополнительная электроэнергия, передаваемая из ОЭС 1, вытесняет в ОЭС 2 замыкающие генерирующие мощности с большими удельными расходами топлива и (или) использующих дорогое топливо.

- Второй вариант предполагает, что эффект от более полного использования пропускной способности межсистемного сечения выражается в возможности уменьшения компенсационных выплат за недоотпуск электроэнергии.

Применение устройств *FACTS* с позиции годового суммарного экономического эффекта в первом и втором вариантах соответственно оценивается по формулам:

$$R\,{}^{(t)}_{C} = P \cdot \text{Т}_{max} \cdot \Delta\text{Ц} \text{ или } R\,{}^{(t)}_{C} = P \cdot \text{Т}_{n} \cdot \text{Ц}_{n} \qquad (4)$$

где $P = 900$ МВт – увеличение МДП с помощью устройств *FACTS*, $\text{Т}_{max} = 4000$ ч. – годовое число часов использования дополнительно передаваемой мощности, $\Delta$Ц – разница тарифа на федеральном оптовом рынке электроэнергии и мощности [12] и ОЭС 2 и отпускной стоимости электроэнергии, выработанной на электростанциях ОЭС 1, $\text{Т}_{n}$ – число ча-

сов существования максимального недоотпуска, $Ц_n = 1{,}5\ \$/кВт \cdot ч$ – компенсационные выплаты за недоотпуск электроэнергии. В расчётах разница тарифов·ΔЦ варьировалась от $0{,}01$ до $0{,}015\ \$/кВт \cdot ч$. При оценке результата $R_C^{(t)}$ по экономии компенсационных выплат за недоотпуск электроэнергии показатель $Т_n$ варьировался от 25 ч до 30 ч.

Срок окупаемости, индекс доходности определяются по формулам:

$$\tau_С = \frac{-1}{\ln(1+E)} \ln\left(1 - \frac{К_С}{К_С - З_С} Е\right) \tag{5}$$

$$ИД_С = \frac{(R_С - З_С)}{К_С}(x+a)^n = \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+E)^t} \tag{6}$$

внутренняя норма доходности определяется из уравнения:

$$\frac{К_С}{R_С - З_С} = \sum_{t=1}^{T} \frac{1}{(1+ВНД)^t} \tag{7}$$

где $R_С = R_{С(t)}$, $З_С = З_{С(t)}$ – годовой суммарный экономический результат и годовые затраты на амортизацию и обслуживание приняты одинаковыми для каждого года срока эксплуатации устройства.

В качестве примера результаты расчёта технико-экономических показателей предотвращения каскадного процесса по сценарию 3-4 – 8-9 для устройств СТК, СТАТКОМ, УУПК и ОРПМ сведены в таблице 2.

При разнице $ΔЦ = 0{,}015\ \$/кВтч$ наиболее выгодным решением является использование СТК, этот вариант имеет наибольшее значение ЧДД (180,928 млн $), с точки зрения срока окупаемости использование этого устройства также наиболее выгодно (2,4 лет). Необходимо отметить, что использование ОРПМ за рассматриваемый период 25 лет не окупится.

При разнице $ΔЦ = 0{,}015\ \$/кВтч$ наиболее выгодным решением также является использование СТК.

Во втором варианте при более полном использовании пропускной способности межсистемного сечения при уменьшении компенсационных выплат за недоотпуск электроэнергии, рассматриваемые экономические показатели сильно зависят от числа часов существования максимального недоотпуска (таблица 2).

При $Т_n = 25$ ч. наиболее выгодным решением является использование СТК: значение $ЧДД = 163{,}28$ – наибольшее. Использование ОРПМ за рассматриваемый период в 25 лет не окупится.

При $Т_n = 30$ ч. наиболее выгодным решением является также использование СТК. Использование ОРПМ в данном случае за 25 лет также не окупается.

Таблица 2. Технико-экономические показатели комплексного применения устройств *FACTS* для сценария каскадного процесса 3-4, 8-9

| Сценарий каскадного процесса, устройство ААС | Вариант стоимости электроэнергии, где ΔЦ ($/кВт•ч) $T_п$ (ч) | | ЧДД, млн $ | Срок окупаемости, лет | ИД | ВНД, % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 3-4, 8-9 СТК | Вариант 1: | ΔЦ=0,01 | 180,928 | 2,40 | 3,96 | 50,5 |
| | | ΔЦ=0,015 | 322,104 | 1,44 | 6,27 | 79,9 |
| | Вариант 2: | $T_п$=25 | 163,28 | 2,61 | 3,67 | 46,8 |
| | | $T_п$=30 | 216,22 | 2,05 | 4,54 | 57,8 |
| 3-4, 8-9 СТАТКОМ | Вариант 1: | ΔЦ=0,01 | 130,22 | 4,35 | 2,42 | 30,8 |
| | | ΔЦ=0,015 | 271,4 | 2,40 | 3,96 | 50,5 |
| | Вариант 2: | $T_п$=25 | 112,58 | 4,85 | 2,23 | 28,3 |
| | | $T_п$=30 | 165,52 | 3,61 | 2,8 | 35,7 |
| 3-4, 8-9 УУПК | Вариант 1: | ΔЦ=0,01 | 157,26 | 3,21 | 3,08 | 39,3 |
| | | ΔЦ=0,015 | 298,44 | 1,86 | 4,96 | 63,2 |
| | Вариант 2: | $T_п$=25 | 139,61 | 3,53 | 2,85 | 36,3 |
| | | $T_п$=30 | 192,56 | 2,72 | 3,53 | 45,3 |
| 3-4, 8-9 ОРПМ | Вариант 1: | ΔЦ=0,01 | 9,37 | 31,9 | 7,91 | 3,9 |
| | | ΔЦ=0,015 | 17,8 | 18,51 | 7,98 | 13 |
| | Вариант 2: | $T_п$=25 | 8,32 | 35,13 | 7,9 | 2,5 |
| | | $T_п$=30 | 11,48 | 27,07 | 7,95 | 6,4 |

**Заключение**

Таким образом, в статье предложен инструмент, повышения живучести и снижения риска возможности возникновения и развития каскадных процессов в ЭЭС, позволяющий принимать обоснованные технико-экономические решения на стадии проектирования и развития ЭЭС с целью применения устройств *FACTS*.

**Литература**

1. Шахмаев И.З. О способах предотвращения каскадных процессов в энергосистемах // Вестник УГАТУ, 2009, Т. 13, № 1, с. 176-179.

2. Гайсин Б.М. Разработка методик определения влияния неоднородности электроэнергетических систем на возникновение и развитие аварийных каскадных процессов: дис. канд. техн. наук. Москва, 2019, 156 с.

3. Корнеев В.В., Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Методика оценки технико-экономической эффективности применения устройств FACTS в

ЕНЭС России. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», Москва, 2009, 35 с.

4. Шакарян Ю.Г. Презентация Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока - *flexible ac transmision system FACTS*, ОАО ВНИИЭ, Москва, 41 с.

5. Гайсин Б.М. Способ принятия эффективных решений для повышения живучести при проектировании и развитии энергосистем // Вестник УГАТУ, Электротехника, Т. 21, 2017, №3 (77), с. 47-53.

6. Shahmaev I.Z., Gaisin B.M., Shiryaev O.V. A new method of taking management decisions at designing and developing electric power systems // 2016 2nd International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing (ICIEAM), 2016, pp. 1-7.

7. Ismagilov F.R., Shahmaev I.Z., Gaisin B.M. The technique to improve the effectiveness of control systems in inhomogeneous electric power grids // 2017 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON), 2017, pp. 1-7.

8. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М. Методика выявления (распознания) аварийных каскадных процессов в электроэнергетических системах // Вестник УГАТУ, Электротехника, 2018, Т. 22, №2 (80), с. 97-104.

9. Шахмаев И.З., Гайсин Б.М., Новиков Н.Л. Методика обнаружения каскадных процессов в электроэнергетических системах // 91- е заседание семинара на тему «Методические и практические проблемы надежности систем энергетики», 2019, с 1-10.

10. Дубинин С.К., Горюнов П.В. и др. Методические рекомендации по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. Утверждено Приказом ОАО «РАО ЕЭС России» от 31.03.2008г. № 155 с учетом заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. № 24-16-1/20-113. Книга 1., Москва, 2008, 222 с.

11. Приказ Минэнерго России от 17.01.2019 N 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства», Москва, 2019, 143 с.

12. Стоимостные показатели выработки электроэнергии // Открытое акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» [Электронный ресурс]. URL: http://www.atsenergo.ru (дата обращения: 10.09.2020).

13. Руденко Ю.Н. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики. Т. 1 М.: Энергоиздат, 1994, 480 с.

14. Войтов О.Н., Воропай Н.И., Гамм А.З., Голуб И.И., Ефимов Д.Н. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999, 256 с.

15. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Управление потоками электроэнергии и повышение эффективности электроэнергетических систем М.: МЭИ, 2012, 336 с.

16. Беляев А.Н., Горюнов Ю.П., Смирнов А.А., Смоловик С.В. Анализ развития крупных системных аварий: Учебное пособие по курсу «Электромеханические переходные процессы в электроэнергетических системах», СПб.:, 2006, 72 с.

17. Edris A. FACTS Technology Development: An Update // IEEE Power Engineering, March, 2000, pp. 98-112.

18. Hingorani, N. G., Gyugui, L. Understanding FACTS / Wiley-IEEE Press, 2004, 494 p.

19. Илюшин П.В. Выбор управляющих воздействий противоаварийной автоматики в распределительных сетях для повышения надежности электроснабжения потребителей // Релейная защита и автоматизация, 2013, № 3 (12), с. 74-81.

20. Илюшин П.В. Анализ особенностей выбора устройств РЗА в распределительных сетях с собственными генерирующими объектами небольшой мощности // Электрические станции, 2017, № 9, с. 29-34.

21. Илюшин П.В., Небера А.А., Федоров О.А. Перспективы развития и инструменты автоматизации задач эксплуатации устройств РЗА // Релейная защита и автоматизация, 2017, № 2 (27), с. 28-37.

**УДК: 620.97**

# ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ МНОГОУРОВНЕВОЙ ИНТЕГРАЦИЕЙ ГЕНЕРИРУЮЩИХ СТАНЦИЙ, АКТИВНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, ГИБРИДНЫХ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННОГО ПОДХОДА

Новиков А.Н.*, Новиков Н.Л., Жораев Т.Ю.

**Аннотация**

Описаны модели многоуровневой интеграции, позволяющие разделить систему генерирования и потребления по временным и интегральным характеристикам с точки зрения преобразуемой электрической энергии, а также, с использованием иерархии передачи данных и информации между управляющими системами. Показана эффективность при использовании информационной связи генерирующей станции, накопителя и потребителя в сетях переменного тока, модулей на основе батарей и суперконденсаторов, сформулированы требования к иерархической структуре системы управления при многоуровневой интеграции с разбиением на физические и логические модули.

**Ключевые слова**: многоуровневая интеграция, накопители электрической энергии, многоуровневый преобразователь, суперконденсатор, активный фильтр, распределённая генерация, автономная энергетика.

## Введение

Методика использования накопителей энергии для многоуровневой интеграции генерирующих станций и потребителей базируется на учёте:

1. Основной структуры потребления энергосети с точки зрения спектра активной и реактивной мощности;
2. Проблемы изменения частоты в локальных энергосетях;
3. Проблемы топливной эффективности при малом энергопотреблении;
4. Обеспечения заданного качества – симметричности, отсутствия гармоник, обеспечение активной составляющей тока в заданной точке энергосистемы, подавление выбросов и провалов напряжения в островном и сетевом режимах работы.
5. Наличия установленной тарифной сетки и возможность обеспечения существенной разницы между дневным и ночным графиком. При этом, учитывается, что повышенное ночное потребление может привести к пересмотру тарифов.
6. Режима обеспечения компенсации провалов (вольтодобавки), при котором используется накопитель с мощностью меньшей, чем мощность

*** НТЦ Энергобезопасность, г. Москва, Россия, novikov@energo365.ru

потребителя, и режима источника бесперебойного питания (ИБП).

7. Наличия ветроэнергетических (ВЭУ) или фотоэлектрических (ФЭУ) установок и иных источников с заданным спектром генерации. Возможность подключения к сети переменного или постоянного тока.

**Параметры, по которым оценивается необходимость многоуровневой интеграции**

С точки зрения накопителя можно выделить следующие параметры.

1. Общий КПД цикла заряд/разряд. Базовые динамические характеристики цикла.

2. Зависимость полной эффективности (включая преобразователь) от энергоёмкости и мощности, включая приведённые и удельные показатели по стоимости, массогабаритам и др.

3. Наличие параллельной работы и модулей накопительных элементов, резервирование, обеспечение надёжности при выходе модулей из строя, замен элементов и др.

4. Наличие режимов обслуживания накопителя – тест ёмкости аккумуляторной батареи (АБ), проверка режимов работы, коммутации и др

5. Хранение, ремонт, утилизация накопительных элементов. Обслуживание системы в целом. Взаимосвязь с оборудованием пользователя и подстанций.

6. Наличие специальных режимов – обеспечения качества в заданной точке подключения, режимы ИБП, вольтодобавки, управляемый источник тока, взаимодействие с системой управления генератором с целью обеспечения поддержания частоты и др.

7. Управление с использованием внешнего контроллера, обеспечивающего заданные критерии использования – по тарифной сетке, по стабилизации напряжения/частоты.

8. Структура накопителя – использование суперконденсаторов для устранения чрезмерных разрядных токов, компенсаторов пульсаций тока при несимметрии или наличии режимов компенсации гармоник

С точки зрения системного уровня:

1. Алгоритмы общего управления и критерии качества. Интеграция системы управления генератором и накопителем.

2. Использование накопительных элементов для минимизации ступеней преобразования – непосредственное использование в инверторах электропривода вместо ИБП, сети с высокой частотой, сети с переменной частотой, сети постоянного тока стабилизированные или с использованием заданного диапазона.

3. Преобразователь и накопитель как элемент, позволяющий строить энергосистемы с отсутствием жёстко нормируемых характеристик, применение потребителем преобразователей, подключаемых непосредственно к накопителю.

Основные звенья для обеспечения многоуровневой интеграции:

1. Преобразователь с согласующим повышающим трансформатором и суперконденсаторами на низкое напряжение. Преимущества - гальваническая развязка, недостаток - наличие габаритного трансформатора, одно из преимуществ - многообмоточный трансформатор с многоуровневым преобразователем - упрощение схемы управления силовыми ключами, гальваническая изоляция, выравнивание заряда на суперконденсаторах алгоритмами управления.

2. Многоуровневый преобразователь с индуктивно-емкостным (LC) фильтром, непосредственно подключаемый к сети среднего напряжения. Преимущества - нет трансформатора, недостатки - необходимы высоковольтные ключи.

3. Синхронные генераторы (дополнительно позволяют обеспечить поддержание заданного напряжения сети при её флуктуациях) с маховиками.

4. Асинхронизированные машины.

5. Асинхронные машины (преимущество в отсутствии щёток - но малый рабочий диапазон).

**Структурные особенности систем с многоуровневой интеграцией**

Структура энергетической схемы с компенсацией гармоник по отдельным группам фаз, наличию нулевого провода, КПД преобразователя, не вносит ли преобразователь искажений и не увеличивается ли рассеиваемая мощность при наличии мощности компенсации. При каком спектре мощности нагрузки достигается экономия по топливу и характере её коммутаций. Имеется ли гальваническая развязка, инверторные секции вольтодобавки, изолированные DC/DC по высокой частоте преобразователи, быстродействие системы по управлению по току сети/нагрузки, предельная скорость изменения частоты сети, что подразумевается под установившимся режимом по напряжению, каким образом выбирать номинальное значение напряжения в пределах ±5 или 10%, которое может варьироваться в зависимости от напряжения короткого замыкания сети при подключения крупных потребителей, имеется ли взаимосвязь с малой генерирующей станцией, распределительной станцией.

Для ответа на эти вопросы необходимо выделить функции при многоуровневой интеграции.

В настоящее время наблюдается тенденция к организации многоуровневых систем накопления и распределения [1-4]. Для повышения технико-экономических характеристик аккумуляторных систем накопления, предлагается подход, который, состоит в многоуровневой интеграции генерирующих станций и потребителей энергии.

Многоуровневое управление потребителями-регуляторами, создаваемыми для поддержания управляемости энергосистемы, позволяет получить следующий эффект: снижение расхода топлива гарантирующей

энергоустановки при заданном спектре мощности нагрузки, уменьшение установленной мощности гарантирующей энергоустановки.

**Методы и эксперименты для многоуровневой системы**

Целью экспериментальных исследований явилось изучение в условиях, близких к реальным, функциональных возможностей накопителя энергии при многоуровневой интеграции генерирующих станций и потребителей энергии.

Для проведения необходимых испытаний и тестов, был разработан испытательный стенд, включающий автономный источник электроэнергии (газотурбинную электростанцию – ГТЭ) мощностью до 1.5 МВт, набор активных и реактивных нагрузок и необходимую коммутационную и измерительную аппаратуру [1].

Методика системных испытаний включает следующие разделы:

- Алгоритм задания воздействий, имитирующих сдвиг уровня пикового потребления и поддержание оптимальной загрузки сети.
- Алгоритмы компенсации реактивной мощности, гармоник, создаваемых нагрузкой, обратной последовательности напряжения сети или нагрузки.
- Поддержание непрерывного снабжения электроэнергией на заданном интервале времени: устранение просадок напряжения или пропадание напряжения интервалом от секунд до десятков минут – тест функции бесперебойного источника питания.
- Алгоритмы по переключению линий в «горячий резерв» и оптимизации потокораспределения в энергосистеме в случае непредвиденных обстоятельств до 15 минут.
- Алгоритмы управления выходным напряжением в случае большого потребления (стабилизации тока), «горячий пуск».
- Алгоритмы использования питающей сети при подключении дополнительных потребителей.
- Сервисные функции – подключение внешних компьютеров непосредственно к устройству.

Испытания проводились в следующих режимах работы сверхпроводникового накопителя электроэнергии (СНЭ):

– Поддержание непрерывного снабжения электроэнергией, устранение просадок напряжения или пропадания напряжения интервалом от секунд до десятков минут – функция резервного источника питания.

– Определение области устойчивости при параллельной работе инверторов СНЭ на общую нагрузку, функция резервного источника питания.

– Анализ области устойчивости и поиск ограничений при использовании СНЭ совместно с генератором соизмеримой мощности при параллельной работе на общую нагрузку в локальной сети. Выработка алгоритмов управления с целью расширения области устойчивой работы при использовании СНЭ в этом режиме.

– Работа СНЭ в режиме диспетчеризации мощности при работе с дизельной генерирующей установкой (ДГУ) на общую нагрузку по командам диспетчера. Анализ переходных процессов в СНЭ и ДГУ. Определение ограничений области устойчивой работы.

– Исследование работы СНЭ в режиме регулирования частоты при работе с ДГУ на общую нагрузку по командам диспетчера.

– Исследование работы СНЭ в режиме сглаживания колебаний нагрузки при параллельной работе с ДГУ на общую нагрузку. Поддержание оптимального режима работы ДГУ.

– Проверка функционирования СНЭ, работающего совместно с ДГУ в режиме back-to-back.

– Определение динамических характеристик системы при сбросе/набросе нагрузки в островном режиме. Анализ области устойчивости системы при сбросе/набросе нагрузки в островном режиме.

Основные результаты данной работы: разработан стенд 1 МВА и предложена многоуровневая система управления накоплением энергии и потребителями для обеспечения стабильной и устойчивой работы децентрализованных и нетрадиционных источников энергии, работающих как автономно, так и в составе электроэнергетических систем.

На рис. 1 представлен пример многоуровневой интеграции, отвечающей критериям временного разделения, а также по интегральным показателям. Основой подобного рода структурной схемы является решение вопроса исследования влияния пульсаций [9] тока литий-ионной батареи а также компенсации несимметричных компонент и гармоник. Несимметричная нагрузка создаёт пульсации в звене постоянного тока. Таким образом, для более надёжной работы батареи необходимо применение связки суперконденсатор-батарея. Применение стандартного инвертора позволит избежать не только пульсаций тока батареи за счёт повышения качества напряжения сети и нагрузки но и обеспечить управление по активной/реактивной мощности, компенсировать быстрые изменения тока нагрузки и её гармоник.

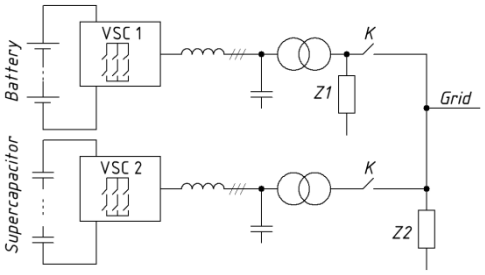



Рис. 1 – Схема модульной системы из суперконденсатора и аккумуляторной батареи как пример многоуровневой интеграции.

Существует схема объединения суперконденсатора и батареи по звену постоянного тока с DC/DC преобразователями [10].

Современные решения силовой электроники для систем накопления

энергии реализуются на базе модульных многоуровневых полупроводниковых преобразователей.

Анализ последних исследований показал, что преобразователи для устройств большой мощности целесообразно строить на основе модульных и/или многоуровневых топологий [5-10]. Показательным примером является предложенный в работе [11] модульный преобразователь для статического компенсатора, который включает в себя несколько тиристорных двухуровневых инверторов напряжения, соединенных посредством трансформаторов. Последние используются для обеспечения гальванической изоляции и формирования многоступенчатого напряжения. В этих и подобных им предложенных вариантах преобразователей имеется ряд существенных недостатков. Прежде всего, использование трансформаторов приводит к снижению КПД и ограничению скорости роста напряжения из-за насыщения. Кроме того, использование трансформаторов увеличивает массогабаритные показатели системы.

Имеются и безтрансформаторные решения [5-11]. Модульные топологии таких преобразователей предложены авторами работ [5, 6, 8-10].

К наиболее удачным вариантам можно отнести устройства, основанные на параллельных преобразователях напряжения, не требующие трансформаторов [12].

Предложенный модульный преобразователь может быть использован при разработке систем накопления электрической энергии средней и большой мощности.

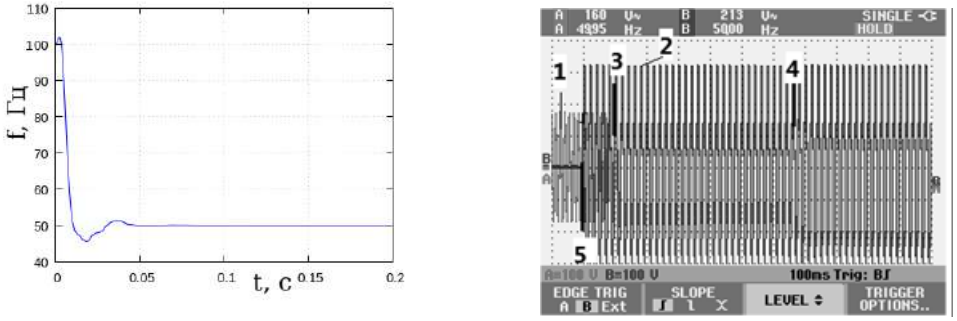
**Синхронизация в многоуровневых системах**

Важной особенностью многоуровневой интеграции является обеспечение синхронизации с сетью, особенно, когда сеть имеет высокое значение напряжения короткого замыкания [5, 6], несимметрична и содержит гармоники. Одним из решений является использование систем фáзовой автоподстрóйки частоты (ФАПЧ) с фильтрацией, привязанной к частоте синхронизации. В частности, возможно решение уравнений (1), представляющего блок синхронизации [6].

$$\begin{cases} \dot{\omega}_0=\left(k\cdot\omega_0^m,\right)\cdot\left(x^2-y_1-2\,y_3\cdot x\cdot\omega_0\right), \\ \dot{y}_1=2\cdot\left(2\,x^2-y_1\right)\cdot\omega_0-8\left(x\cdot y_3-y_2\right)\cdot\omega_0^2, \\ \dot{y}_2=2\cdot\left(x\cdot y_3-y_2\right)\cdot\omega_0-x^2, \\ \dot{y}_3=x-\omega_0\cdot y_3 \end{cases} \quad \begin{matrix} k\in[1,2], m\in\{1,2\}, \\ \omega_0(0)=\Omega,\, y_{1,2,3}(0)=0, \\ x=\sin(\omega\cdot t) \end{matrix} \tag{1}$$

На рис. 3А) представлены диаграммы работы блока ФАПЧ на основе (1) с начальными условиями, вдвое превышающими рабочую частоту, время установления составляет 0.6...1.2 периода сети. Дополняя контур управления фазой, можно избежать чрезмерных токов и перенапряжений, возникающих из-за рассогласования частоты ФАПЧ преобразователя и генератора при переходных процессах. Скорость разработанных алгоритмов ФАПЧ позволяет синхронизироваться за интервал времени

порядка одного периода. Также следует отметить, что алгоритмы работают с «мягкой» сетью с напряжением короткого замыкания порядка 12%, имеют возможность обеспечить устойчивость алгоритмов идентификации параметров сети и алгоритмов управления преобразователем. При этом, напряжение сети может иметь относительно высокий уровень помех или гармонических составляющих, до 8% от действующего значения основной гармоники.

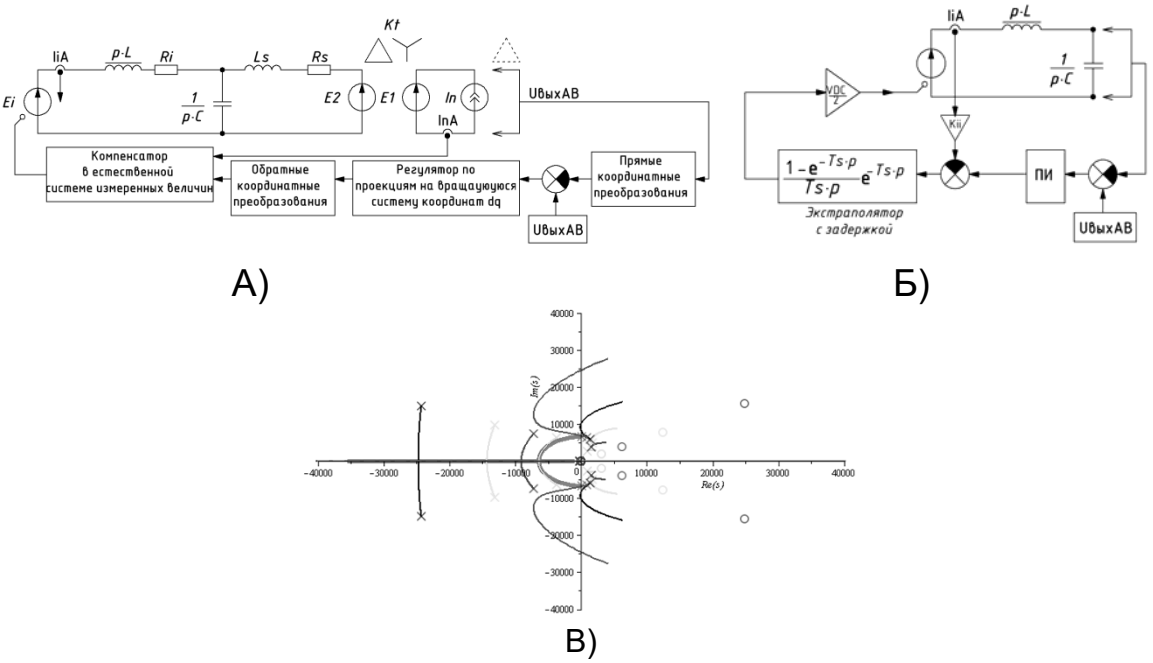



А) Б)

Рис. 3 – Восстановленный опорный сигнал при наличии зашумлённого входного сигнала: А) — переходной процесс синхронизации,
Б) – процесс перехода из островного режима работы в сетевой.

На рис. 3Б) представлены осциллограммы работы преобразователя в режиме синхронизации с сетью и перехода из островного режима работы в сетевой. В момент времени 1 напряжение инвертора и его частота и амплитуда (для наглядности) существенно отличаются от сетевой и имитируют островной режим работы. В момент времени 5 происходит включение сетевого напряжения 2. В следующий момент производится синхронизация (в течении 1-2 периодов по частоте), при этом, однако, амплитуда и частота на выходе изменяются с использованием ограничений по скорости. На интервале 3-4 производится плавная подстройка фазы выходного напряжения под сетевое и только в момент времени 4 производится замыкание байпасного контактора. Плавное изменение частоты инвертора сделано прежде всего с точки зрения возможного прямого подключения электрических двигателей, которые чувствительны к большой скорости изменения частоты.

На рис. 4 приведена схема простейшего регулятора, на основе которой можно оценить область устойчивости при наличии и отсутствии запаздывания, в том числе от параметра частоты дискретизации при наличии высокочастотных полюсов выходного LC-фильтра. На рис. 4 представлена диаграмма контуров полюсов при варьировании параметра отрицательной обратной связи (ООС) по току инвертора Kii. В случае, изображённом на рис. 4А), задержка отсутствует и система представляет собой классический вариант стабилизации напряжения, на рис. 4Б видно ограничение области устойчивости из-за запаздывания при вычислениях, требующего коррекции разработанными методами.




А) Б)

В)

Рис. 4 – А) Общая система управления преобразователем с учётом наличия фильтра с высокой частотой резонанса, Б) – модель преобразователя с запаздыванием, В) годограф полюсов при варьировании параметра регулятора и различном запаздывании.

С точки зрения передачи информации можно отметить необходимость коррекции запаздывания $e^{-\tau \cdot p}$информационного канала связи. В этом случае для анализа применяется аппроксимация Паде в виде звена первого порядка, которое затем используется для оценки устойчивости системы в целом. При недостатке информации от соседних систем управления накопителя применяется динамическое изменение топологии управления, заключающееся в обеспечении локальных требований. Если имеется запаздывание, связанное с изменением времени прохождения пакетов данных, может применяется усреднённое значение запаздывания и управление на основе предиктора.

**Заключение**

Разработаны модели многоуровневой интеграции, позволяющие разделить систему генерирования и потребления по временным и интегральным характеристикам с точки зрения преобразуемой электрической энергии, а также с использованием иерархии передачи данных и информации между управляющими системами:

- показана эффективность варианта при использовании синхронизируемых генерирующей станции, накопителя и потребителя в сетях переменного тока;

- показана эффективность многоуровневой интеграции с точки зрения использования унифицированных модулей на основе батарей и суперконденсаторов;

- сформулированы требования к иерархической структуре системы управления при многоуровневой интеграции с разбиением на физические и логические модули;
- показана эффективность синхронизации на основе взаимодействия системы управления преобразователя и синхронизирующей подсистемы;
- показана возможность интеграции накопителей и преобразователей с использованием многоуровневой техники.

**Литература**

1. Yingjie Tan; Kashem M. Muttaqi. Multilevel energy storage based frequency regulation in remote area power supply systems // 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON) 2016 Pages: 1 - 6, DOI:10.1109/POWERCON. 2016.7754028.
2. Ziping Wu; Wenzhong Gao; Huaguang Zhang; Shijie Yan; Xiao Wang. Coordinated Control Strategy of Battery Energy Storage System and PMSG-WTG to Enhance System Frequency Regulation Capability // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2017, Volume: 21, Issue: 5. Pages: 1 - 10, DOI: 10.1109/TSTE.2017.2679716.
3. Mohamed Y. A. I. and Radwan A. A., Hierarchical Control System for Robust Microgrid Operation and Seamless Mode Transfer in Active Distribution Systems // IEEE Transactions on Smart Grid, 2011, Vol. 2, No. 2, pp. 352-362.
4. Analytical Methods for Characterizing Frequency Dynamics in Islanded Microgrids with Gensets and Energy Storage / Renjit A.A.; Mondal A.; Illindala M. S.; Khalsa A.S. // IEEE Transactions on Industry Applications. 2017, Volume: 58, Issue: 1. Pages: 81 - 91, DOI: 10.1109/TIA.2017.2657481.
5. D.-I. Stroe; V. Knap; M. Swierczynski; A.-I. Stroe; R. Teodorescu. Operation of a Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective // IEEE Transactions on Industry Applications. 2017, Volume: 58, Issue: 1. Pages: 430 - 438, DOI: 10.1109/TIA.2016.2616319. IEEE Journals & Magazines.
6. Zhoraev T.Y., Turnaev S.S., Novikov N.L., Novikov A.N., Kharitonov S.A. Single Phase PLL for a Distorted Grid // 2019 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), Saint Petersburg and Moscow, Russia, June 2019, pp. 2187-2193.
7. Tang F., Guerrero J.M., Vasquez J.C., D. Wu, Meng L. Distributed Active Synchronization Strategy for Microgrid Seamless Reconnection to the Grid Under Unbalance and Harmonic Distortion // IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, Vol. 6, No. 6, pp. 2757-2769.
8. Lu C., Zhou Z., Jiang A., Luo M., Shen P., Han Y. Comparative performance evaluation of phase-locked loop (pll) algorithms for singlephase grid-connected converters // 2016 IEEE 8th International Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC-ECCE Asia), May 2016, pp. 902–907.
9. De Breucker S., Engelen K., D'hulst R., Driesen J., Impact of current ripple on Li-ion battery ageing // 2013 World Electric Vehicle Symposium and Exhibition (EVS27), Barcelona, June 2013, pp. 1-9.

10. Sikkabut S. et al., Control of High-Energy High-Power Densities Storage Devices by Li-ion Battery and Supercapacitor for Fuel Cell/Photovoltaic Hybrid Power Plant for Autonomous System Applications // IEEE Transactions on Industry Applications, 2016, Vol. 52, No. 5, pp. 4395-4407.
11. de Almeida Carlos G. A., Jacobina C. B., dos Santos E. C., E. Fabrício L. L., Rocha N., Shunt Active Power Filter With Open-End Winding Transformer and Series-Connected Converters // IEEE Transactions on Industry Applications, 2015, Vol. 51, No. 4, pp. 3273-3283.
12. Adam G.P., Anaya-Lara O., Burt G., McDonald J. Transformerless STATCOM based on a five-level modular multilevel converter // 13th European Conference on Power Electronics and Applications, EPE, 2009, pp. 1 – 10.
13. Mohammadi H. P., Tavakoli Bina M., A Transformerless Medium-Voltage STATCOM Topology Based on Extended Modular Multilevel Converters // IEEE Transactions on Power Electronics, 2011, Vol. 26, No. 5, pp. 1534-1545.
14. Akagi H., Fujita H., Yonetani S., Kondo Y., A 6.6-kV Transformerless STATCOM Based on a Five-Level Diode-Clamped PWM Converter: System Design and Experimentation of a 200-V 10-kVA Laboratory Model // IEEE Transactions on Industry Applications, 2004, Vol. 44, No. 2, pp. 672-680.

УДК: 620.97

# ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ НАКОПИТЕЛИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Бушуев[1] В.В., Новиков[*] А.Н.

**Аннотация**

Развитие электроэнергетики в настоящее время происходит под влиянием нескольких технологических трендов - «цифровизация» инфраструктур и переход к интеллектуальному управлению и инжинирингу.

Главное значение накопителей – не просто решить задачу энергообеспечения при перерывах внешнего питания, а сформировать новую энергетическую инфраструктуру, свободную от ограничений непрерывности одного вида электрических процессов, а по сути – значительно расширить вид и форму энергетических объединений, позволяющих интегрировать автономные, распределенные и централизованные системы, включая новые центры генерации и потребления, в общую энергетическую «систему систем».

**Ключевые слова**: накопители электрической энергии, многоуровневый преобразователь, суперконденсатор, активный фильтр, распределённая генерация, автономная электроэнергетика энергетика.

## Перспективы технологии хранения электроэнергии

Развитие электроэнергетики в настоящее время происходит под влиянием нескольких технологических трендов.

Во-первых, «цифровизация» инфраструктур – разворачивание систем интеллектуального учета энергетических потоков, систем распределенной автоматизации, систем контроля оперативного состояния оборудования и качества энергоснабжения, формирования цифровых моделей для оптимального управления функционированием и развитием энергосистемы.

Во-вторых, глубокая децентрализация производства энергии - масштабное вовлечение в энергосистему распределенных энергетических ресурсов (в т.ч. ВИЭ), оптимальное сочетание большой, распределенной и автономной энергетики, использование потенциала многофункциональных энергетических объектов (например, ко- и три-генерационных установок).

В-третьих, переход к интеллектуальному управлению и инжинирингу – внедрение интеллектуальных кибер-физических устройств, использование методов и инструментов искусственного интеллекта для автоматиче-

[1] ОИВТ РАН, г. Москва, Россия
[*] НТЦ Энергобезопасность, г. Москва, Россия, novikov@energo365.ru

ского управления технологическими процессами и коммерческими отношениями, а также для автоматического инжиниринга, настройки, восстановления систем управления.

Формируемая таким образом новая технологическая модель электроэнергетики будет характеризоваться увеличением сложности энергосистем, связанной с появлением существенной доли распределенной генерации, формированием нового типа субъекта - активных потребителей, соединяющих в себе функции потребления и производства энергии, повышением требований потребителей энергии по доступности, качеству и надежности.

Технологическим способом снижения этой сложности является массовое применение накопителей электроэнергии, приводящее к разрыву базовой парадигмы построения энергосистемы: одновременное и синхронное производство и потребление электроэнергии.

Потенциальные области применения накопителей электроэнергии в энергосистеме, среди прочего, включают: сглаживание неравномерности производства и потребления (в том числе сглаживание неравномерности производства электроэнергии на ВИЭ), регулирование напряжения и частоты, предоставление горячего резерва мощности, аварийное питание для предотвращения развития системных аварий (при секционировании энергосистемы) и для восстановления энергосистемы после аварии, аварийное питание потребителя электроэнергии. Особая ценность накопителей состоит в том, что они могут осуществлять перечисленные функции одновременно.

**Современное состояние и тенденции развития систем аккумулирования электроэнергии для обеспечения надежности работы ЭЭС**

Аккумулирование энергии позволит увеличить мощность и время работы базовых электростанций, улучшив тем самым технико-экономические показатели крупных энергоблоков благодаря существенному уменьшению эксплуатационных расходов, уплотнить график нагрузки и компенсировать ее пиковые изменения. Кроме того, накопители могут существенно повысить устойчивость крупной станции при обеспечении баланса мощности электроэнергетической системы. Включение накопителя в энергосистему в качестве самостоятельной структурной единицы является объективной необходимостью и на ближайшую перспективу нет альтернативных решений для мощных ТЭС и АЭС с накопителями энергии. Можно ожидать, что более 10% всей вырабатываемой энергии, прежде чем попасть к потребителю, будут проходить через системы накопителей.

На современном этапе развития Единой энергетической системы (ЕЭС) динамические свойства энергообъединений настолько усложнились и системная автоматика достигает такого уровня сложности, что могут возникать проблемы в отношении устойчивости, регулирования частоты и активной мощности [1,2 и др.]. Именно сложность динамических

свойств энергообъединений и отсутствие целостного взгляда на проблему управляемости привели к тому, что некоторые научно-исследовательские организации и специалисты считают неизбежной необходимостью выполнять объединения подсистем только через вставки постоянного тока, с целью секционирования энергообъединения по каналам распространения возмущений, обеспечивающих либо полное разделение системы по возмущениям, либо интенсивное затухание по мере их трансляции.

Переходные процессы в сложных энергообъединениях представляют собой взаимообусловленную совокупность движений локального (в подсистемах) и межсистемного (обменного) характера. Результатом взаимодействий выступает процесс распространения и распределения возмущения, проявляющийся в том, что движение, инициированное возмущением в одной из подсистем, последовательно и постепенно, через промежуточные подсистемы, транслируется вдоль энергообъединения, вызывая развитие переходных процессов в удаленных от места возмущения регионах. Возмущения, действующие на ОЭС можно разделить по частотному спектру на высокочастотные (с периодом менее 1 минуты), низкочастотные (с периодом колебания до 5 минут) и инфранизкочастотные (с периодом колебания более 5 минут). Высокочастотные составляющие колебаний мощности (так называемые "шумы" системы), хотя они, как правило, имеют небольшую амплитуду, но могут угрожать устойчивости связи, особенно слабой. Низкочастотные колебания мощности имеют большую амплитуду и связаны с действительными обменами мощности.

Таким образом, вытекает правомерность постановки и необходимость решения задачи управления процессами распространения возмущений, весь комплекс противоаварийных мероприятий и системная автоматика предназначены для ее решения. Решение проблемы локализации возмущений с помощью средств регулирования и противоаварийного управления во многом определяют надежностные показатели работы протяженных энергообъединений.

В понятии «надежность функционирования электроэнергетической системы» целесообразно выделить понятие схемная и режимная надежности. Схемная надежность в основном связана со структурой системы. Режимная надежность является сложной функцией структуры, динамических и статических параметров, диапазона осуществляемых режимов, статистических параметров возмущающих воздействий. Обеспечение схемной надежности, т.е. построение системы с достаточным уровнем резервирования при отказах элементов, автоматически не приводит к системе с высоким уровнем режимной надежности во всем диапазоне пространства состояний. Режимная надежность определяется технологическими ограничениями (в том числе по устойчивости), процессами распространения возмущающих воздействий и развития аварийных состояний.

Многочисленные системные испытания позволили обнаружить одну

важнейшую общую закономерность для переходных явлений в объединенных энергосистемах. Чем более низкочастотный спектр рассматриваемых движений, тем более системный характер они приобретают, т. е. низкочастотные движения определяются не столько региональными параметрами района возмущения, сколько свойствами всей системы в целом [3].

Целостный взгляд на анализ динамических свойств энергообъединений позволяет оценить эффективность традиционных средств регулирования (АРВ, АРС, АРЧМ), а также определить необходимость создания принципиально новых комплексов электрооборудования – накопителей энергии и устройств управляемых (гибких) систем электропередач переменного тока - Flexible Alternating Current Transmission System (FACTS).

Новые возможности появились с разработкой управляемых статических компенсаторов реактивной мощности (СТК и СТАТКОМ), которые, кроме обеспечения требуемого баланса реактивных мощностей и поддержания уровня напряжения, при соответствующих законах регулирования могут эффективно демпфировать как локальные колебания, так и системные.

При анализе системных испытаний, все возмущения (изменения нагрузки ОЭС) разделены на три группы: возмущения, связанные с отклонением графика нагрузки от запрогнозированного; кратковременные случайные колебания не превышающие 2÷5% общей мощности; крупные возмущения.

Количественные характеристики этих составляющих возмущений являются исходными данными для определения допустимых значений перетоков, а также для предъявления требований к системной автоматике и к регулирующим станциям, включающие в себя регулировочный диапазон и требуемую скорость изменения мощности станций в пределах регулировочного диапазона.

Активное внедрение систем накопления энергии (СНЭ) в энергосистемах в какой-то мере позволит преодолеть указанные выше проблемы. Предлагаемые СНЭ могут ранжироваться по мощности от нескольких кВт до тысяч МВт. Время разряда может также меняться от сотых долей секунды до нескольких суток. СНЭ могут управляться локально и с удаленных центров управления. Они могут быть спроектированы таким образом, чтобы очень быстро реагировать на управляющие команды. СНЭ могут потреблять и выдавать активную мощность, а в соединении с устройствами силовой электроники – реактивную мощность. В зависимости от потребностей энергосистемы СНЭ могут обеспечить регулирование частоты и напряжения, сдвиг во времени потребления и генерации, регулировку мощности на выходе системы ВИЭ+СНЭ, расширить возможности диспетчерского управления. Они могут быть спроектированы для потребностей распределительной и/или передающей сети, для одноцелевого использования или многоцелевого использования, или для целей управления на стороне потребителя.

В настоящее время некоторые технологии накопления энергии не являются экономически эффективными, и в перспективе необходимо снизить, в первую очередь, капитальные затраты. Стоимость различных СНЭ и выгода от их применения в значительной степени зависят от их структуры в терминах мощности разряда (МВт) и энергетической емкости (МВт·ч). Независимым системным операторам (НСО), энергокомпаниям, продавцам и провайдерам технологий накопления энергии необходимо активно формировать правила развивающегося рынка СНЭ, а также эксплуатационные требования с тем, чтобы добиться максимальной экономической эффективности от применения СНЭ. В идеале рынки и тарифы должны быть спроектированы таким образом, чтобы можно было бы воспользоваться преимуществами СНЭ без дополнительных неоправданных затрат.

Распределенная система накопления энергии является основой построения скоординированной системы локализации возмущающих воздействий в узле по активной и реактивной мощности любого спектра. Экономически целесообразно спектр изменения активной мощности накопителей энергии ограничить периодом колебаний 25 минут, поскольку спектр колебаний свыше 25 минут экономически целесообразно возлагать на генерирующие источники, например на газотурбинные станции, которые при таком спектре возмущающих воздействий будут работать экономично и надёжно. Экономические показатели многофункциональной быстродействующей системы управления режимами энергосистем можно повысить, привлекая к регулированию потребителей энергии, которые будут подключаться к этой задаче с экономической выгодой для них. Таким образом, сетевые накопители энергии с соответствующей системой управления позволят обеспечить качество электрической энергии по частоте, действующему значению напряжения, форме его кривой, симметрии и импульсам напряжения. Улучшение качества электрической энергии существенно влияет на народно-хозяйственный эффект, поскольку потребители работают в номинальных режимах (повышается срок службы электрооборудования), улучшение нормального функционирования электроприёмников, отсутствие провалов напряжения и высших гармоник тока и напряжения.

Таким образом, распределенные схемы накопления являются первоочередной задачей внедрения систем накопления энергии в единую электроэнергетическую систему. Требуемая мощность систем накопителей энергии около 30 ГВт. Энергоёмкость систем накопления около 15 ГВт•ч.

**Основные типы накопителей**

Наиболее удобной с практической точки зрения представляется классификация на электрохимические и физические накопители энергии. Первые – преобразуют электрическую энергию в химическую энергию веществ, вторые – в механическую энергию.

**Гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС)**

ГАЭС являются одной из самых ранних технологий запасания больших объемов энергии. Следует заметить, что основными факторами, определяющими возможность постройки ГАЭС, её максимальную емкость и капитальную стоимость, являются особенности рельефа местности, а также необходимость затопления значительных территорий.

**Гидронакопитель энергии гравитационного типа (ГЭГТ)**

ГЭГТ является развитием широко применяемых в настоящее время гидронакопителей в схемах гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Идея состоит в том, чтобы использовать воду в качестве гидравлического домкрата для поднятия тяжелого груза. Гравитационная система включает в себя следующие компоненты: рабочая масса (диск или поршень); корпус камеры, в которой поршень движется; домкрат, использующий воду в качестве гидравлической жидкости; системы преобразования энергии.

Есть много вопросов, касающихся методов строительства, уплотнения, структурной целостности, безопасности, преобразования энергии, управления поршнем. Предварительный анализ показывает, что получить практичные, реальные решения с учетом современного уровня развития науки и техники очень затруднительно, поскольку идет речь об очень больших давлениях, при этом плотность энергии поднятого груза очень низкая.

**Сверхпроводниковый индуктивный накопитель энергии (СПИНЭ)**

(Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES)). Небольшое практическое применение нашли передвижные СПИНЭ сравнительно небольшой энергоемкости (до $10^6$ дж.), широкое применение СПИНЭ возможно после разработке и создания СПИНЭ на базе высокотемпературных сверхпроводников. Ожидаемое время их практического применения 2025 гг.

Федеральное государственное унитарное предприятие "Государственный научный центр Российской Федерации Троицкий институт инновационных и термоядерных исследований" предложил и испытал новый вид сверхпроводниковой обмотки - компактный тор [9,10].

Традиционная, поддерживаемая внешним бандажом обмотка неизбежно деформируется под действием пондеромоторной силы. Такая деформация сопровождается тепловыми возмущениями, вызывающими переход обмотки в нормальное состояние при токах существенно меньших критического. Деформация уменьшена в меру жесткости пластины и происходит упруго. Возмущения не возникают. В ламинарной обмотке отсутствует деградация. Структурные пластины используются как хладопровод. Энергия запасается внутри тора с постоянной плотностью.

Удельная стоимость СПИНЭ с тороидальной обмоткой энергоёмкостью 10 ГВт•час составляет 300 $/кВт•час, что экономичней ГАЭС.

**Алюмо-водородная энергетика**

Алюминий по своему энергетическому потенциалу очень близок к водороду, считающемуся сегодня перспективным топливом. При этом алюминий лишён недостатков, свойственных водороду (чрезвычайно малая плотность газа и взрывоопасность). Когда речь идёт о хранении и транспортировке водорода, возникает масса вопросов, связанных с безопасностью. Также до сих пор не существует простого и недорогого способа производства водорода в массовых количествах из возобновляемых ресурсов.

Алюминий же по распространённости в природе стоит на первом месте среди металлов и на третьем, после кислорода и кремния, среди химических элементов. В обычных условиях алюминий химически инертен. Причём продукты его окисления можно вторично использовать для восстановления металла, поэтому нет необходимости значительно расширять добычу алюмосодержащих ископаемых.

В Объединённом институте высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН, Москва) разработали серию воздушно-алюминиевых топливных элементов.

Таким образом, алюминий может участвовать в распределении экологически чистой (по сравнению с ископаемыми топливами) энергии возобновляемых источников и АЭС и регулировании их генерирующей мощности. При этом наработанные оксиды снова возвращаются на алюминиевый завод для регенерации.

Перспективным топливом будущего является водород. Водород, как и алюминий, может быть доставлен к месту потребления и преобразован в полезную электрическую и тепловую энергию.

Водород может быть получен прямым электролизом воды электрическим током — так может решаться проблема хранения электроэнергии. Такая схема хранения может быть использована для регулирования работы электростанций как традиционного типа, так и на основе ВИЭ, в силу более высокой маневренности электролизера воды по сравнению с электролизером алюминия, который требует буферного накопителя из-за высокой чувствительности к изменению режимов работы. Однако на пути транспортировки баллонного водорода стоят серьезные ограничения, связанные с пожаро- и взрывоопасностью таких перевозок. Существует вариант с криогенным хранением водорода, но он также является не вполне безопасным и сопряжен с затратами на сжижение газа и последующими потерями при транспортировке за счет испарения. Достаточно широко распространен способ хранения водорода в гидридах интерметаллических и металлогидридных соединений, однако его существенным недостатком являются низкая емкость по водороду таких соединений (1–3%), высокая стоимость и малое количество циклов гидрирования-дегидрирования.

Традиционный вариант использования дизельного топлива помимо чисто экологических имеет и «энергетический» недостаток — плотность запасенной энергии меньше, чем у алюминия. Кроме того, алюминий в

отличие от водорода и дизельного топлива более удобен при транспортировке (не огнеопасен, не текуч, не испаряется).

Разрабатываемые технологии алюмоводородной энергетики могут быть применены как в «водородной экономике» будущего в качестве эффективного и безопасного способа транспортировки водорода и запасаемой энергии, так и в качестве дополнения существующих энергосистем в регионах, где отсутствуют централизованная газовая сеть или местные виды топлива. Применение алюминия для генерации водорода и энергии позволяет снизить нагрузку на окружающую среду. Эффективность применения подобных установок во многом определяется стоимостью исходного сырья и побочных продуктов реакции, а также наличием или отсутствием конкурирующих решений по централизованному энергоснабжению потребителей.

**Локализация производства СНЭ В России**

Ряд производителей предлагает законченные решения энергоустановок с накопителями энергии в широком диапазоне энергоемкости и мощности с использованием литий-ионных аккумуляторов. Использование магистрально-модульного принципа при создании накопителей и преобразователей электрической энергии большой энергоемкости и высокого напряжения на базе литий-ионных аккумуляторов в настоящее время является наиболее прогрессивным и широко используемым решением для изделий стационарного и транспортного применения.

Первая в Китае энергоёмкая система накопления электрической энергии (СНЭЭ) мощностью 100 МВт была изготовлена в 2018 году компанией Zhongtian Yipin Technology (которая входит в группу ZTT).

На подстанции Danjiang Dagang в г. Чжэньцзяне, СНЭЭ состоит из двух видов блок-контейнеров: 1 МВт / 2 МВт·ч (системных блок-контейнеров / батарейных блок-контейнеров).

В системе накопления электроэнергии (СНЭЭ) ZTT (в батарейных модулях) используется литий-ионные железо-фосфатные элементы (аккумуляторы) типа ZTT27173200 на 3,2 В ёмкостью 86 А.ч. Энергоёмкость одной (единичной) группы (одного батарейного блок-контейнера) СНЭЭ до 2,7 МВт·ч.

Ценовой показатель стоимости СНЭЭ в контейнере мощностью 1 МВт/энергоемкостью 1 МВт•ч составляет 100 млн рублей с учетом поставки, монтажа и пуско-наладочных работ.

ООО «ЗТТ Рус» планирует осуществлять поставку серийно изготавливаемых преобразователей-PCS (подсистему преобразования энергии) и батарейных стоек с батарейными модулями (подсистему накопления электрической энергии), включая шкафы DC распределения из Китая, а остальные подсистемы планирует изготавливать в России.

**Заключение**

1. Электроэнергетика является типичным примером холистической системы, все составные части которой (генерация, сеть, нагрузка) структурно и функционально (режимно) взаимосвязаны в одно целое.

Главное значение накопителей – не просто решить задачу энергообеспечения при перерывах внешнего питания, а сформировать новую энергетическую инфраструктуру, свободную от ограничений непрерывности одного вида электрических процессов, а по сути – значительно расширить вид и форму энергетических объединений, позволяющих интегрировать автономные, распределенные и централизованные системы, включая новые центры генерации и потребления в общую энергетическую «систему систем».

2. По оценкам экспертов в ближайшие 10 лет рынок накопителей энергии будет расти со среднегодовыми темпами, превышающими 30% с тенденцией к снижению удельной стоимости запасенной энергии.

**Литература**

1. Бут Д.А., Алиевский Б.Л., Мизюрин С.Р., Васюкевич П.В. Накопители энергии. М.: Энергоатомиздат, 1991, 400 с.

2. Экспериментальное определение режимных характеристик энергообъединений и межсистемных электропередач при параллельной работе ОЭС Сибири и Казахстана в составе ЕЭС СССР / В.Ф. Тимченко, А.А. Хачатуров, Н.Л. Новиков, В.А. Киладзе, Ю.И. Парамонов, В.И. Решетов, В.В. Бушуев, М.И. Кобытев, Ю.П. Щеглов // Повышение надежности объединений энергосистемы Северного Казахстана. Алма-Ата, 1977, с. 94-107.

3. Автоматическое регулирование частоты и активной мощности в энергосистемах // Энергетика за рубежом, 1967, 70 с.

4. Бушуев В.В., Лизалек Н.Н., Новиков Н.Л. Динамические свойства энергообъединений. М.: Энергоатомиздат, 1995, 320 с.

5. Hingorani N. G. and Gyugyi L. Understanding FACTS concepts and technology of flexible AC transmission systems. IEEE Press, New York, 2000, 286 p.

6. http://energystorageexchange.org/projects

7. Joint EASE/EERA Recommendation for a European Energy Storage Technology Development Roadmap Towards 2030, *Final Report,* March 2013.

8.Попель О.С., Тарасенко А.Б. Накопители электрической энергии // Энергоэксперт. 2011, №3. с. 28-37.

9. Ковалев Г.Ф. Ветрогидроэнергетический комплекс с гидравлическим накопителем энергии гравитационного типа как источник надёжного электроснабжения // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Международный научный семинар им. Ю.Н. Руденко. Иркутск. 2015, с. 146-155.

10. Клименко Е.Ю., Малофеев А.М., Новиков С.И. Superconducting magnets for MHD Ship Propulsion. // В книге «Applied Superconductivity», ред.

H.C.Freyhardt, DGM informationsgesellschaft veriag, 1993, том 2, 953-955 (Материалы конференции EUCAS, октябрь 1993, Геттинген, Германия).

11. Патент RU(11) 2 370 923(13) C2. Тороидальная обмотка с однородным модулем магнитного поля. Клименко Е.Ю., Полулях Е.П.

12. Yingjie Tan; Kashem M. Muttaqi. Multilevel energy storage based frequency regulation in remote area power supply systems // 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON) Year: 2016 Pages: 1 - 6, DOI:10.1109/POWERCON.2016.7754028

13. Ziping Wu; Wenzhong Gao; Huaguang Zhang; Shijie Yan; Xiao Wang. Coordinated Control Strategy of Battery Energy Storage System and PMSG-WTG to Enhance System Frequency Regulation Capability. // IEEE Transactions on Sustainable Energy. Year: 2017, Volume: PP, Issue: 99. Pages: 1 - 1, DOI: 10.1109/TSTE.2017.2679716

14. Analytical Methods for Characterizing Frequency Dynamics in Islanded Microgrids with Gensets and Energy Storage. // Ajit A. Renjit; Abrez Mondal; Mahesh S. Illindala; Amrit S. Khalsa. // IEEE Transactions on Industry Applications. Year: 2017, Volume: PP, Issue: 99. Pages: 1 - 1, DOI: 10.1109/TIA.2017.2657481

15. Daniel-Ioan Stroe; Vaclav Knap; Maciej Swierczynski; Ana-Irina Stroe; Remus Teodorescu. Operation of a Grid-Connected Lithium-Ion Battery Energy Storage System for Primary Frequency Regulation: A Battery Lifetime Perspective. // IEEE Transactions on Industry Applications. Year: 2017, Volume: 53, Issue: 1. Pages: 430 - 438, DOI: 10.1109/TIA.2016.2616319. IEEE Journals & Magazines

16.Фортов В.Е., Сон Э.Е., Деньщиков К.К., Жук А.З., Новиков А.Н., Новиков Н.Л. Гибридный накопитель электроэнергии для енэс на базе аккумуляторов и суперконденсаторов // Инновационные технические решения в программе НИОКР ПАО «ФСК ЕЭС» Сборник статей. М.: 2016, с. 198-212.

17. Zhuk A.Z., Denschikov K.K., Buzoverov E.A., Jiht Ras, NOVIKOV, N.L. Novikov A.N., Zhoraev T.YU., Kucherov YU.N. Hybrid Energy Storage System for Power Systems Based on Lithium-Ion Batteries and Supercapacitors // CIGRE 2016, 10 p.

18. Алюмоводородная энергетика / Под ред. акад. РАН А. Е. Шейндлина. М.: ОИВТ РАН, 2007, 426 с.

19. http://digitalsubstation.com/blog/2017/02/27/krupnejshij-nakopitel-energii-otkryt-v-kalifornii/

УДК: 621.311.018

# УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ГИБКОЙ МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ НА ОСНОВЕ АСИНХРОНИЗИРОВАННЫХ СИНХРОННЫХ МАШИН (часть 1)

Супрунов[1,*] И.С., Дворкин[2] Д.В., Новиков[3] Н.Л.

**Аннотация**

В статье рассмотрены вопросы применения асинхронизированных синхронных машин, соединенных общим валом, и алгоритмизация их работы для управления комплексным потокраспределением в энергосистеме, представленной в общем виде двумя крупными подсистемами и неоднородной сложнозамкнутой связующей сетью 220-500 кВ. В первой части статьи основной упор сделан на улучшение параметров установившихся режимов. При этом параметризация рассматриваемой системы помимо основных задач также направлена на повышение качества и надежности электроснабжения потребителей, а также на повышение пропускной способности сети. Важным достоинством настоящей работы является тот факт, что аналогичные труды на представленную тему фокусируются на оптимизации установившихся режимов, в то время как достигнутые авторами результаты, помимо этого, дают возможность качественно улучшить протекание переходных процессов, что будет отражено во второй части статьи.

**Ключевые слова:** неоднородная сеть, гибкие линии, сечение, асинхронизированная синхронная машина, качество электроэнергии.

## Введение

Объединение крупных энергосистем (ЭС) обусловливает значительные перетоки мощности по межсистемным связям, вызванные широким списком причин, таких как обеспечение системной надежности, часовыми эффектом и пр. [1-3]. При этом сравнительная хаотичность развития крупных узлов потребления внутри ЭЭС и различных элементов межсистемных связей приводит к тому, что в определенный момент существующая сетевая инфраструктура становится неспособной обеспечить нормальное функционирование сети при заданных фактических межсистемных

[1] Автор для переписки, ведущий эксперт Отдела развития энергетических систем в АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем», 109074, РФ, г. Москва, Китайгородский пр., д.7/стр. 3, suprunov-is@ntc-msk.ru

[2] к.т.н., ведущий специалист Отдела развития энергетических систем в АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем», 109074, РФ, г. Москва, Китайгородский пр., д.7/стр. 3, dvorkin-dv@so-ups.ru

[3] д.т.н., профессор кафедры Электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», член диссертационного совета при АО «НТЦ ФСК ЕЭС», 115201, РФ, г. Москва, Каширское шоссе, д.22к3, novikov_nl@ntc-power.ru

перетоках ввиду недостаточной пропускной способности [1-15]. Одним из способов повышения пропускной способности является внедрение технологий гибких сетей на базе асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АС ЭМПЧ) [3,5,6,16-18]. В данной статье рассматривается возможность применения АС ЭМПЧ для повышения пропускной способности сети и учитываются основные технико-экономические факторы.

Поскольку сооружение гибкой межсистемной связи на базе АС ЭМПЧ требует значительных затрат, поэтому из экономических соображений рассматривается комбинированное решение, когда АС ЭМПЧ устанавливается параллельно с автотрансформатором (АТ) соизмеримой мощности вместо традиционной подстанции (ПС) с двумя АТ [17,19].

Важно отметить, что ранее уже были выпущены работы, посвященные рассмотрению возможностей внедрения АС ЭМПЧ с целью повышения пропускной способности. Так, в [20] предлагалось использовать токоограничивающий реактор, включённый параллельно с АС ЭМПЧ. Качественное отличие настоящей статьи от упомянутой диссертации заключается в том, что в последней исследовались свойства гибкой межсистемной связи в установившихся режимах на упрощённых моделях ЭС. При этом во внимание не принималось влияние генерирующего оборудования на режимы работы ЭС, а также регулирование уровня напряжения на статические характеристики нагрузки. Таким образом, оставались не решёнными вопросы комплексного исследования режимов работы подобного двухкомпонентного устройства в сложной энергосистеме в установившихся режимах и переходных электромеханических процессах.

**Модель АС ЭМПЧ в общем виде**

Для создания гибкой межсистемной связи был выбран комплекс на основе АС ЭМПЧ, поскольку он позволяет [3,5,7,8, 21,22]:

- управлять перетоком активной мощности в широких пределах;
- регулировать напряжение и баланс реактивной мощности в узле своего подключения;
- обеспечивать полную гальваническую развязку двух крупных участков сети, значительно ограничивая подпитку токов короткого замыкания и кондуктивного распространения искажений качества электрической энергии;
- работать в качестве накопителя электроэнергии.

Преобразователь АС ЭМПЧ представляет собой управляемое силовое устройство, включающее в себя две асинхронизированные синхронные машины (АСМ) *М*, роторы которых объединены общим валом, подключаемые к трёхфазному источнику электроэнергии, статические преобразователи частоты, питающие систему возбуждения АС ЭМПЧ, регулятор возбуждения и прочих вспомогательных систем (рисунок 0) [10,15,22-30]. На роторе каждой из машин преобразователя размещаются две сим-

метрично располагаемые обмотки возбуждения *d-d* и *q-q*, питание которых осуществляется от *П1* и *П2* переменным током с частотой $\omega$.

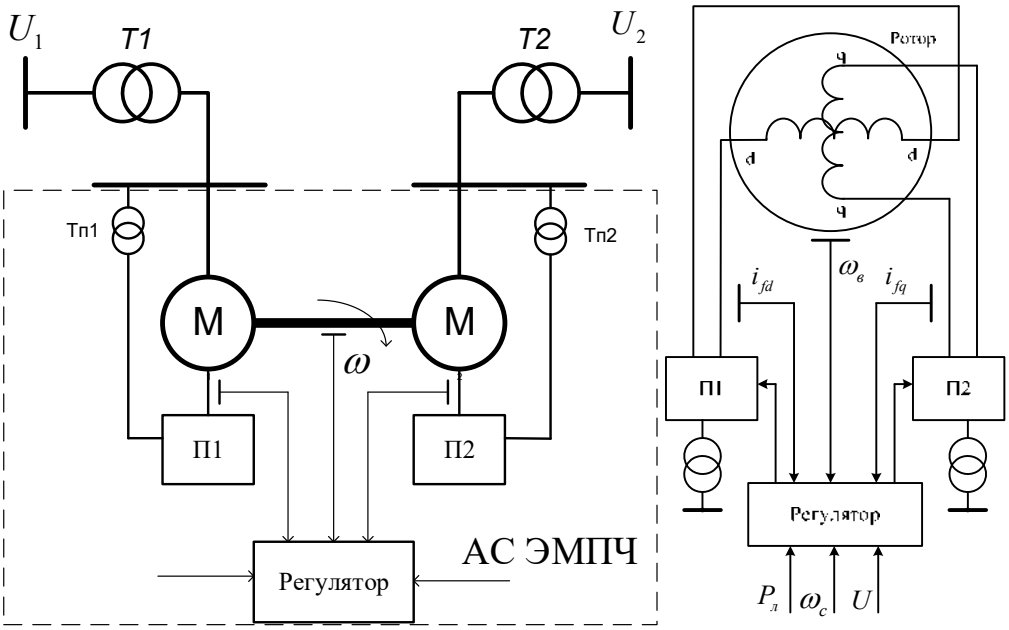



Рис. 1 – Принципиальная схема АС ЭМПЧ и его системы возбуждения.

Частота вращения поля обмоток ротора $\omega_\xi$ формируется в зависимости от скорости вращения вала АС ЭМПЧ $\omega_в$ и выбираемой в качестве желаемой частоты ориентации $\omega_{op\,\xi}$, с которой необходимо обеспечить вращение вектора ЭДС $E_\xi$ каждой из машин $\xi$ АС ЭМПЧ (где $\xi$=1,2 – соответствует номерам подсистем, к которым подключаются машины АС ЭМПЧ) [31]:

$$\omega_\xi = \omega_{op\,\xi} - \omega_в. \quad (1)$$

В установившемся режиме частота вращения ЭДС $E_\xi$ определяется по выражению:

$$\omega_{E\xi} = \omega_в + \omega_\xi. \quad (2)$$

При подстановке выражения (2) в (1) видно, что частота вращения ЭДС определяется согласно закону:

$$\omega_{E\xi} = \omega_{op\,\xi}. \quad (3)$$

Таким образом, частота вращения ЭДС не зависит от частоты вращения вала $\omega_в$. Частота $\omega_{op}$ принимается равной частоте $\omega_\xi$ той подсистемы $\xi$, с которой машина имеет электрическую связь. Изменяя модуль и фазу ЭДС $E_\xi$ с помощью автоматического регулятора, можно осуществлять необходимый режим работы АС ЭМПЧ.

Так как магнитный поток в роторе образуется как результирующий двух потоков *d-d* и *q-q*, которые создаются токами возбуждения $i_{fd}$ и $i_{fq}$, то соответствующий результирующему потоку ток ротора можно рассматривать как пространственный вектор в собственной системе координат

ротора (*d*, *q*), ось координат которой (ось *d*) совпадает с осью обмотки *d*-*d*, а ось абсцисс (ось *q*) – с осью обмотки *q*-*q*. Принимается, что ось *d* мнимая, а ось *q* действительная. Тогда, ток в обмотке возбуждения определяется согласно выражению:

$$\dot{I}_f = i_{fq} + j \cdot i_{fd}. \tag{4}$$

В описанных координатах уравнения Парка-Горева принимают вид:

$$\left.\begin{aligned} -\dot{u}_s &= \frac{1}{T} x_s \cdot \dot{i}_s + \left(p + j\omega_{\text{ор}}\right) \cdot \left(x_s \cdot \dot{i}_s + \dot{e}_f\right) \\ \dot{u}_f &= \dot{e}_f + \left[p + j\left(\omega_{\text{ор}} - \omega_{\text{в}}\right)\right] \cdot \left(\mu \cdot x_s \dot{i}_s + \dot{e}_f\right) \cdot T_f \\ T_f \cdot p\omega_{\text{в}} &= -\sum_{\xi=1}^{2} Re\left(j \cdot \dot{e}_{f\xi} \hat{i}_{s\xi}\right) \end{aligned}\right\}, \tag{5}$$

где $\dot{u}_f = x_{af} \cdot \dot{u}_f^{\text{в}} / r_f$ – приведённое напряжение возбуждения, пропорциональное напряжению $\dot{u}_f^{\text{в}}$, приложенному к обмоткам возбуждения; $\dot{e}_f = x_{af} \cdot \dot{i}_f$ – приведённый ток ротора, пропорциональный току $\dot{i}_f$; $T_f = x_f / r_f$ – постоянная времени обмотки ротора; $\mu = x_{af}^2 / (x_s \cdot x_f)$ – коэффициент магнитной связи между обмотками статора и ротора; $T = x_s / r_s$ – постоянная времени обмотки статора.

Автоматический регулятор возбуждения АС ЭМПЧ обеспечивает гармоническое изменение подводимого к обмоткам возбуждения напряжения управления $\dot{u}_f$ с частотой $\omega_f$, т.е. изменение его модуля и фазы в зависимости от режима работы комбинированного устройства управления и примыкающих к нему подсистем. Для обеспечения вращения вектора ЭДС $\dot{E}_\xi$ напряжение возбуждения $\dot{u}_{f\xi}$ аналитически формируется согласно выражению [22,31-35]:

$$\dot{u}_{f\xi}^{(\text{ор})} = u'^{(\text{ор})}_{f\xi} + j u''^{(\text{ор})}_{f\xi}, \tag{6}$$

или в графическом виде, как показано на рисунке 0.

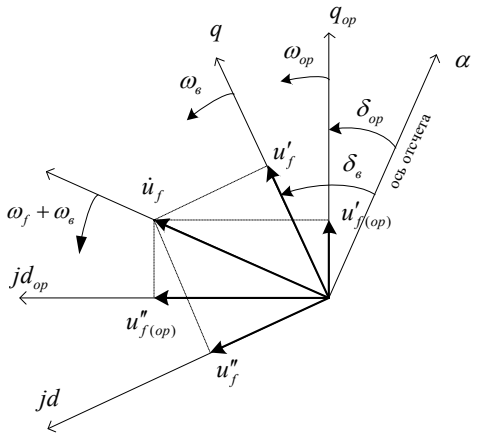



Рис. 2 – Вектор $\dot{u}_f$ и его проекции на оси $d_{\text{ор}}$, $q_{\text{ор}}$ и $d_\xi$, $q_\xi$.

Изменение модуля и фазы ЭДС $\dot{E}_\xi$ обусловливается изменением напряжения возбуждения $\dot{u}_{f\text{у}\xi}$, по закону:

$$\left.\begin{aligned} u'^{(\text{op})}_{\text{y}\xi} &= \alpha_0 + \sum_i W_i(p) \cdot \Delta\Pi_i \\ u''^{(\text{op})}_{\text{y}\xi} &= \beta_0 + \sum_j W_j(p) \cdot \Delta\Pi_j \end{aligned}\right\} \quad (7)$$

где $u'^{(\text{op})}_{\text{y}\xi}$ и $u''^{(\text{op})}_{\text{y}\xi}$ – проекции напряжения управления на оси $q_{\text{op}}$ и $jd_{\text{op}}$ соответственно; $\alpha_0$ и $\beta_0$ – параметры установившегося режима; $W_i(p)$, $W_j(p)$ – передаточные функции автоматического регулятора возбуждения (АРВ) АСМ; $\Pi_i$, $\Pi_j$ – параметры текущего режима.

Закон или алгоритм формирования частоты $\omega_f$ как функции частоты $\omega_{\text{op}}$ выбранного вектора ориентации и частоты вращения вала преобразователя $\omega_{\text{в}}$ однозначно определен из условия обеспечения установившегося режима при частоте вала $\omega_{\text{в}}$, отличной от частоты примыкающей подсистемы $\omega_{\text{op}}$ ($\omega_f = \omega_{\text{op}} - \omega_{\text{в}}$).

Для увеличения передаваемой по межсистемной связи мощности рассмотрен случай установки АС ЭМПЧ с включённым параллельно машинам АТ [19,20,29]. В целях упрощения комбинированное устройство управления перетоком мощности с АС ЭМПЧ и АТ обозначается как УУПМ (рисунок 0). В дальнейшем в работе рассматривается комбинированное устройство АС ЭМПЧ мощностью 200 МВт и АТ 500/220 кВ мощностью 500 МВА с комплексным сопротивлением 60 Ом.

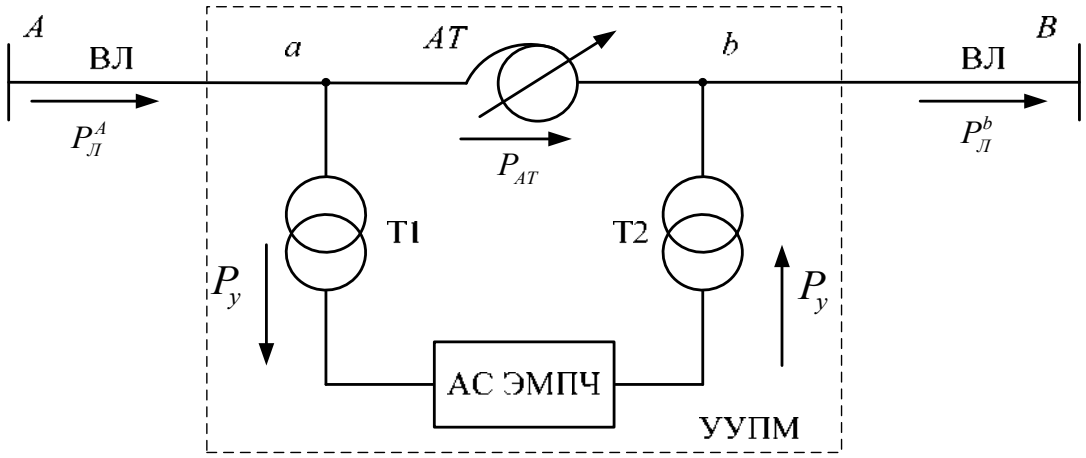



Рис. 3 – Структурная схема гибкой ВЛ с УУПМ.

Изменение перетока $P_Л^A$ осуществляется путем регулирования перетока активной мощности через АС ЭМПЧ, $P_{\text{y}}$. При этом активная мощность, протекающая через АТ, определяется согласно выражению [20,29]:

$$P_{\text{AT}} = P_Л^A - P_{\text{y}}. \quad (8)$$

Если уменьшается переток активной мощности $P_{\text{y}}$ через вставку в направлении от узла *a* к узлу *b*, то при этом уменьшается переток мощности $P_Л^A$ по линии электропередачи ВЛ. Уменьшение мощности $P_Л^A$ по ВЛ происходит и при изменении направления перетока $P_{\text{y}}$.

**Работа АС ЭМПЧ в УУПМ для управления гибкой межсистемной связью и увеличения её пропускной способности**

Принципиальная схема исследуемой неоднородной межсистемной связи, содержащей параллельно включённые ВЛ 220 и 500 кВ, связанные между собой на промежуточной подстанции через АТ, представлена на рисунке 0. Такую связь корректно характеризовать как неоднородную и сложнозамкнутую, в которой при увеличении активной мощности, передаваемой из одной системы в другую, в большей мере увеличивается переток мощности по ВЛ 220 кВ (ВЛ 2 и 3), чем по ВЛ 500 кВ (ВЛ 1). При этом в определенных режимах может быть достигнута пропускная способность ВЛ 2 и 3, в то время как ВЛ 1 останется недогруженной. Поэтому возникает потребность в управлении перетоком мощности по ВЛ 220 кВ в зависимости от режима с целью его ограничения $P_{\text{ВЛ220}} \leq P_{\text{доп}}$.

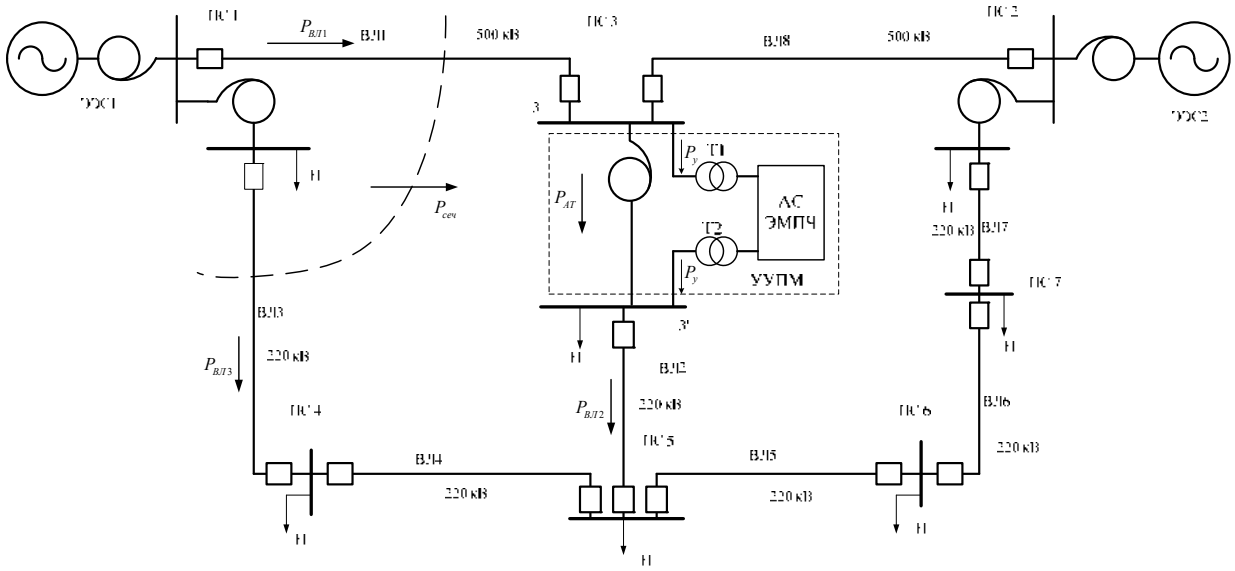



Рис. 4 – Электрическая схема исследуемой сети с комбинированным устройством.

В целях упрощения, при рассмотрении принципа управления перетоком мощности по ВЛ с помощью предлагаемого устройства вводится допущение, что расхождение векторов напряжений $U_A$ и $U_B$ по концам ВЛ в узлах *A* и *B* электрической сети энергосистемы постоянно (рисунок 0), то есть [29]:

$$\delta_{AB} = \delta_{Aa} + \delta_{ab} + \delta_{bB} = Const. \quad (9)$$

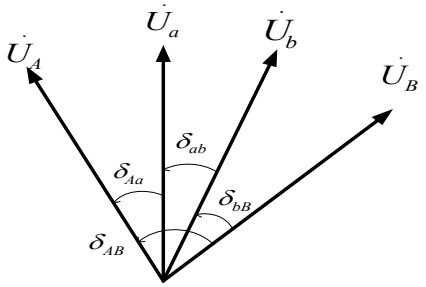



Рис. 5 – Векторная диаграмма напряжений ВЛ рассматриваемой электропередачи.

В силу численной малости величин активных сопротивлений участков электропередачи, принимая в качестве допущения, что модули напряжений в узлах *a* и *b* поддерживаются неизменными за счет регулирования

выдачи реактивной мощности синхронных машин, справедливо заключение, что передаваемая активная мощность по участкам линии $P_{Л}^{A}$ и $P_{Л}^{b}$ (рисунок 0) определяется углами сдвига между векторами напряжений $U_A$ и $U_a$, $U_b$ и $U_B$, то есть углами $\delta_{Aa}$ и $\delta_{bB}$ и модулями этих напряжений:

$$P_{Л}^{A} = P_{max}^{A}\, sin(\delta_{Aa} - \alpha_{Aa})\,; \tag{10}$$

$$P_{Л}^{b} = P_{max}^{b}\, sin(\delta_{bB} - \alpha_{bB}), \tag{11}$$

где $P_{max}^{A}, P_{max}^{b}$ – амплитудные значения активных мощностей, протекающих на участках *A-a* и *b-B*.

В границах принятых обозначений активная мощность, протекающая через АТ, определяется по выражению:

$$P_{\text{АТ}} = \frac{U_a U_b}{x_{\text{АТ}}} sin\, \delta_{ab}. \tag{12}$$

Исходя из выражения (12), угол сдвига между напряжениями $U_a$ и $U_b$:

$$\delta_{ab} = arcsin \frac{x_{\text{АТ}} P_{\text{АТ}}}{U_a U_b} \tag{13}$$

Анализ полученных выражений (10)-(13) показывает, что при $P_{\text{у}} > 0$ с уменьшением этой мощности, мощность $P_{\text{АТ}}$ и угол $\delta_{ab}$ увеличиваются. Тогда, согласно (9), величины углов $\delta_{Aa}$ и $\delta_{bB}$, активная мощность на участках электропередачи $P_{Л}^{A}$ и $P_{Л}^{b}$ и передаваемая по ВЛ мощность $P_{Л}$ уменьшаются. Наоборот, при увеличении мощности $P_{\text{у}} > 0$ значения описанных величин увеличиваются.

Увеличение перетока активной мощности в сечении вызывает снижение напряжения на подстанциях сети, в свою очередь, увеличение перетока реактивной мощности и приводит к росту токовой загрузки ВЛ 2 выше допустимого значения. На рисунке 0 показана угловая характеристика работы комбинированного устройства с учётом режимных ограничений (например, определяемых балансовой ситуацией в ЭС).

Для недопущения возникновения токовой перегрузки контролируемых ВЛ необходимо снижать передаваемую по ней активную мощность. В результате режим поддержания постоянной передаваемой активной мощности переходит в режим поддержания заданного (длительно допустимого) тока в контролируемой ВЛ.

На рисунке 0 показано, что вплоть до значения перетока активной мощности 200 МВт (точка 1) не требуется вводить какие-либо режимные ограничения. В точке 1 вводится заданное ограничение мощности вплоть до точки 2, определяемое необходимостью поддержания этого значения мощности по условию балансовой ситуации в электроэнергетической системе. На участке 2-3 происходит превышение длительно допустимого тока ВЛ 2, вызванное ростом перетока реактивной мощности по ней. При этом необходимо уменьшать передаваемую активную мощность ниже $P_{\text{ВЛ2\_доп}}$. При дальнейшем увеличении передаваемой по сети мощности происходит недопустимое снижение напряжения на подстанциях прилегающей сети. Для недопущения снижения напряжения переток мощности

по ВЛ 2 необходимо дополнительно снижать. При этом прирост передаваемой по сети активной мощности снижается вплоть до нуля, после чего максимальный допустимый переток в сечении продолжает снижаться.

В свою очередь, управление в рамках логики (10)-(13) с помощью УУПМ позволяет повлиять на потокораспределение, разгрузив слабые участки электропередачи. При этом, данный алгоритм работоспособен как на примере упрощенной сети (рисунок 0), так и на примере сложнозамкнутой ЭС (рисунок 0).

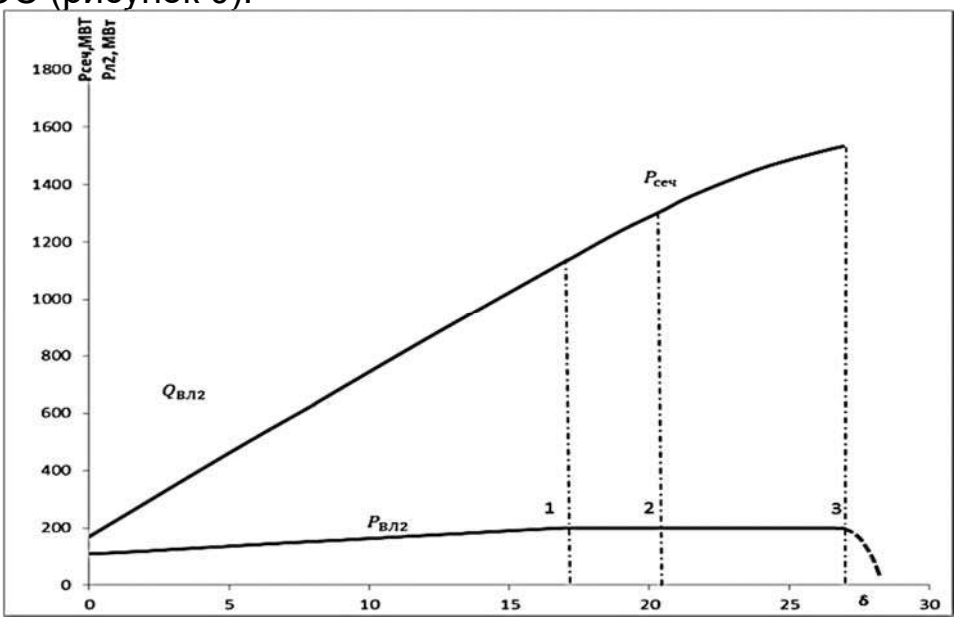



Рис. 6 – Угловые характеристики мощности исследуемой связи с учётом управления перетоком мощности по ВЛ 2 (ограничение $P_{ВЛ2} = 200$ МВт).

**Выводы**

1. Представлена обобщенная математическая АС ЭМПЧ на базе двух асинхронизированных синхронных машин, соединенных единым валом, и сформулированы основные преимущества внедрения этой системы для управления установившимися режимами и переходными процессами в энергосистеме. Показана принципиальная схема этого устройства.
2. Показан принцип управления работой АС ЭМПЧ с целью влияния на комплексное потокораспределение в простейшей абстрактной системе и на примере сложнозамкнутой неоднородной сети.
3. Отражены аспекты внедрения АС ЭМПЧ параллельно с автотрансформатором 500/220 кВ в составе комбинированного устройства управления перетоком мощности (УУМП).
4. Рассмотрены алгоритмы управления УУПМ для обеспечения работы гибкой межсистемной связи в установившихся режимах.
5. Обосновано применение УУПМ для увеличения пропускной способности межсистемной связи.
6. Проведена оценка эффективности применения УУПМ для повышения пропускной способности межсистемной связи на основании расчёта установившихся электроэнергетических режимов на математической модели рассматриваемой энергосистемы.

**Литература**

1. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России – Энергоэксперт, 2009, № 4, http://energyexpert.ru.

2. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Технологическая платформа SMART GRID (основные средства) Энергоэксперт, 2010, № 4, http://energyexpert.ru.

3. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л., Новиков А.Н. Устройства управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока (FACTS) и рекомендации по их применению в электроэнергетических системах России.

4. Чистяков В.Н. Интеллектуальная энергосистема – Бизнес навигатор. Прил. к газете «Энергетика», 2010, июнь, Медиа центр, с. 2-3.

5. Зеленохат Н.И., Шаров Ю.В. Новые технологические решения проблемы осуществления совместной работы энергообъединений Востока и Запада – Электричество, 2007, №9, с. 34-40.

6. Зеленохат Н.И., Шаров Ю.В. Комбинированное объединение больших энергосистем. Электричество, 2006, №5, с. 2-10.

7. Шакарян Ю.Г. Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока Режим доступа: http://fsk-ees.ru/common/img/uploaded/managed_systems.pdf.

8. Учебное пособие «Межсистемная связь с управляемыми режимными характеристиками» Зеленохат Н.И., Власова Т.А. 2003, 58 с.

9. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем передачи переменного тока Электротехника, 2004, №8, с. 30 – 37.

10. Дорофеев В. В., Шакарян Ю.Г., Кочкин В. И. и др. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока – Электрические станции, 2004г, №8, с. 10-13.

11. Kirschner L., Retzmann D., Thumm G. Benefits of FACTS for Power System Enhancement // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific. 2005, pp. 88-98.

12. Paserba J. How FACTS Controllers Benefit AC Transmission Systems // IEEE PES General Meeting Panel Session on FACTS Fundamentals. Denver, Colorado. 2004, pp. 320-325.

13. Baldick R., Kahn E. Contract paths, phase shifters, and efficient electricity trade // IEEE Tr. on Power Systems. 1999, vol. 12, no. 2, pp. 749-755.

14. Sood V. HVDC and FACTS Controllers. Applications of Static Converters in Power Systems / V.K. Sood. Boston: KA Publishers, 2004, 245 p.

15. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Режимы работы управляемых линий электропередачи. Электричество, 1997, №9, с. 2-8.

16. Зеленохат Н.И., Шаров Ю.В., Денисов Д.И. Квазиуправляемые межгосударственные электрические связи и их режимные свойства. Новое в Российской электроэнергетике, 2005, №10, с. 4-12.

17. Зеленохат О.Н., Аристов И.С., Микрюков Д.Ю., Шахов В.О. Управление перетоками мощности по межсистемным связям в стационарных режимах с применением новых технологий. Энергетик, 2012, №6, с. 43-45.

18. Зеленохат Н.И. Статическая устойчивость гибкой межсистемной связи. Вестник МЭИ, 1996, №4, с. 32-38.

19. Зеленохат Н.И. Проблема создания управляемых межсистемных связей с АС ЭМПЧ. Вестник МЭИ, 1997, №3. с. 97-100.

20. Зеленохат Н.И., Зеленохат О.Н., Аристов И.С., Микрюков Д.Ю. Анализ

статической устойчивости межсистемной связи с устройством управления перетоком мощности. Энергетик, 2012, №6, с. 43-45.

21. Супрунов И. С., Лихачев А. П., Дворкин Д. В. Внедрение АСЭМПЧ для ограничения токов короткого замыкания на примере мегаполиса. Сб. раб. лаур. межд. конк. науч., науч.-тех. и инн. разр., напр. на разв. топл.-энерг. и доб. отр. М.: Мин. энергетики РФ, ООО «Технологии развития», 2020, с. 36-41.

22. Зеленохат Н.И. Повышение эффективности управления режимами гибкой межсистемной связи с ЭВПТ. Вестник МЭИ, 2005, №3, с. 66-73.

23. В.А. Веников, Н.И. Зеленохат, Ю Г. Шакарян и др. О применении электромеханических преобразователей частоты в энергосистемах. Электричество, 1977, № 4, с. 10-14.

24. Venikov V.A., Zelenokhat N.I., Shakaryan Y.G.,Sukhanov L.A. Application of Digital Computers to the Study of Power Systems with Asynchronized EFCs Electrical Power & Power Systems, Vol.1, №2, pp 113-117, 1979, New-York.

25. Zelenokhat N.I., Makeyechev V.A., Vlasova T.A. Dynamic Characteristics of Electromagnetically Sectionalized Electrical" Station CIGRE, Symposium, London, June 1999.

26. Шакарян Ю.Г. АСМ. Варианты автономного генератора по схеме машины двойного питания с различными типами преобразователей частоты. Режим доступа: http://www.elecab.ru.

27. Шакарян Ю.Г., Бобылев А.В. Новое энергетическое оборудование XXI века. Режим доступа: http://www.rao-ees.elektra.ru/ru/news/gazeta/151-2004/show.cgi?novo.htm.

28. Глебов И. А., Суханов Л.А., Сафиуллина Р.Х. Электромеханические преобразователи частоты для связи электроэнергетических систем – Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1977, № 6, с. 49-57.

29. Зеленохат Н.И. Интеллектуализация ЕЭС России: инновационные предложения: прак/ пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2013. 192 с.

30. Кочкин В.И., Шакарян Ю. Г. Применение гибких систем электропередачи переменного тока в энергосистемах. М.: ТОРУС, 2011, 312 с.

31. Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные машины. М.: Энергоатомиздат, 1984, 193 с.: ил.

32. В.В. Ежков, Н.И. Зеленохат, И.В. Литкенс и др. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие для вузов. Под ред. В.А. Строева. М.: Знак, 1996, 223 с.

33. RUSTAB руководство пользователя. Владимир Неуймин, Владимир Иванов и др. TechSystem Group. 2009, 93 с.

34. Мамиконянц Л.Г. Анализ некоторых аспектов переходных и асинхронных режимов синхронных и асинхронных машин. Под. ред. Ю.Г. Шакаряна. М.: ЭЛЕКС-КМ, 2006, 368 с.

35. Peter Van Meirhaeghe. Double fed induction machine: a EUROSTAG model. Tractebel Engineering. 2004.

УДК: 621.311.018

# УПРАВЛЕНИЕ РАБОТОЙ ГИБКОЙ МЕЖСИСТЕМНОЙ СВЯЗИ НА ОСНОВЕ АСИНХРОНИЗИРОВАННЫХ СИНХРОННЫХ МАШИН (часть 2)

Супрунов[1,*]И.С., Дворкин[2] Д.В., Новиков[3] Н.Л.

**Аннотация**

В статье рассмотрены вопросы применения асинхронизированных синхронных машин, соединенных общим валом, и алгоритмизация их работы для управления комплексным потокраспределением в энергосистеме, представленной в общем виде двумя крупными подсистемами и неоднородной сложнозамкнутой связующей сетью 220-500 кВ. Рассмотрены электромеханические переходные процессы и показано, что предлагаемый подход позволяет снизить величины качаний роторов синхронных машин и колебаний мощности между подсистемами. Для верификации применяемых алгоритмов была проведена серия расчётов переходных процессов при возмущениях в ЭС на разработанном программном комплексе и ПК Mustang, в рамках которых результаты расчётов показали высокую достоверность.

**Ключевые слова:** переходный процесс в энергосистеме, неоднородная сеть, гибкие линии, сечение, асинхронизированная синхронная машина, качество электрической энергии.

## Введение

Обеспечение системной надежности, часовой эффект, оперативное управление и иные факторы влекут за собой значительные перетоки мощности по межсистемным связям влекут при объединении крупных энергосистем [1-3]. Сравнительная хаотичность развития крупных узлов и сетевых элементов внутри ЭЭС приводит к тому, что в определенный момент существующая инфраструктура не может обеспечить нормальное функционирование сети из-за недостаточной пропускной способности [1-15]. Одним из способов повышения пропускной способности является

[1] Автор для переписки, ведущий эксперт Отдела развития энергетических систем в АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем», 109074, РФ, г. Москва, Китайгородский пр., д.7/стр. 3, suprunov-is@ntc-msk.ru

[2] к.т.н., ведущий специалист Отдела развития энергетических систем в АО «НТЦ ЕЭС Развитие энергосистем», 109074, РФ, г. Москва, Китайгородский пр., д.7/стр. 3, dvorkin-dv@so-ups.ru

[3] д.т.н., профессор кафедры Электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», член диссертационного совета при АО «НТЦ ФСК ЕЭС», 115201, РФ, г. Москва, Каширское шоссе, д.22к3, novikov_nl@ntc-power.ru

внедрение технологий гибких сетей на базе асинхронизированного электромеханического преобразователя частоты (АС ЭМПЧ) [3, 5, 6, 16-18].

Помимо повышения пропускной способности сети АС ЭМПЧ также можно использовать для улучшения условий протекания переходных процессов (снижение амплитуд взаимных качаний роторов генераторов, колебаний напряжения, колебаний активных мощностей, протекающих по межсистемным связям и пр.), возникающих при различных возмущениях. В рамках данной статьи делается упор на рассмотрение именно этих возможностей, т.е. на применение АС ЭМПЧ, в том числе, с целью качественного улучшения условий протекания переходных процессов в ЭС.

Поскольку сооружение гибкой межсистемной связи на базе АС ЭМПЧ требует значительных затрат, из экономических соображений рассматривается комбинированное решение, когда АС ЭМПЧ устанавливается параллельно с автотрансформатором (АТ) соизмеримой мощности вместо традиционной подстанции (ПС) с двумя АТ [17, 19].

**Обобщенная математическая модель АС ЭМПЧ**

Математическая модель АС ЭМПЧ была ранее представлена в различных изданиях [20-23], поэтому в рамках данной статьи она подробно не рассматривается.

Схема и работа комбинированного устройства управления на базе АС ЭМПЧ подробно рассмотрена в [24].

**Формирование математической модели сложной ЭЭС произвольной структуры для расчёта электромеханических переходных процессов с УУПМ**

На рисунке 1 представлена принципиальная схема сложнозамкнутой неоднородной ЭС, которая использовалась для расчета электромеханических переходных процессов.

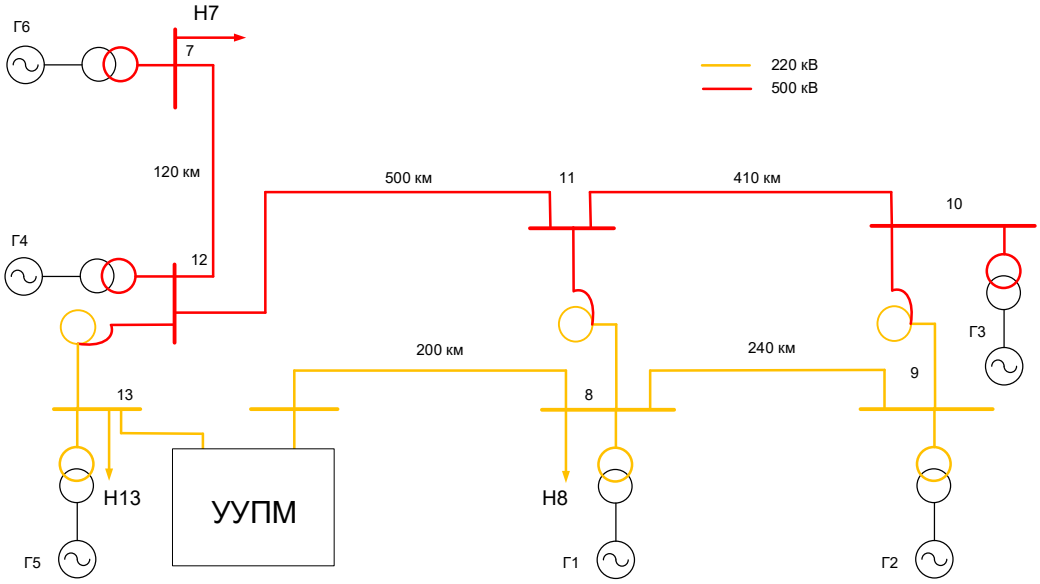



Рис. 1 – Схема исследуемой ЭЭС.

Электрическая сеть состоит из трансформаторов, автотрансформаторов, линий электропередач и нагрузок. Уравнения для этих элементов записываются в системе координат *d* и *q* опорной машины. Система уравнений, описывающая каждую АСМ в осях *d* и *q* [18, 25-27], принимает вид:

$$U_d = \omega_s\left(E_d + i_q \cdot x_q\right),\ \ U_q = \omega_s\left(E_q + i_d \cdot x_d\right), \tag{1}$$

$$pE'_d = [E_{de} - E_d]/T_{q0э} - sE'_q,\ \ pE'_q = \left[E_{qe} - E_q\right]/T_{d0э} - sE'_d, \tag{2}$$

$$ps = (P_{эл} - P_{Т})/T_j, \tag{3}$$

где $U_d$ и $U_q$ – проекции напряжения на оси *d* и *q*; $s$ – скольжение вала АС ЭМПЧ; $\omega_s$ – синхронная скорость вращения электрической сети; $E'_d$ и $E'_q$ – переходные ЭДС по осям *d* и *q*; $E_d$и $E_q$ – ЭДС холостого хода по осям *d* и *q*; $i_d$ и $i_q$ – ток статора машины по осям *d* и *q*; $x_d$ и $x_q$– синхронные индуктивные сопротивление АСМ по осям *d* и *q* (вводится допущение о магнитной симметрии ротора АСМ, $x_d = x_q = x$); $P_{эл}$ и $P_{Т}$ – соответственно электрическая мощность машины, и механическая мощность на валу; $T_{d0э}$ и $T_{q0э}$ – постоянные времени контуров ротора; $T_j$ – постоянная инерции ротора АСМ. Данная система уравнений представляет собой общий случай математической модели синхронной машины.

АСМ Г7 и Г8 оснащены АРВ СД. Регулирование возбуждения производится по отклонению напряжения на зажимах генератора от заданного значения и его производной по времени, отклонению скольжения вала АС ЭМПЧ от заданного значения и его производной по времени, а также по отклонению мощности управления $P_у$ от заданного значения (рисунок 2) [25].

Вектор вынужденной ЭДС $E_e$ раскладывается в синхронных осях на $E_{qe}$ и $E_{de}$ (рисунок 3).

На представленной векторной диаграмме $\delta_e$ – это угол сдвига роторов генераторов подсистемы, относительно синхронной оси:

$$\delta_e = \sum_{i=1}^{N} T_{Ji} \cdot \delta_i \Big/ \sum_{i=1}^{N} T_{Ji}, \tag{4}$$

где $N$ – число генераторов; $T_{Ji}$ – постоянная инерции *i*-го генератора; $\delta_i$ – угол сдвига ротора *i*-го генератора относительно синхронной оси.

Если разложение вектора ЭДС холостого хода $E$ в синхронных координатах имеет значение $E_q$ и $E_d$, то в координатах подсистемы $\xi$, к которой подключена АСМ, на $E_{q\xi}$ и $E_{d\xi}$ соответственно (рисунок 4).

Из рисунка 4 справедливы следующие соотношения [25, 27]:

$$E_{q\xi} = E_q Cos(\delta_e) + E_d Sin(\delta_e),\ \ \ E_{d\xi} = -E_q Sin(\delta_e) + E_d Cos(\delta_e). \tag{5}$$

Закон регулирования возбуждения АСМ в общем виде (в режиме поддержания активной мощности):

$$V_{yd\xi} = E_{d\xi 0} + V_s(\Delta s) + V_P(\Delta P),\ \ V_{yq\xi} = E_{q\xi 0} + V_U(\Delta U), \qquad (6)$$

где $V_s$ – закон управления по отклонению скольжения вала; $\Delta s$ – величина отклонения скольжения вала; $V_P$ – закон управления по отклонению передаваемой мощности; $\Delta P$ – величина отклонения передаваемой мощности $P$; $V_U$ – закон управления по отклонению напряжения на выводах УУПМ; $\Delta U$ – величина отклонения напряжения $U$; $V_{yd\xi}$ и $V_{yq\xi}$ – напряжения возбуждения АСМ в проекции на оси *d*, *q*; $E_{d\xi 0}$ и $E_{q\xi 0}$ – начальные значения ЭДС холостого хода АСМ в проекции на оси *d*, *q*.

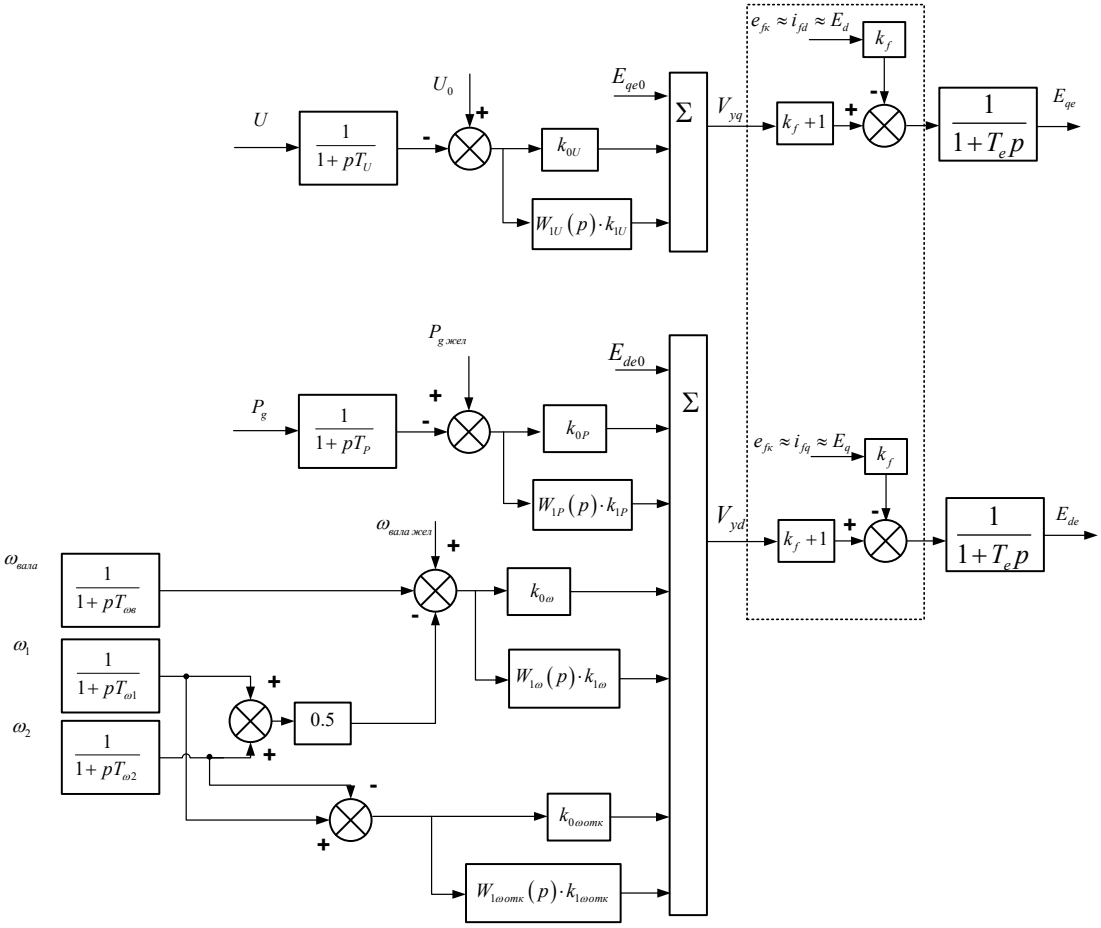



Рис. 2 – Структурная схема АРВ АСМ в составе АС ЭМПЧ в общем виде.

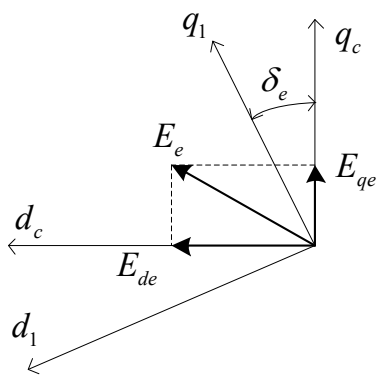



Рис. 3 – Разложение вектора вынужденной ЭДС в синхронных осях.

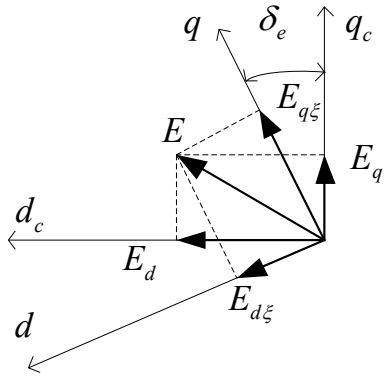



Рис. 4 – Разложение вектора ЭДС холостого хода в осях подсистемы.

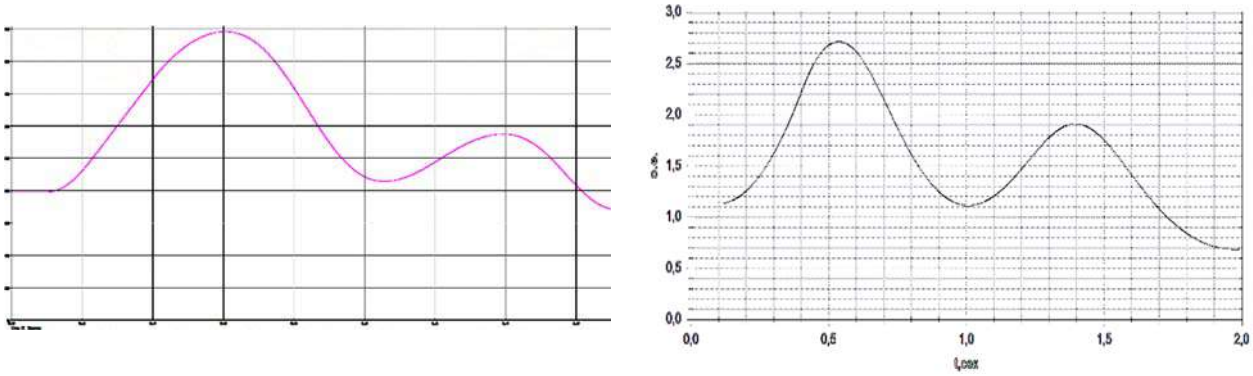
Используя (1)-(6) производится обратный переход к синхронным осям с учётом магнитной инерционности цепи ротора:

$$\left.\begin{aligned} E_{qe\xi} &= \left(1+k_f\right)\left(V_{yq\xi}Cos\left(\delta_{e\xi}\right) - V_{yd\xi}Sin\left(\delta_{e\xi}\right)\right) - k_f E_{d\xi} \\ E_{de\xi} &= \left(1+k_f\right)\left(V_{yq\xi}Sin\left(\delta_{e\xi}\right) - V_{yd\xi}Cos\left(\delta_{e\xi}\right)\right) - k_f E_{q\xi} \end{aligned}\right\}, \qquad (7)$$

где $k_f$ – коэффициент обратной связи по току ротора АСМ.

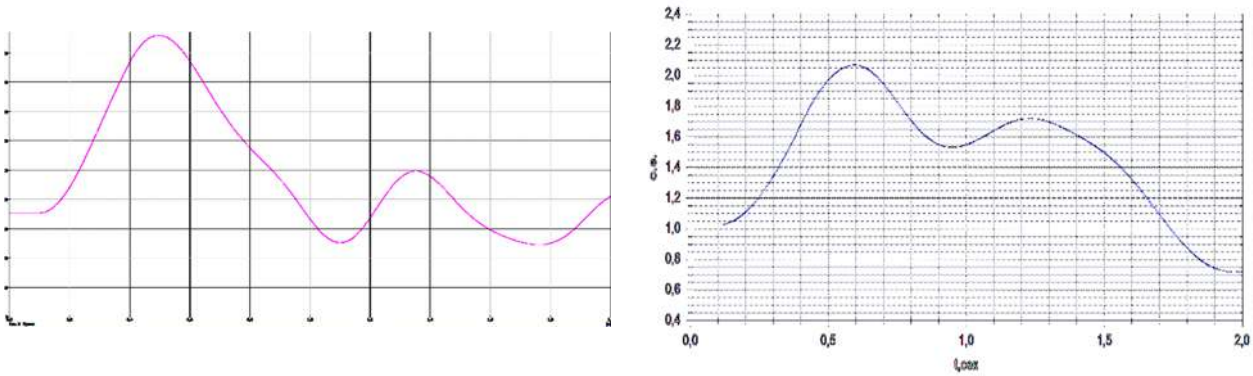
Для верификации применяемых алгоритмов была проведена серия расчётов переходных процессов при возмущениях в ЭС на разработанном программном комплексе и ПК Mustang, при этом результаты расчётов показали высокую достоверность.

В качестве нормативного возмущения было рассмотрено трёхфазное КЗ на ВЛ 500 кВ в дефицитной части системы (подсистема 1) длительностью 0,3 секунды в точке 12 (рисунок 1). В качестве сравниваемых величин были рассмотрены углы роторов генераторов, частоты вращения валов генераторов, а также активная мощность генераторов. На рисунках 5-7 представлены изменения указанных величин для ближайших к точке КЗ



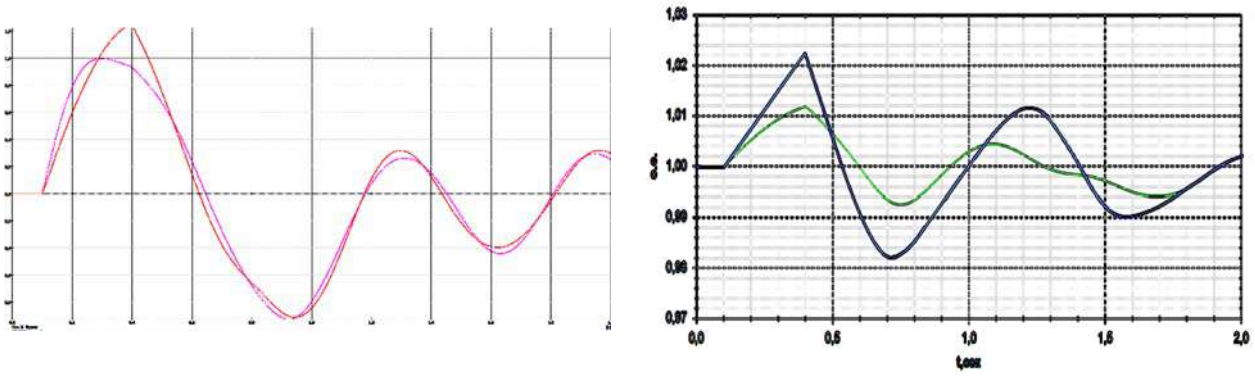

а) б)

Рис. 5 – Угол ротора генератора Г4 при трёхфазном КЗ длительностью 0,3 секунды: а) при расчёте в ПК Mustang, б) при расчёте в разработанном ПК.




а) б)

Рис. 6 – Угол ротора генератора Г5 при трёхфазном КЗ длительностью 0,3 секунды: а) при расчёте в ПК Mustang, б) при расчёте в разработанном ПК.




а) б)

Рис. 7 – Частота вращения роторов генераторов Г4 и Г5 при трёхфазном КЗ длительностью 0,3 секунды: а) при расчёте в ПК Mustang, б) при расчёте в разработанном ПК.

генераторов Г4 и Г5. Результаты моделирования показали высокую достоверность расчётов установившихся и переходных режимов в разработанном программном комплексе в сравнении с расчётами в промышленном программном комплексе.

**Расчёт электромеханических переходных процессов в энергосистеме без учёта и с учётом установки комбинированного устройства управления перетоком активной мощности**

При рассмотрении электромеханических переходных процессов использовалась схема, представленная на рисунке 1. Было рассмотрено трёхфазное КЗ на ВЛ 500 кВ в дефицитной части системы (подсистема 1) длительностью 0,3 секунды в узле 12.

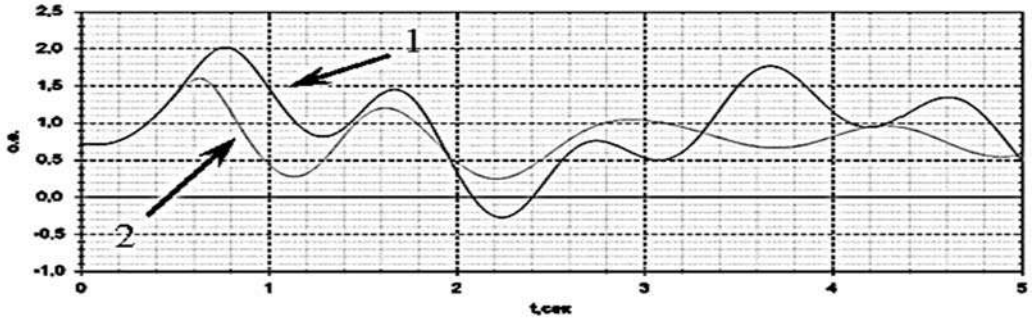



Рис. 8 – Угол ротора генератора Г6, о.е.: 1 – без УУПМ; 2 – с УУПМ.

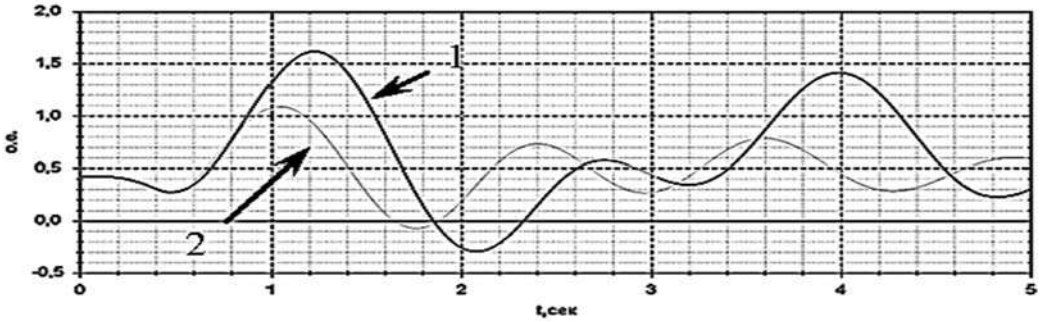



Рис. 9 – Угол ротора генератора Г2, о.е.: 1 – без УУПМ; 2 – с УУПМ.

Сопоставление графиков переходного процесса (рисунки 8 и 9) показывает уменьшение влияния возмущения в дефицитной части ЭС, отделённой по сети 220 кВ комбинированным устройством, на избыточную часть. Таким образом, влияние возмущений в одной части ЭЭС демпфируется УУПМ. Разница величин, характеризующих переходный процесс, без учёта и с учётом УУПМ достигает 20-30%. В дефицитной части энергосистемы установка УУПМ позволяет значительно снизить амплитуду качаний роторов генераторов. Наблюдается демпфирование колебаний параметров и ускоренное затухание переходного процесса.

Анализ графиков переходных процессов без учёта и с учётом установки УУПМ показал, что его установка также позволяет значительно снизить влияние взаимных качаний генераторов двух подсистем. Установка комбинированного устройства позволяет увеличить устойчивость генераторов в энергосистеме, демпфировать слабозатухающие колебания, уменьшая время переходного процесса.

При отключении линии электропередачи по концам межсистемной связи, нагрузка на промежуточных подстанциях не должна отключаться, и её электроснабжение осуществляется через УУПМ. Таким образом, интерес представляет работа электрической сети с установленным комбинированным устройством при питании нагрузки непосредственно от него. При этом задача АС ЭМПЧ состоит в поддержании заданного уровня напряжения на своих выводах $U_\xi$ и определённой величины передаваемой активной мощности $P_{\text{уст}}$. Напряжение возбуждения формируется в виде:

$$E_{de1} = E_{de01} + k_{0\omega_1} \cdot (\omega_{\text{в}} - \omega_{\text{в жел1}}) + k_{0\omega_1\text{отк}} \cdot \omega_{\text{отк}}, \quad (1)$$

$$E_{de2} = E_{de02} + k_{0P} \cdot \left(P_g - P_{\text{уст}}\right) + k_{0\omega_2\text{отк}} \cdot \omega_{\text{отк}}, \quad (2)$$

где $\omega_{\text{в}} = s_{\text{в}} + 1$ и $\omega_{\text{в жел1}} = (\omega_1 + \omega_2)/2$ – фактическая и желаемая скорость вращения вала АС ЭМПЧ; $\omega_{\text{отк}} = \omega_1 - \omega_2$ – разница частот двух подсистем; $E_{de01}$ и $E_{de01}$ – ; $k_{0\omega_1\text{отк}}$ и $k_{0\omega_2\text{отк}}$ – коэффициент усиления по разнице частот в подсистемах 1, 2; $k_{0\omega_1}$, $k_{0\omega_2}$ и $k_{0P}$ – коэффициенты усиления по отклонению частот в подсистемах 1, 2 от номинального значения и по отклонению фактической передаваемой мощности от заданного значения $P_{\text{уст}}$; $P_g$ – фактическое значение активной мощности.

При ликвидации КЗ электроснабжение части нагрузки обеспечивается только со стороны УУПМ. После ликвидации КЗ сигнал с автоматики подаётся на вход блока настроек АРВ машин АС ЭМПЧ. Отключение линии приводит к изменению режима работы УУПМ с поддержания заданной мощности на поддержание частоты.

$$E_{de1} = E_{de01} + k_{0\omega_1}(\omega_{\text{в1}} - \omega_{\text{жел1}}) + k_{0\omega_1\text{отк}} \cdot \omega_{\text{отк}} + k_{\omega_1}^{\text{Д}} \frac{d\Delta\omega_{\text{в1}}}{dt}, \quad (3)$$

$$E_{de2} = E_{de02} + k_{0\omega_2}(\omega_{\text{в2}} - \omega_{\text{жел2}}) + k_{0\omega_2\text{отк}} \cdot \omega_{\text{отк}} + k_{\omega_2}^{\text{Д}} \frac{d\Delta\omega_{\text{в2}}}{dt}, \quad (4)$$

где $k_{\omega_1}^{Д}$ и $k_{\omega_2}^{Д}$ – коэффициент усиления по производной изменения скорости вращения вала АС ЭМПЧ для подсистем 1 и 2.

Схема исследуемой сети с подробным представлением узла подключения АС ЭМПЧ представлена на рисунке 10. Было рассмотрено КЗ на ВЛ 6-7 с её последующим отключением. При этом в исходном режиме машина *М*1, подключённая к узлу 6 расчётной схемы, работает в двигательном режиме. Машина *М*2, в свою очередь, работает в генераторном режиме. В результате ликвидации КЗ на ВЛ 6-7, местная нагрузка в узле 6 схемы не отключается и её электроснабжение осуществляется от АС ЭМПЧ. Происходит реверс АС ЭМПЧ: *М*1 переходит в генераторный режим, а *М*2 – в двигательный (рисунок 11).

При выводе в ремонт АТ передача электрической мощности комбинированным устройством осуществляется только машинами АС ЭМПЧ.

Согласно проведённым расчётам, реверс мощности АС ЭМПЧ осуществляется за время не более 3 секунд, при этом за 0,4 секунды возобновляется электроснабжение потребителей со стороны машины *М*1 за счёт кинетической энергии роторов асинхронизированных машин. Необходимо отметить, что частота в примыкающей сети значительно не изменяется и не выходит за рамки срабатывания существующих комплектов автоматики.

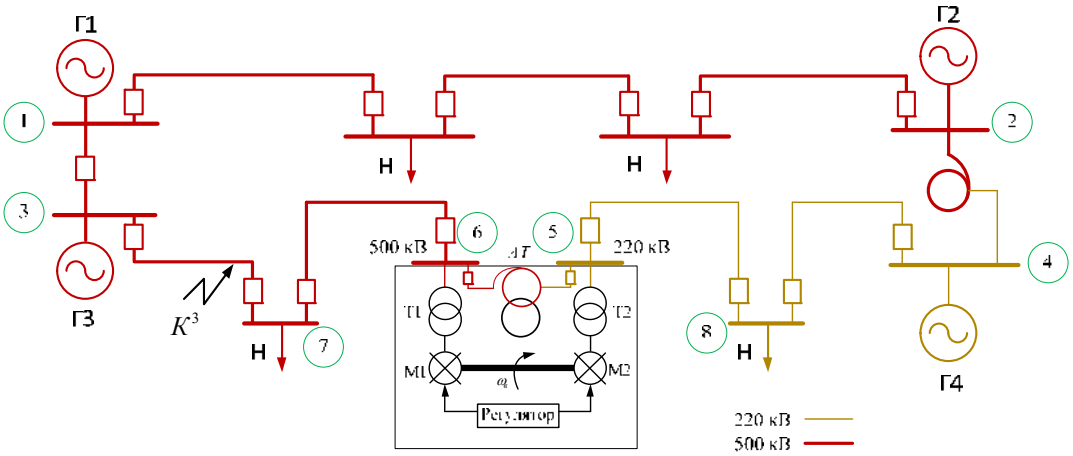



Рис. 10 – Принципиальная схема сети.

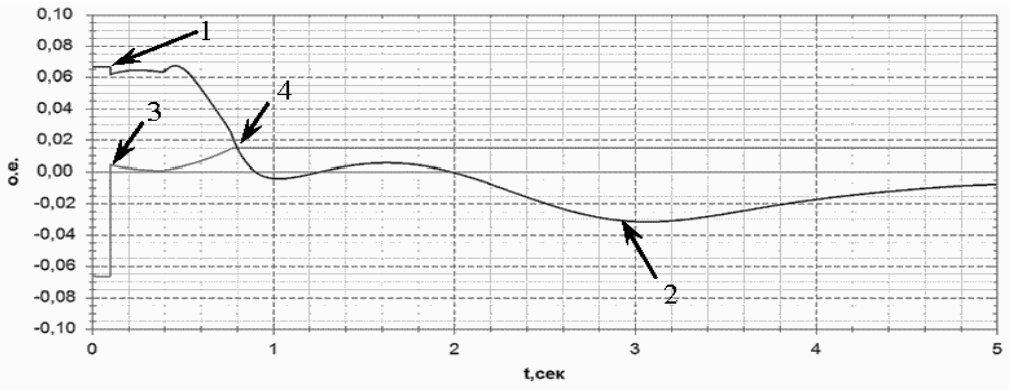



Рис. 11 – Электрическая мощность машин *М*1 и *М*2:1 и 2 – *М*2 до и после перехода в двигательный режим, 3 и 4 – *М*1 до и после перехода в генераторный режим.

Таким образом, проведённые расчёты доказали высокую эффективность применения комбинированного устройства в части улучшения качества переходных электромеханических процессов, а также позволили сформировать алгоритм управления машинами АС ЭМПЧ в случае его выделения на сбалансированный энергорайон без ухудшения качества электроснабжения потребителей.

**Выводы**

1. Рассмотрены алгоритмы управления УУПМ для обеспечения работы гибкой межсистемной связи в переходных режимах.
2. Определены законы управления УУПМ для обеспечения динамической устойчивости на основании расчётов переходных электромеханических процессов в различных сценариях.
3. Показано, что разработанные алгоритмы управления УУПМ в различных режимах его работы позволяют обеспечить снижение времени протекания переходного процесса, а также обеспечить электроснабжение при выделении части нагрузки на одностороннее питание.

**Литература**

1. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть — новое качество ЕЭС России. Энергоэксперт, 2009, № 4, http://energyexpert.ru.
2. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л. Технологическая платформа SMART GRID (основные средства) – Энергоэксперт, 2010, № 4, http://energyexpert.ru.
3. Шакарян Ю.Г., Новиков Н.Л., Новиков А.Н. Устройства управляемых (гибких) систем электропередачи переменного тока (FACTS) и рекомендации по их применению в электроэнергетических системах России.
4. Чистяков В.Н. Интеллектуальная энергосистема – Бизнес навигатор. Приложение к общероссийской газете «Энергетика», 2010, июнь, Медиа центр, с. 2 – 3, по данным www.energogazeta.ru.
5. Зеленохат Н.И., Шаров Ю.В. Новые технологические решения проблемы осуществления совместной работы энергообъединений Востока и Запада – Электричество, 2007, №9, с. 34-40.
6. Зеленохат Н.И., Шаров Ю.В. Комбинированное объединение больших энергосистем. Электричество, 2006, №5, с. 2-10.
7. Шакарян Ю.Г. Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока Режим доступа: http://fsk-ees.ru/common/img/uploaded/managed_systems.pdf.
8. Учебное пособие «Межсистемная связь с управляемыми режимными характеристиками» Зеленохат Н.И., Власова Т.А. 2003, 58 с.
9. Бурман А.П., Розанов Ю.К., Шакарян Ю.Г. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем передачи переменного тока. Электротехника, 2004, №8, с. 30–37.
10. Дорофеев В. В., Шакарян Ю.Г., Кочкин В. И., Кощеев Л.А., Хвощинская З.Г. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока – Электрические станции, 2004, №8, с. 10-13.
11. Kirschner L., Retzmann D., Thumm G. Benefits of FACTS for Power Sys-

tem Enhancement // IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific. 2005, pp. 88-98.

12. Paserba J. How FACTS Controllers Benefit AC Transmission Systems // IEEE PES General Meeting Panel Session on FACTS Fundamentals. Denver, Colorado. 2004, pp. 320-325.

13. Baldick R., Kahn E. Contract paths, phase shifters, and efficient electricity trade // IEEE Trans. on Power Systems. 1999, vol. 12, no. 2, pp. 749–755.

14. Sood V. HVDC and FACTS Controllers. Applications of Static Converters in Power Systems / V. K. Sood. - Boston: Kluwer Academic Publishers, 2004, 245 p.

15. Кочкин В.И., Шакарян Ю.Г. Режимы работы управляемых линий электропередачи. Электричество, 1997, №9, с. 2-8.

16. Зеленохат Н.И., Шаров Ю.В., Денисов Д.И. Квазиуправляемые межгосударственные электрические связи и их режимные свойства – Новое в Российской электроэнергетике, 2005, №10, с. 4-12.

17. Зеленохат О.Н., Аристов И.С., Микрюков Д.Ю., Шахов В.О. Управление перетоками мощности по межсистемным связям в стационарных режимах с применением новых технологий – Энергетик, 2012, №6, с. 43-45.

18. Зеленохат Н.И. Статическая устойчивость гибкой межсистемной связи - Вестник МЭИ, 1996, №4, с. 32-38.

19. Зеленохат Н.И. Проблема создания управляемых межсистемных связей с АСЭМПЧ. Вестник МЭИ, 1997, №3, с. 97-100.

20. Супрунов И. С., Лихачев А. П., Дворкин Д. В. Внедрение АСЭМПЧ для ограничения токов короткого замыкания на примере мегаполиса. Сборник работ лауреатов международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие топливно-энергетической и добывающей отрасли. М.: Министерство энергетики Российской Федерации, ООО «Технологии развития», 2020, с. 36-41.

21. В.А. Веников, Н.И. Зеленохат, Ю Г. Шакарян и др. О применении электромеханических преобразователей частоты в энергосистемах. Электричество, 1977, № 4, с. 10-14.

22. Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные машины. Варианты автономного генератора по схеме машины двойного питания с различными типами преобразователей частоты. Режим доступа: http://www.elecab.ru/obzor1-1.htm.

23. Глебов И. А., Суханов Л.А., Сафиуллина Р.Х. Электромеханические преобразователи частоты для связи электроэнергетических систем. Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1977, № 6, с. 49-57.

24. Супрунов И.С., Дворкин Д.В., Новиков Н.Л. Управление работой гибкой межсистемной связи на основе асинхронизированных синхронных машин (часть 1): В этом сборнике.

25. Зеленохат Н.И. Повышение эффективности управления режимами гибкой межсистемной связи с ЭВПТ – Вестник МЭИ, 2005, №3, с. 66-73.

26. Зеленохат Н.И., Зеленохат О.Н., Аристов И.С., Микрюков Д.Ю. Анализ статической устойчивости межсистемной связи с устройством управления перетоком мощности – Энергетик, 2012, №6, с. 43-45.

27. Шакарян Ю.Г. Асинхронизированные синхронные машины. М.: Энергоатомиздат, 1984. – 193 с.: ил.

УДК 621.311.1

# АНАЛИЗ КИБЕРУЯЗВИМОСТЕЙ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ И РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ И ЖИВУЧЕСТИ ЭЭС В ЭПОХУ ТОТАЛЬНОЙ ЦИФРОВИЗАЦИИ

Осак[1] А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я.

**Аннотация**

Киберугрозы представляют все большую опасность для объектов энергетики. Существенную важность имеет обеспечение кибербезопасности систем автоматического управления, таких как устройства релейной защиты (РЗ), устройства режимной и противоаварийной автоматики (РА и ПА), АСУ ТП. При этом к вопросам кибербезопасности относятся не только проблемы хакерских атак, но и весь комплекс проблем адекватного функционирования кибернетических систем в электроэнергетике. Авторами рассматриваются два наиболее острых аспекта кибербезопасности в энергосистемах будущего в эпоху тотальной цифровизации: крупномасштабные подготовленные кибератаки на ЭЭС в целом и крупномасштабные кибератаки на распределительные сети с объектами малой генерации и активными потребителями.

**Ключевые слов:** киберугрозы, кибербезопасность, системы управления ЭЭС, системные аварии.

## Введение

Последнее десятилетие идут активные дискуссии на тему цифровых подстанций и внедрения решений для электроэнергетики на базе протокола МЭК 61850, идет процесс внедрения этих технологий на энергообъекты. Последние годы начата активная дискуссия и практические шаги в направлении тотальной цифровизации и цифровой трансформации электроэнергетики [1-4]. В этих условиях существенно повышается актуальность проблемы кибербезопасности.

Помимо всеобщей цифровизации, актуальным трендом в современной электроэнергетике являются активные потребители, распределенная генерация малой мощности, в т.ч. на возобновляемых энергоресурсах, появление новых электроприемников, например, таких как электромобили. Все эти тенденции приводят к тому, что в распределительной электрической сети и у мелких потребителей будут появляться интеллектуальные системы автоматического управления [5], подобные тем,

[1] ИСЭМ СО РАН, г. Иркутск, Россия, osakalexey@mail.ru
Работа выполнена в рамках проекта государственного задания III.17.4.2 фундаментальных исследований СО РАН, рег. № АААА-А17-117030310438-1

что имеются или создаются в рамках магистральных электрических сетей, крупных электростанций и крупных промышленных предприятий.

На фоне стремительно меняющихся внешних условий, киберугрозы представляют все большую опасность для объектов энергетики [6-8]. Большую важность имеет обеспечение кибербезопасности систем автоматического управления, таких как устройства релейной защиты (РЗ), устройства режимной и противоаварийной автоматики (РА и ПА), АСУ ТП [9]. При этом к вопросам кибербезопасности относятся не только проблемы хакерских атак, но и весь комплекс проблем адекватного функционирования кибернетических систем в энергетике. Важно обращать внимание на влияние надежности и кибербезопасности цифровых подсистем на общую надежность отдельных энергообъектов, ЭЭС и их объединений [10].

## 1. Надежность цифровых систем управления

Эффективное и адекватное оперативно-диспетчерское и противоаварийное управление (ПАУ) является одним из факторов определяющим надежность ЭЭС. Известно, что функционирование ЭЭС возможно только при соответствующем непрерывном управлении, как отдельными электроустановками, так и ЭЭС в целом. Современные тенденции приводят к тому, что непрерывное автоматическое управление требуется не только для системообразующей электрической сети и крупной генерации, но в него также должны быть вовлечены распределительные электрические сети, распределенная генерация и активные потребители.

Цифровые технологии позволяют создавать сложные и гибкие алгоритмы оперативно-диспетчерского и противоаварийного управления, охватывающие в контуре управления множество крупных и мелких энергообъектов. Эти возможности цифровых систем управления, в сочетании с новым поколением первичного электрооборудования высокого, среднего и низкого напряжения, имеющим высокие эксплуатационные характеристики и обладающим возможностями мониторинга и дистанционного управления, повышают общую надежность ЭЭС.

При этом, цифровым технологиям и микропроцессорной технике свойственна возможность относительно простого изменения функциональности путем перепрограммирования, что при правильном применении позволяет совершенствовать технологии и алгоритмы управления без замены оборудования, но именно это и является основой новых видов угроз для ЭЭС – угроз кибербезопасности. Универсальность коммуникационных сетей и микропроцессорных устройств позволяет решать ими любые информационные задачи, как полезные, так и заведомо зловредные функции в процессе кибератаки, чего нельзя было сказать о традиционных устройствах, особенно на электромеханической базе. Поэтому структурные схемы и состав программно-технических средств не характеризуют функционал системы управления (т.к. на схожих программно-технических средствах можно создавать совершенно разные

системы управления), особенно в процессе кибератаки, когда может даже измениться функционал устройств.

Киберугрозы [11] – это выполнение не заданных (требуемых), а непредусмотренных функций, что можно трактовать как частичный или полный отказ системы управления энергообъектом. В качестве возможных угроз (возмущающих факторов) для электроэнергетических объектов можно отметить [13-15]:

- внутренние угрозы:
    - невыявленные ошибки в алгоритмах и программном обеспечении, вследствие чего информационные и управляющие системы энергообъекта работают по неверному алгоритму;
    - ошибки оперативного и эксплуатационного персонала энергообъекта, которые приводят к неправильному изменению режима работы устройств, к отключению систем защиты внешних каналов связи, к замене программного обеспечения на непроектный вариант, к заражению вирусами и др.;
- внешние угрозы:
    - злонамеренные программные дефекты («закладки»), встроенные в программное обеспечение микропроцессорных устройств, с целью управляемого вывода системы из строя или получения несанкционированного доступа к ним;
    - кибератаки извне, через внешние цифровые каналы связи энергообъекта, путем перехвата каналов телемеханики и телеуправления, каналов общекорпоративного управления или встраивания зловредного программного кода в системы управления (заражение вирусами).

При всей важности аспекта защиты от внешних угроз, он не является единственным, точно так же, как общее понятие термина безопасность не ограничивается состоянием защищенности только от внешних угроз. Не менее важным аспектом является обеспечение защищенности от внутренних угроз, к которым в том числе относятся недостатки и ошибки в программном обеспечении. Рассматривая только внешние угрозы, упускаются из виду недостатки проектирования и разработки современных систем автоматического и автоматизированного управления. В предыдущих работах авторов [16] рассматривался комплексный подход для качественного анализа структуры систем РЗ, ПА и РА с позиции кибербезопасности.

В большинстве публикаций и нормативных документов, посвященных вопросам кибербезопасности объектов электроэнергетики, акцент делается на несанкционированные, преднамеренные и зловредные действия неких лиц, которые стремятся получить доступ к информации, ресурсам и средствам атакуемой стороны через киберпространство. Как бы ни совершенствовались в устойчивости к кибератакам программные и аппаратные средства, выполняющие прикладные и коммуникационные функции на энергообъектах, и какие бы дополнительные специальные

технические средства ни применялись для защиты от кибератак, все это не решает проблему человеческого фактора [12]. Проблемы человеческого фактора наиболее остро будут стоять при автоматизации распределительных электрических сетей, на объектах малой распределенной генерации, при интеграции активных потребителей в общий контур управления режимом ЭЭС.

За последние годы в РФ был принят целый ряд законов и подзаконных актов в области кибербезопасности, в т.ч. затрагивающие вопросы кибербезопасности критической информационной инфраструктуры, к которой можно отнести автоматические и автоматизированные системы управления в электроэнергетике. Над решением имеющихся проблем работают соответствующие компетентные органы, в т.ч. осуществляется сертификация аппаратных и программных средств защиты информации от несанкционированного доступа. Но все это не отменяет проблему человеческого фактора, усугубляющегося недостаточной квалификацией персонала и текучкой кадров на ряде энергопредприятий. Поэтому даже самые жесткие технические, организационные и административные меры не позволят полностью решить проблему человеческого фактора. Далее в статье подробнее рассмотрен этот аспект.

## 2. Проблема подготовленных кибератак

В будущем, в эпоху тотальной цифровизации ситуация может усугубиться тем, что кибератаки или иные негативные способы воздействия на цифровую инфраструктуру критически важных инфраструктурных объектов и систем, к которым относится ЕЭС, станут элементами геополитического и военного противостояния [16], о чем уже сегодня публично говорят высокопоставленные лица различных государств мира.

Когда происходят целенаправленные внешние кибератаки, инициированные иностранными государствами или крупными корпорациями, на их реализацию выделяют существенные ресурсы, как финансовые, так и кадровые. Квалификация атакующих хакеров может быть существенно выше, чем квалификация большинства специалистов на объектах электроэнергетики. Если техническими средствами кибератака блокируется, то возможен подкуп, шантаж или обман специалистов на объектах электроэнергетики, специалистов инжиниринговых компаний или предприятий производителей технических средств для электроэнергетики. В условиях всеобъемлющего использования смартфонов, умных гаджетов, социальных сетей и прочих инструментов цифровых коммуникаций, задача подкупа, шантажа или обмана специалистов существенно упрощается, если этим занимаются представители спецслужб иностранных государств. Для этих целей им доступна достаточно полная информация о самом специалисте, составе его семьи, интересах, хобби, друзьях и прочем. Доступны контакты и сведения о близких членах семьи, включая их текущее местоположение, аудио, фото и видеоматериалы. И здесь важно отметить, что речь идет о воздействии иностранных спецслужб на

обычных специалистов, а не на офицеров спецслужб. Обычные сотрудники не дают юридически и морально обязывающей присяги на рабочем месте, не имеют специальной подготовки и т.п. Поэтому, если не этот, так другой специалист, если не на этом, так на другом энергообъекте поддастся на подкуп, шантаж или обман, соответственно, откроет доступ, отключит средства защиты и т.д. Поэтому вероятность успешной атаки подобного рода составляет практически 100%. При этом подготовительная стадия будет незаметна со стороны самого объекта электроэнергетики, т.е. атака вероятнее всего будет неожиданной.

Эти типичные проблемы любой защиты и обороны, т.к. нападающая сторона может сконцентрировать все усилия на одном участке, привлечь лучших специалистов, выделить на атаку большие финансовые средства. А не зная место и время нападения, защиту и оборону придется обеспечивать по всем объектам и системам, что вызывает распыление сил и средств, и как следствие, закономерный недостаток этих сил и средств, в т.ч. кадровых в месте полномасштабной атаки.

Поэтому можно сделать вывод, что если враждебные воздействия на цифровую составляющую критически важных инфраструктурных объектов и систем станут элементами геополитического и военного противостояния, то в месте полномасштабной комплексной атаки гарантированно будут преодолены все эшелоны киберзащиты. Исключением тут могут быть только единичные объекты, на которых даже в нормальных условиях применяются сверхусилия в области кибербезопасности.

Соответственно, речь уже не идет об отражении атаки на типичный объект электроэнергетики, речь идет о минимизации последствий и ущерба после успешной кибератаки. При этом величина ожидаемого ущерба в сравнении с затратами на массированную кибератаку и будет критерием того, будет ли атакована или нет конкретная критически важная инфраструктура. Соответственно, мероприятия по снижению возможного ущерба будут эффективным средством предотвращения кибератак [17]. В результате кибератаки подобного рода, по одной причине можно получить следующие негативные последствия:

- Одновременный отказ большого числа цифровых устройств РЗ, ПА, РА одного производителя на одном энергообъекте или группе энергообъектов, находящихся в одном информационном пространстве, имеющем физическую связь с интернетом или каналами связи общего доступа. При этом логические защиты типа межсетевых экранов или маршрутизации могут быть отключены в рамках данной атаки.
- Одновременный отказ большого числа внутриобъектовых и межобъектовых цифровых сетей (каналов) связи, находящихся в одном информационном пространстве, имеющем физическую связь с интернетом или каналами связи общего доступа.
- Одновременное получение доступа к большому числу цифровых устройств РЗ, ПА, РА одного производителя на одном энергообъ-

екте или группе энергообъектов, находящихся в одном информационном пространстве, имеющем физическую связь с интернетом или каналами связи общего доступа. Использование этого доступа для смены настроек и алгоритмов работы или для телеуправления, в т.ч. для создания аварийной ситуации.

Важно отметить, что принципы ближнего и дальнего резервирования в РЗ, а также принципы эшелонированного построения ПА не предполагают одновременного и массового выхода из строя большого числа защит и автоматик. Соответственно, возможны неустранимые КЗ, работа оборудования в режиме перегрузок и другие аварийные ситуации, которые могут привести к повреждению первичного оборудования.

Еще одним серьезным последствием кибератаки подобного рода является большое время восстановления ЭЭС. Учитывая полную зависимость всех сфер общественной жизни и экономики от наличия электроснабжения, то нарушение электроснабжения большого числа потребителей одновременно с большим временем восстановления носит уже катастрофический характер.

Таким образом, универсализм цифровых решений, унификация цифровых интерфейсов, аппаратных платформ, операционных систем, наличие централизованных средств администрирования, общее информационное пространство на физическом уровне – существенно увеличивают вероятность широкомасштабных кибератак, т.к. увеличивают потенциальный ущерб от успешной кибератаки [12, 16]. Разнородность решений, их несовместимость, отсутствие интеграции в единое информационное пространство – снижают вероятность широкомасштабных кибератак, т.к. ограничивается потенциальный ущерб от успешной кибератаки по причине ограниченного числа устройств и систем, которые могут быть подвергнуты атаке такого рода.

Поэтому при построении систем автоматического управления в электроэнергетике в эпоху тотальной цифровизации необходимо придерживаться эшелонированного принципа, где системы последнего эшелона должны быть либо изолированными, либо минимально интегрированными в цифровые системы управления. Если дорогостоящая кибератака, требующая участия уникальных специалистов-хакеров не приведет к существенному ущербу, и не приведет к значимому увеличению времени восстановления ЭЭС после аварии, вызванной кибератакой, то и целесообразность такой атаки становится далеко не очевидной при геополитическом или военном противостоянии.

Еще одним из возможных вариантов решения проблемы является установка на энергообъектах оборудования фиксированной функциональности (с жесткой логикой) для ограничения доступа и взаимодействия с внешними сетями, настройки и режимы работы которого, персонал энергообъекта не может изменить без использования специализированного оборудования. Соответственно, при необходимости изменения настроек, такое оборудование отправляется на завод изготовитель

(или в специализированный сервисный центр), где все изменения вносятся в заводских условиях с помощью специальных устройств. Такой подход несколько усложняет эксплуатацию, зато стимулирует к более качественному выполнению работ, а также существенно ограничивает влияние человеческого фактора эксплуатационного персонала энергообъектов в случае целенаправленной кибератаки. Такой подход будет наиболее целесообразен для применения на генерирующих объектах средней мощности, а тем более в распределительных электрических сетях, на объектах малой генерации и у активных потребителей, где имеются проблемы с квалификацией персонала и текучестью кадров.

## 3. Проблемы кибербезопасности в электроэнергетике будущего

В современных условиях идет массовое строительство малых электростанций на возобновляемых источниках энергии, набирает темп установка накопителей электроэнергии, происходит видоизменение электроустановок потребителей (они становятся адаптивными, интеллектуальными), идет процесс массового появления электромобилей.

У газовой генерации малой мощности (ГТУ, ГПУ) имеются проблемы с устойчивостью во время аварийных возмущений в сети [5, 18], у инверторной генерации есть проблемы с перегрузочной способностью и в части перехода из режима параллельной работы в автономный режим и обратно, у генерации на возобновляемых источниках имеются проблемы с нестабильностью энергоресурсов. Мелкие коммунально-бытовые активные потребители не вовлечены в оперативно-диспетчерское управление и маловероятна перспектива их вовлечения в будущем, поэтому характер и график нагрузок активных потребителей с автономной системой управления слабо предсказуем.

Без вовлечения этой малой генерации и активных потребителей в единые системы управления нормальными и аварийными режимами ЭЭС, будет снижаться как общая системная надежность ЭЭС, так и надежность электроснабжения конкретных потребителей [19].

Как только начинается вовлечение энергообъектов малой мощности в единую централизованную или децентрализованную систему управления режимами ЭЭС, так сразу же возникает весь спектр проблем кибербезопасности. Крупные энергокомпании способны привлекать квалифицированных и высокооплачиваемых специалистов по информационной безопасности, но, даже несмотря на это, у них все равно остаются проблемы с человеческим фактором. А у электроэнергетических объектов небольшой мощности есть и будут проблемы с кадрами, а тем более в сфере кибербезопасности.

Системы управления малой генерацией и активными потребителями одного энергорайона будут вероятно однотипными, с идентичными настройками. Поэтому успешная кибератака будет приводить к отказу не отдельной электроустановки, что не особо критично, а к массовому отказу по всему энергорайону или энергосистеме в целом.

Проблема усугубляется тем, что вопросы кибербезопасности будут находиться на стыке различных юридических и физических лиц (электросетевых и генерирующих компаний, операторов связи и активных потребителей). Это все неизбежно будет сказываться как собственно на качестве изначальной проработки вопросов информационной безопасности, так и на оперативности решения возникающих вопросов. Здесь в любом случае не получится достигнуть тех показателей по скорости и качеству реализации противоаварийных мероприятий, что имеются в системообразующей электрической сети и на крупных электростанциях.

Как уже отмечалось выше, потенциальный ущерб от кибератаки определяет вероятность организации подготовленных кибератак, с привлечением высококвалифицированных специалистов-хакеров. Поэтому снижение потенциального ущерба является эффективным способом снижения риска самой кибератаки. Основным способом снижения ущерба видится повышение скорости ликвидации возможной аварии, вызванной кибератакой. По причине отсутствия требуемых специалистов, в случае успешной кибератаки едва ли получится быстро восстановить работоспособность систем управления, рассредоточенных на множестве мелких объектов в распределительной электрической сети.

Поэтому при создании энергосистем будущего, с вовлечением энергообъектов малой мощности в единую централизованную или децентрализованную систему управления режимами ЭЭС, необходимо изначально проработать способы простого и оперативного перевода:

- активных потребителей в пассивные с исключением интеллектуальных систем из цикла управления;
- малой генерации в режим локального управления, например, с обеспечением функции поддержания уровня напряжения на шинах генератора без выдачи мощности во внешнюю электрическую сеть (покрытие только собственной нагрузки);
- локальных устройств РА и ПА в распределительной электрической сети на автономные алгоритмы управления по локальным параметрам режима.

В таком случае, если произойдет реальная кибератака, которая приведет к выводу из строя единой централизованной или децентрализованной системы управления режимами ЭЭС или массовому выводу из строя низовых систем управления на энергообъектах малой мощности, то каждый такой энергообъект может самостоятельно, путем выполнения простых операций, перейти на автономный режим управления, и тем самым быстро восстановить свое электроснабжение, обеспечить работу распределительной электрической сети, пусть и не в оптимальном, но вполне допустимом режиме.

**Заключение**

В работе показано, что под киберугрозами в электроэнергетике нужно понимать не только кибератаки в виде хакерских действий, но и весь

комплекс возможных отказов кибернетической системы управления, без которой энергосистема неспособна функционировать.

Рассмотрены ситуации с потенциально возможными кибератаками, инициированными иностранными государствами или крупными корпорациями в рамках геополитического противостояния.

Отдельно рассмотрены возможные новые проблемы для электроэнергетики будущего и особенности обеспечения кибербезопасности в условиях вовлечения энергообъектов малой мощности в единую централизованную или децентрализованную систему управления режимами ЭЭС.

**Литература**

1. Текслер А.Л. Цифровизация энергетики: От автоматизации процессов к цифровой трансформации отрасли. // Энергетическая политика. № 5, 2018, с. 3-6.

2. Холкин Д.В., Чаусов И.С. Цифровой переход в энергетике России: В поисках смысла. // Энергетическая политика. № 5, 2018, с. 7-16.

3. Цифровой переход в электроэнергетике России // ред. В.Н. Княгинин, Д.В. Холкин [Электронный ресурс]. URL: https://www.csr.ru/wp-content/uploads/2017/09/Doklad_energetika-Web.pdf (дата обращения: 20.09.2019).

4. Концепция «Цифровая трансформация 2030» // ПАО Россетти. Москва. 2018, 31 с.

5. Илюшин П.В., Куликов А.Л. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией. Н. Новгород: Изд-во РАНХиГС, 2019, 364 с.

6. Массель Л.В., Воропай Н.И., Сендеров С.М., Массель А.Г. Кибербезопасность как одна из стратегических угроз энергетической безопасности России. // Вопросы кибербезопасности, 2016, №4 (17), с. 2-10.

7. Папков Б. В., Куликов А. Л., Осокин В. Л. Киберугрозы и кибератаки в электроэнергетике // Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2017, 80 с.

8. Папков Б. В., Куликов А. Л., Осокин В. Л. Проблемы кибербезопасности электроэнергетики // М.: НТФ «Энергопрогресс», 2017. 96 с.

9. Куликов А.Л., Осокин В.Л., Папков Б.В., Шилова Т.В. Расширение понятия «надѐжность» в современной электроэнергетике // Вестник НГИЭИ, 2018, № 3 (82), с. 88–98.

10. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Влияние кибербезопасности объектов электроэнергетики на надежность функционирования ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Вып. 67. Проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, Ю.Я. Чукреев. Сыктывкар: ООО «Коми республиканская типография», 2016, с. 377-385.

11. Алпеев А.С. Терминология безопасности: кибербезопасность, информационная безопасность. // Вопросы кибербезопасности, 2014, №5(8), с. 39-42.

12. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Человеческий фактор при обеспечении кибербезопасности объектов электроэнергетики. // Сборник докладов международной конференции «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Сочи, 1 – 5 июня 2015.

13. Духвалов А.П. Кибератаки на критически важные объекты – вероятная причина катастроф. // Вопросы кибербезопасности, №3(4), 2014, с. 50-53.

14. Воропай Н.И., Колосок И.Н., Коркина Е.С., Осак А.Б. Киберугрозы и кибербезопасность в электроэнергетических системах // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы юбилейной X Международной научно-технической конференции, 16 – 20 сентября 2019, Иркутск. В 3 т. Т 1. Иркутск, Иркутский национальный исследовательский технический университет. с.32-37.

15. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Надежность противоаварийной автоматики и релейной защиты с позиции кибербезопасности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Вып. 69. Проблемы надежности систем энергетики / Книга 2 / отв. ред. Н.И.Воропай. ИСЭМ СО РАН. 2018, с. 99-108.

16. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Анализ структуры противоаварийной автоматики и релейной защиты с позиции надежности и живучести ЭЭС с учетом угроз кибербезопасности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Вып. 70 Проблемы надежности систем энергетики / Книга 1 / отв. ред. Н.И.Воропай. ИСЭМ СО РАН. 2019, с. 263-272.

17. Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Кибербезопасность объектов электроэнергетики, как фактор надежности ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Сборник научных статей. Вып. 66. Актуальные проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай, М.А. Короткевич, А.А. Михалевич. Минск: БНТУ, 2015, с. 258-264.

18. Илюшин П.В. Особенности организации противоаварийного управления в сетях с современными генерирующими установками // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2018, Т. 22. № 5. с. 134–151. DOI: 10.21285/1814-3520-2018-5-134-151.

19. Илюшин П.В. Перспективы применения и проблемные вопросы интеграции распределенных источников энергии в электрические сети // М.: НТФ «Энергопрогресс», 2020, 116 с.

**УДК 621.311**

# КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Набиуллин* Д.И., Вилданов* Р.Р.

**Аннотация**

В статье рассматриваются основные проблемы информационной безопасности электрических станций. Исследованы возможные вероятности хакерских атак на отдельные объекты в энергетике. Также обсуждаются возможные сценарии атак и способы их предотвращения.

**Ключевые слова**: кибербезопасность, электрические станции, SCADA система, хакеры, взлом.

## Введение

С развитием цифровизации в электроэнергетике количество хакерских атак на промышленные объекты резко увеличились. В связи с этим возник вопрос о мерах противодействия кибератакам, таких как создания законов и правил для информационной безопасности. Были предложены методы по предотвращению информационных атак на критически важные инфраструктуры.

## Кибербезопасность в энергетическом секторе

С развитием цифровизации энергетика становится все более сложной, взаимозависимой и динамичной отраслью. Проблема информационной безопасности в этом сегменте пока не стоит так остро, но через 5-10 лет эта проблема может стать первостепенной в различных сегментах энергетики. Кибербезопасность, несомненно, сыграет важную роль в повышении эффективности технологического процесса, поскольку отказ устройств в операционных системах снижает надежность, бесперебойную генерацию и распределение энергоресурсов. Основная задача - проанализировать слабые места на определенных электростанциях, а также контроль доступа, учет и информационную безопасность в компании. Говоря о технологических объектах, следует учитывать специфику АСУ ТП, SCADA (Диспетчерское управление и сбор данных) и РСУ (Распределенная система управления). При создании системы защиты информации необходимо тщательно изучить защищаемый объект и технологические процессы и учесть множество возможных факторов.

## Инициирование атаки

Кибератаку можно разделить на 4 этапа:

1) подготовка к атаке;
2) проникновение в систему;

* Казанский Государственный Энергетический Университет, г. Казань, Татарстан, Россия, e-mail: dinar91121@gmail.com;

3) распространение;

4) саботаж.

Подготовка к атаке: подготовка к кибератаке включает определение конкретной цели (электрическая станция), поиск максимального количества информации о ней, выявление слабых мест в безопасности объектов. Затем разрабатывается стратегия, создаются инструменты проникновения из ранее созданных или новых, специализированных, затем они тестируются на моделях. Мониторинг проводится на предмет наличия открытых портов, через которые возможно проникновение в систему.

Проникновение в систему: на этом этапе злоумышленник внедряет в частный хост (сервер) троянского коня или червя, способного нанести непоправимый ущерб оборудованию. В этом случае вредоносный код попадает в закрытую сеть. Внедрение вредоносного ПО может осуществляться разными способами:

1) Загрузка программы под видом конкретной документации в виде PDF или DOC, в результате загрузки файла срабатывает макрос (автоматическое открытие файла на компьютере).

2) Используя социальную инженерию, злоумышленник может убедить сотрудника установить определенную программу, которая включает вредоносное ПО.

3) Уязвимость нулевого дня [2].

Распространение: здесь злоумышленник пытается максимально развернуть свою программу внутри устройства, уделяя особое внимание особо важным моментам - рабочим серверам. Работа производится под именем  администратора, тем самым оставаясь незамеченным системой безопасности.

Саботаж: этот этап является ключевым моментом удаления важных файлов или управления программно-логическими контроллерами и SCADA системой. Критические файлы, манипуляции с устройствами, мониторинг и шпионаж, саботаж, а также нейтрализация работы электрооборудования [7]. Создатели таких угроз обладают высокой квалификацией и глубоким пониманием промышленных систем управления и протоколов связи в электроэнергетике. Эти атаки могут быть осуществлены глубоко не «отдельными» лицами, а целыми группами, действующими в интересах предприятия или государства. Полностью идентифицировать по IP адресу злоумышленников не представляется возможным, поскольку большинство IP адресов скрыты от посторонних людей.

**Первое появление кибератаки в энергетике**

Одна из первых известных и самых мощных кибератак была произведена в 2010 году на иранские предприятия, в частности на атомные электростанции [11].

Это первый известный компьютерный червь, перехватывающий и изменяющий информационный поток между программируемыми логическими контроллерами марки Simatic S7 и рабочими станциями SCADA-систем Simatic WinCC от Siemens.

Таким образом, «червь» может быть использован как средство несанкционированного сбора данных (шпионажа) и саботажа в АСУ ТП промышленных предприятий, электростанций. Затем последовали самые опасные и колоссальные атаки, это атаки BlackEnergy: BlackEnergy использовалась для кибератак на пользователей с помощью троянского коня, злоумышленники доставили на компьютеры диспетчеров электрической сети специальный компонент «KillDisk», специализирующийся на уничтожении файлов на диске. Win32 / Industroyer: Win32 / Industroyer обладает высокой квалификацией и глубоким пониманием промышленных систем управления и протоколов связи в электроэнергетике.

Маловероятно, что кто-то сможет написать и протестировать подобное программное обеспечение без доступа к специализированному оборудованию, используемому в целевой среде. Каждая атака имела свою уникальность и последствия; следовательно, атака носила «адресный» характер [8,10].

**Способы предотвращения кибератак**

Перед запуском кибератаки хакеры полностью изучают инфраструктуру электростанции, а также каждую уязвимость и способ реализации атаки [9].

Поэтому для предотвращения кибератак необходимо проводить мероприятия по проверке компьютеров, устройств релейной защиты, SCADA-систем на работоспособность и проверку «аномальной» активности в процессах компьютера. Необходимо придерживаться мнения, что системы остаются в безопасности от кибератак, пока вся технологическая структура хранится в секрете от посторонних. Можно предположить, что без подробных спецификаций злоумышленники не смогут манипулировать оборудованием (и даже не будут пытаться это сделать). Такой подход к сокрытию информации заблокирует все возможности для проведения кибератак на отдельные устройства или сети. [3].

Еще один способ улучшить безопасность и защиту от незаконного проникновения или преднамеренного искажения информации это:

а) разработка корпоративного стандарта для обеспечения информационной безопасности (серия международных стандартов, включая стандарты информационной безопасности, опубликованные совместно Международной организацией по стандартизации (ИСО) и Международной организацией по стандартизации);

б) ограничение или исключение использования беспроводного и удаленного доступа к АСУ ТП без авторизации и аутентификации. В данном случае речь идет о несанкционированном доступе к системе по протоколу telnet, где вы можете авторизоваться и войти в систему, имея доступ к внутреннему IP-адресу и порту;

в) мероприятия по организации защиты информации в области промышленной безопасности [1].

Основные задачи:

1) Запрет сотрудникам скачивать неизвестные файлы со сторонних ресурсов.

2) Составить план разъяснительной работы по кибербезопасности промышленных предприятий.

3) Создание журнала учета нестабильных компьютеров.

**Заключение**

В статье исследуется состояние кибербезопасности электрических станций, обращено внимание на то, что проблемы кибербезопасности в энергетике усугубляются распространением концепции интеллектуальных энергетических систем. Все больше электростанций используют подключения к виртуальной частной сети (VPN) или веб-интерфейс для удаленного управления электрооборудованием. Таким образом, необходимо обезопасить аутентификацию изменив пароль входа в систему на более сложный. Обновления безопасности имеют решающее значение для предотвращения кибератак путем закрытия уязвимостей, которые могут предоставить доступ к системе без необходимости предоставления идентификатора входа и паролей. Рассмотрены методы по реализации информационной безопасности, обращено внимание на необходимость принятия мер по обеспечению кибербезопасности электрических станций на государственном уровне. Авторами выдвинуты оптимальные решения проблем кибербезопасности электрических станций, таких как: 1) ограничение использования беспроводного и удаленного доступа к SCADA системе без авторизации и аутентификации; 2) осведомленность сотрудников о наличии киберугроз для ПЛК, релейной защиты и АСУ ТП; 3) мониторинг компьютеров и устройств ПЛК на наличие аномальных процессов в системе.

**Литература**

1. Genge B., Haller P., Kiss I. Cyber Security-Aware Network Design of Industrial Control Systems, IEEE Systems Journal, IEEE Systems Council, Vol.11(3), pp. 1373– 1384, 2017. DOI: 10.1109/JSYST.2015. 2462715.

2. Genge B., Kiss I., and Haller P. A system dynamics approach for assessing the impact of cyber-attacks on critical infrastructures, International Journal of Critical Infrastructure Protection, Elsevier, Vol. 10, pp. 3-17, 2015, DOI: 10.1016/j.ijcip.2015.04.001.

3. Genge B., Haller P., Kiss I. A Framework for Designing Resilient Intrusion Detection Systems for Critical Infrastructures, International Journal of Critical Infrastructure Protection, Elsevier. 2016, vol. 15, pp. 3-11.

4. Richard Bejtlich, The Practice of Network Security Monitoring: Understanding Incident Detection and Response, 2013.

5. Гришина, Н. В. Информационная безопасность предприятия. Учебное пособие / Н.В. Гришина. М.: Форум, 2015. 240 с.

6. G.N. Ericsson, Cyber Security and Power System Communication—Essential Parts of a Smart Grid Infrastructure, 2010.

7. Todd Baumeister, Literature Review on Smart Grid Cyber Security, 2011.

8. Athanasios Dagoumas, Assessing the Impact of Cybersecurity Attacks on Power Systems, 2018.

9. A. Anwar, A. Mahmood, "Cyber security of smart grid infrastructure", The State of the Art in Intrusion Prevention and Detection, CRC Press, Taylor & Francis Group, USA, January 2014, pp. 449-472.

10. Jason F. Clemente, Cyber security for critical energy infrastructure, September 2018, pp. 34-91.

11. R. McMillan, “Siemens: Stuxnet worm hit industrial systems,” ComputerWorld, Sept.14, 2010.

УДК 621.311:519.242.5

# УЧЕТ ТРАНЗИТНЫХ УЗЛОВ В МЕТОДЕ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ СХЕМЫ РАССТАНОВКИ УСВИ НА ОСНОВЕ ЦЕЛОЧИСЛЕННОГО ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Хохлов* М.В.

**Аннотация**

Представлена улучшенная формулировка модели целочисленного линейного программирования выбора схемы расстановки устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) по критерию G-оптимальности. Выполнено развитие метода в направлении учета нулевых инъекций транзитных узлов, что позволяет достичь при том же самом количестве устанавливаемых УСВИ более высокой точности оценивания текущего режима ЭЭС. Предложенный способ учета транзитных узлов также применим к задаче расстановки УСВИ по критериям D, A, M, I-оптимальности. Эффективность метода иллюстрируется результатами экспериментальных расчетов на тестовых схемах.

**Ключевые слова**: электроэнергетическая система, векторные измерения, оптимальный план, оценивание состояния, целочисленное программирование.

## Введение

Необходимым условием надежного функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС) является допустимость режима, т.е. нахождение режима в области, определяемой допустимыми пределами по току, по напряжению, по углу и др. Проверка этого условия сводится к контролю значений режимных параметров, вычисляемых по данным измерений путем оценивания состояния ЭЭС, и сравнению их с заданными или рассчитываемыми предельными значениями. Создание системы мониторинга переходных режимов, известной за рубежом как WAMS (wide area measurement system), направленной на получение с нормированным качеством данных синхронизированных векторных измерений в электромеханических переходных и установившихся режимах работы электроэнергетической системы в реальном времени [1], предполагает повышение наблюдаемости энергосистемы, точности оценивания параметров текущего режима и, следовательно, надежности функционированием ЭЭС.

Создание и обслуживание системы мониторинга переходных режи-

* ИСЭ и ЭПС ФИЦ «Коми НЦ УрО РАН», Сыктывкар, Россия, e-mail: hohlov@energy.komisc.ru

мов с учетом требований физической и кибербезопасности делают синхронизированные векторные измерения крайне дорогими [2]. В связи с этим большое внимание уделяется вопросам определения оптимальных мест установки ограниченного числа устройств синхронизированных векторных измерений (УСВИ) в энергосистеме. Для задачи оценивания состояния, принимая во внимание случайный характер ошибок измерений, оптимальной расстановкой является такая, при которой будет достигаться максимальная точность оценок параметров режима [3].

Помимо измерений исходная для оценивания состояния ЭЭС информация содержит детерминированные компоненты, такие как нулевые инъекции транзитных узлов. В этих узлах нагрузка и генерация отсутствует, и значение инъекции тока в них тождественно равно нулю. Методы учета нулевых инъекций в транзитных узлах при оценивании состояния ЭЭС разрабатывались в 80-х годах прошлого века [4-7]. Их использование в задаче оценивания не только повышает избыточность информации, а следовательно точность оценок, но и обеспечивает адекватность формируемой модели текущего режима с точным выдерживанием нулевых значений оценок инъекций в транзитных узлах. С распространением синхронизированных векторных измерений получила развитие задача определения минимального числа и схемы расстановки УСВИ, при которых гарантируется топологическая наблюдаемость ЭЭС. Топологическая наблюдаемость является необходимым условием для выполнения оценивания состояния системы. Учет транзитных узлов сети позволяет сократить число необходимых для наблюдаемости ЭЭС измерительных устройств, в связи с чем, предложены различные способы их представления в задаче синтеза топологической наблюдаемости [8-11]. Расчеты, выполненные на больших схемах ЭЭС, демонстрируют возможность уменьшения количества требуемых УСВИ в 1,5 раза [12].

В данном докладе рассматривается задача определения схемы расстановки УСВИ, обеспечивающей не просто наблюдаемость ЭЭС, но максимальную точность вычисляемых оценок параметров режима. К нашему сведению, вопрос транзитных узлов в этой задаче еще не прорабатывался. Между тем, определение состава измерений с их учетом более корректно отвечает текущей практике решения задачи оценивания состояния ЭЭС, их учитывающей. Включение транзитных узлов в формулировку задачи выполняется путем развития метода [13], заключающегося в решении последовательности задач целочисленного линейного программирования. Метод [13] разработан для вычисления G-оптимальных схем расстановки УСВИ и, в отличие от других методов и алгоритмов комбинаторной оптимизации, оказался эффективным для больших ЭЭС. Предлагаемый для метода способ учета транзитных узлов может применяться и при нахождении D-, A-, M- или I-оптимальных составов измерений, которые могут так же вычисляться методом последовательного решения задач целочисленного линейного программирования [14].

**Задача выбора G-оптимального состава измерений**

Состав потенциальных измерений, используемых для оценивания состояния ЭЭС по данным УСВИ, включает измерения действительных и мнимых составляющих комплексов напряжений $\dot{U}_i = U_i' + jU_i''$ в $n_b$ узлах и токов $\dot{I}_{ij} = I_{ij}' + jI_{ij}''$ по концам $n_l$ связей ЭЭС, всего $m = 2n_b + 4n_\ell$ измерений параметров режима. Обозначим вектор всех этих параметров через $z$, а соответствующую дисперсионную матрицу, в случае их измерения, через $R = diag\left(\sigma_i^2\right)$, $i = 1,...,m$. Предполагается, что измерения подчиняются нормальному закону распределения вероятностей и не содержат систематических ошибок.

Фактический состав измеряемых параметров меньше $m$ и зависит от количества и мест расположения УСВИ в сети. Введем бинарный вектор $y$ длиной $m$, элементы которого:

$$y_i = \begin{cases} 1, & \text{если } i\text{ - й параметр измеряется} \\ 0, & \text{иначе} \end{cases} \tag{1}$$

Для заданного вектором $y$ состава измерений задача оценивания состояния ЭЭС сводится к вычислению оценки $\hat{x}$ вектора состояния путем минимизации квадратичной функции невязок между измерениями $\bar{z}$ и их расчетными значениями:

$$\min_x 0.5 \sum_{i \in \{j: y_j = 1\}} \left( \frac{\bar{z}_i - z_i(x)}{\sigma_i} \right)^2, \tag{2}$$

и последующему дорасчету оценок всех параметров режима $\hat{z} = z(\hat{x})$. В прямоугольной системе координат переменных состояния $x = \{U_i', U_i''\}$ функция зависимости $z(x)$ линейная, $z = Hx$. Нормированная ковариационная матрица оценок $\hat{z}$:

$$D(y) = R^{-1/2} H G^{-1}(y) H^T R^{-1/2}, \tag{3}$$

где $G(y) = \sum_{i=1}^m y_i \sigma_i^{-2} h_i^T h_i$, $h_i$ – вектор-строка регрессионной матрицы $H$. При выполнении предположений о вероятностных свойствах измерений, приведенных выше, оценки параметров режима являются несмещенными, состоятельными и наиболее эффективными, что означает, что ковариационная матрица (3) является «минимальной» в классе линейных несмещенных оценок.

Существует множество векторов $y$ (составов измерений), обеспечивающих наблюдаемость ЭЭС и являющихся равноценными с точки зрения затрат на организацию измерений и передачи значений комплексных величин в центр обработки информации. Оптимальной схеме размещения УСВИ отвечает вектор $y^*$, который на множестве равноценных вариантов дает «наименьшую» матрицу $D(y)$. Если величину матрицы (3) оценивать по ее максимальному диагональному элементу (наименее точной оценке), то говорят о G-оптимальном выборе $y^*$ [3].

В [13] показано, что минимизация по $y$ максимального диагонального

элемента $\max(d_{ii})$ ковариационной матрицы (3) эквивалента решению задачи целочисленного программирования:

$$\min_{y,t} t \tag{4}$$

$$\frac{\left(\sigma_i^{-1} h_i\, G(\mu)^{-1} h_i^T \sigma_i^{-1}\right)^2}{\sum_{j=1}^{m} y_j \left(\sigma_j^{-1} h_j\, G(\mu)^{-1} h_i^T \sigma_i^{-1}\right)^2} \le t, \quad i = 1,\ldots,m, \text{ для всех } \mu \in \Xi \tag{5}$$

$$y_i = \{0,1\}, \quad i = 1,\ldots,m \tag{6}$$

где $\Xi$ – множество бинарных векторов $\mu$, при которых ЭЭС наблюдаемая (матрица $G$ невырожденная). Переходя от минимизации к максимизации, получим формулировку с линейными ограничениями:

$$\max_{y,t} t \tag{7}$$

$$\frac{\sum_{j=1}^{m} y_j \left(\sigma_j^{-1} h_j\, G(\mu)^{-1} h_i^T \sigma_i^{-1}\right)^2}{\left(\sigma_i^{-1} h_i\, G(\mu)^{-1} h_i^T \sigma_i^{-1}\right)^2} \ge t, \quad i = 1,\ldots,m, \text{ для всех } \mu \in \Xi \tag{8}$$

$$y_i = \{0,1\}, \quad i = 1,\ldots,m. \tag{9}$$

Эта формулировка эффективнее линейной формулировки, полученной в [13]. Помимо меньшего числа ограничений, она не содержит константу $M \ge t$, возникающую в ходе линеаризации нелинейных неравенств (5). Известно [15,16], что неудачно подобранное большое значение $M$ может вызывать проблемы с численной устойчивостью вычислений и порождать слабые линейные релаксации целочисленной программы. И хотя вспомогательная процедура в [13] позволяет выбрать адекватное значение $M$ и, тем самым, избежать численных проблем, слабость линейной релаксации может остаться. Сравнительные расчеты показали заметное сокращение времени решения задачи при использовании формулировки (7)-(9) вместо [13].

**Учет транзитных узлов**

В различных задачах находят применение различные способы учета транзитных узлов. Рассмотрим некоторые из них.

1. Представление нулевых инъекций транзитных узлов в виде измерений с дисперсией, на несколько порядков меньшей, чем дисперсии реальных измерений. Такой подход, являясь самым простым, практиковался в ранних работах по оцениванию состояния ЭЭС. Его недостатком является резкое ухудшение обусловленности матрицы $G(y)$. Вместе с тем, он используется в одном из последних исследований по выбору состава измерений по критерию D-оптимальности методом целочисленного полуопределенного программирования [17].

2. Представление нулевых инъекций в виде абсолютно точных измерений с последующим их удалением путем гауссова исключения соответствующих строк матрицы $H$. Такой способ оказался эффективным в методе оценки вероятности наблюдаемости ЭЭС [18].

3. В задаче определения минимального числа и схемы расстановки УСВИ, гарантирующих топологическую наблюдаемость ЭЭС, эффект транзитных узлов часто моделируется введением различных дополнительных ограничений в форме линейных неравенств [9-11].

4. При оценивании состояния ЭЭС выдерживание нулевых значений инъекций транзитных узлов обеспечивается непосредственным добавлением этих уравнений к оптимизационной задаче (2) в виде ограничений в форме равенств [6-7].

В исследуемой задаче более простым и одновременно эффективным оказалось следующее решение. Обратимся к задаче оценивания состояния ЭЭС, учитывающей нулевые инъекции транзитных узлов:

$$\min_x 0.5 \sum_{i \in \{j: y_j = 1\}} \left( \frac{\bar{z}_i - z_i(x)}{\sigma_i} \right)^2, \tag{10}$$

$$Ax = 0, \tag{11}$$

где с помощью векторного ограничения (11) записаны уравнения нулевых инъекций токов $I'_k(x) = 0$ и $I''_k(x) = 0$ для каждого $k$-го транзитного узла. В этом случае, используя результаты работы [6], расчетное выражение для нормированной ковариационной матрицы оценок $\hat{z}$ параметров режима следует записать в виде:

$$D(y) = R^{-1/2} H E_1(y) H^T R^{-1/2}, \tag{12}$$

где $E_1(y)$ – подматрица обратной матрицы $F(y) = \begin{bmatrix} G(y) & A^T \\ A & 0 \end{bmatrix}$, а именно:

$$F^{-1}(y) = \begin{bmatrix} G(y) & A^T \\ A & 0 \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} E_1(y) & E_2(y)^T \\ E_2(y) & E_3(y) \end{bmatrix}. \tag{13}$$

Изменения в формулировке (7)-(9), связанные с учетом транзитных узлов, сводятся к замене в (8) матрицы $G(\mu)^{-1}$ на $E_1(\mu)$.

**Определение G-оптимальной схемы расстановки УСВИ**

В зависимости от конфигурации измерительного устройства одно УСВИ может выполнять сразу несколько векторных измерений (например, напряжение в узле и ток по одному из присоединений). Для определенности будем считать, что УСВИ измеряет напряжение в узле и токи по всем отходящим от него связям – наиболее частый случай, рассматриваемый в литературе.

Введем вектор $y_{PMU}$ бинарных переменных

$$y_{PMU\,i} = \begin{cases} 1, & \text{если УСВИ устанавливается в } i\text{-м узле} \\ 0, & \text{иначе} \end{cases} \tag{14}$$

и матрицу $N$ инцидентности между множеством многоканальных УСВИ и множеством параметров режима:

$$N_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{если } i\text{-е УСВИ измеряет } j\text{-й параметр} \\ 0, & \text{иначе} \end{cases} \tag{15}$$

так что

$$y(y_{PMU}) = N^T y_{PMU}. \tag{16}$$

Оптимизационная модель целочисленного линейного программирования выбора G-оптимальной схемы расстановки многоканальных УСВИ (вектора $y^*_{PMU}$) в улучшенной формулировке и с учетом транзитных узлов в сети принимает вид:

$$\max_{y_{PMU},t} t \tag{17}$$

$$\frac{\sum_{j=1}^{m} y_j(y_{PMU})\left(\sigma_j^{-1} h_j\ E_1(\mu) h_i^T \sigma_i^{-1}\right)^2}{\left(\sigma_i^{-1} h_i\ E_1(\mu) h_i^T \sigma_i^{-1}\right)^2} \geq t,\ \ i = 1,\ldots,m,\ \text{для всех}\ \mu \in \Xi \tag{18}$$

$$\sum_{i=1}^{n_b} c_i y_{PMU\,i} \leq C, \tag{19}$$

$$y_{PMUi} + \sum_{j\in\Omega_i} y_{PMU\,j} + \sum_{j\in Z: i\in\Omega_j} s_{j,i} \geq 1, \quad i = 1,\ldots,n_b \tag{20}$$

$$\sum_{i\in\Omega_j} s_{j,i} = 1, \qquad j \in Z \tag{21}$$

$$0 \leq s_{j,i} \leq 1, \tag{22}$$

$$y_{PMUi} = \{0,1\}. \tag{23}$$

Неравенство (19) представляет собой ресурсное ограничение, где $c_i$ – затраты, связанные с оснащением $i$-го узла векторными измерениями и организацией их передачи, $C$ – располагаемый бюджет. Добавление ограничений по топологической наблюдаемости (20)-(22) сужает допустимую область линейной релаксации и позволяет уменьшить время расчета [13]; здесь $Z$ – множество индексов транзитных узлов, $\Omega_i$ –множество индексов узлов, смежных узлу $i$, $s_{j,i}$ – вспомогательные переменные для моделирования эффекта транзитных узлов [11]. Кроме того, с помощью «топологических» ограничений можно задавать требуемый уровень надежности наблюдаемости ЭЭС на случаи отключения линий, потери отдельных векторных измерений или УСВИ [11]. Когда в системе есть узлы, уже оборудованные УСВИ, для них добавляются ограничения $y_{PMUi} = 1$ (с $c_i = 0$). При невозможности или нецелесообразности установки УСВИ в некоторых узлах, вводятся ограничения $y_{PMUi} = 0$.

Решение задачи (17)-(23) выполняется итерационно [13]: на каждой итерации решается целочисленная линейная программа с конечным множеством ограничений (18), после чего количество ограничений увеличивается и процесс повторяется, пока не сойдутся верхняя $t$ и нижняя $1/\max d_{ii}$ границы, где $d_{ii}$ – диагональный элемент ковариационной матрицы $E_1$ оценок режимных параметров. Алгоритм следующий.

1. Задаем начальный вектор $y^{(0)}_{PMU}$, обеспечивающий наблюдаемость ЭЭС, например, $y^{(0)}_{PMU} = (1,1,\ldots,1)^T$, нижнюю $LB = 0$ и верхнюю $UB = +\infty$

границы, точность сходимости $\varepsilon$, множество $\Xi^{(0)} = \varnothing$ и $k = 1$.

2. Полагаем $\Xi^{(k)} = \Xi^{(k-1)} \cup \left\{N^T y_{PMU}^{(k-1)}\right\}$.

3. Решаем целочисленную задачу линейного программирования (17)-(23), получаем оптимальные значения $t^{(k)}$ и $y_{PMU}^{(k)}$.

4. Обновляем границы $LB = \max\left\{LB, 1/\max d_{ii}^{(k)}\right\}$, $UB = t^{(k)}$.

5. Если $gap = (UB - LB)/UB \le \varepsilon$, тогда $y_{PMU}^{*} = y_{PMU}^{(k)}$, завершение алгоритма. Иначе, $k \leftarrow k+1$, переход на шаг 2.

Вычислительные эксперименты показали [13], что при получении очередной порции ограничений (18) добавление в модель, начиная со второй итерации, лишь нарушенных ограничений не изменяет скорости сходимости алгоритма, но значительно снижает время решения целочисленной линейной задачи. Модели вычисления D-, A-, M-, I-оптимальных схем расстановки УСВИ аналогичны (17)-(23) и отличаются лишь выражениями в левой части неравенства (18) [14].

**Результаты численных экспериментов**

В таблице 1 приведены характеристики стандартных тестовых схем, используемых в данном разделе для демонстрации эффекта включения транзитных узлов в формулировку задачи. В экспериментах применялись следующие исходные положения. Стандартные отклонения измерений УСВИ задавались исходя из 0,5%-й неопределенности значений модулей комплексных напряжений и токов в базовом режиме: $\sigma_{U_i'} = \sigma_{U_i''} = \frac{1}{3\cdot 100}\left|\dot{U}_i\right| \cdot 0{,}5$, $\sigma_{I_{i-j}'} = \sigma_{I_{i-j}''} = \frac{1}{3\cdot 100}\left|\dot{I}_{ij}\right| \cdot 0{,}5$. Затраты на установку многоканальных УСВИ принимались для всех узлов одинаковыми, $c_i = 1$, $i = 1,\ldots,n_b$, и ограничивались числом $C$ доступных УСВИ. Решение задачи существует, если $C \ge C_{\min}$. Нижняя граница $C_{\min}$ определена согласно [11] и приведена в последних столбцах таблицы 1. Точность сходимости алгоритма $\varepsilon = 0{,}001\%$. Программа написана на языке Julia, модель (17)-(23) – на языке JuMP и решалась с использованием Gurobi [19].

Таблица 1. Характеристики тестовых схем

| Наименование схемы | Число узлов/связей | Число узлов с нулевой инъекцией | Число УСВИ, минимально необходимое для наблюдаемости ЭЭС, $C_{min}$ | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Без учета транзитных узлов | С учетом транзитных узлов |
| IEEE-30 | 30/41 | 6 | 10 | 6 |
| IEEE-118 | 118/186 | 10 | 32 | 28 |
| IEEE-300 | 300/411 | 65 | 87 | 68 |
| Pegase-1354 | 1354/1991 | 421 | 397 | 271 |

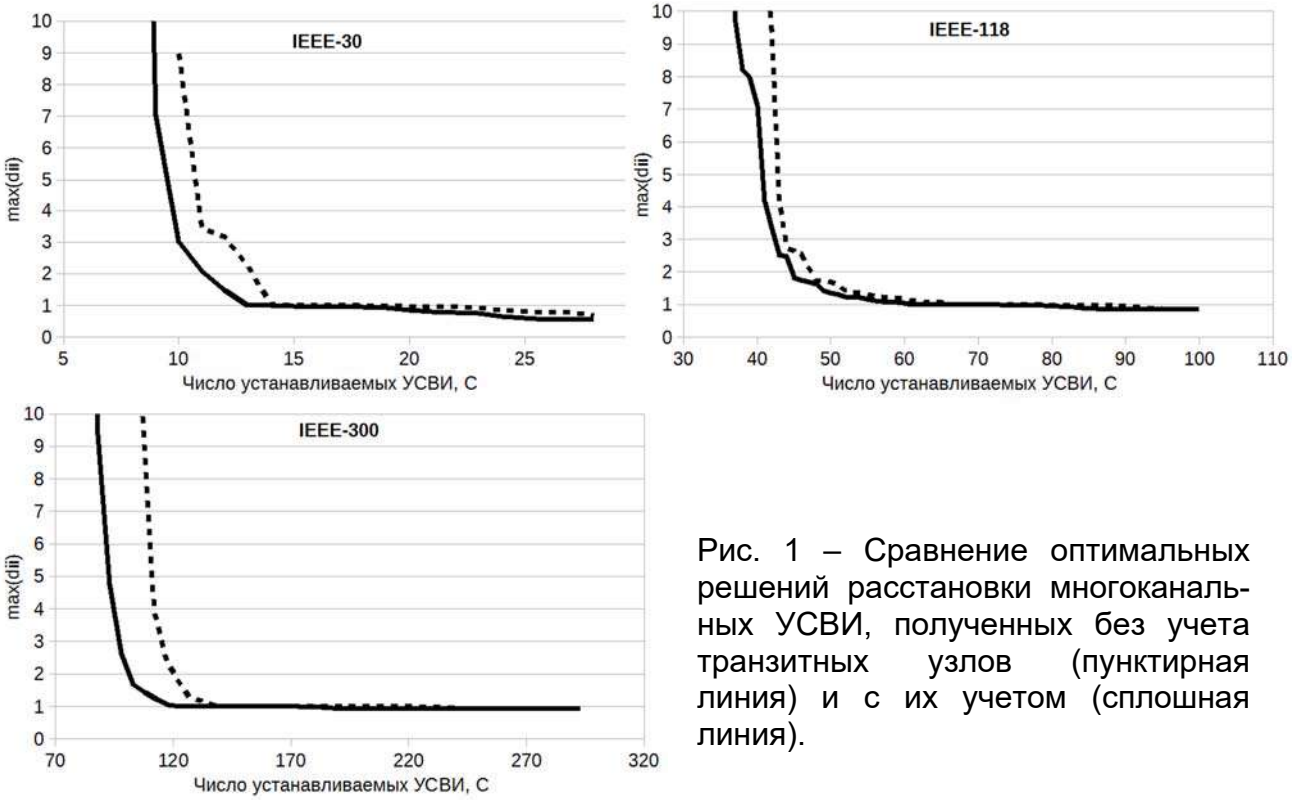



Рис. 1 – Сравнение оптимальных решений расстановки многоканальных УСВИ, полученных без учета транзитных узлов (пунктирная линия) и с их учетом (сплошная линия).

На рис. 1 для различного числа *C* приведены значения критерия G-оптимальности, соответствующие найденным оптимальным схемам расстановки многоканальных УСВИ, демонстрирующие повышение точности оценивания состояния ЭЭС, когда выбор измерений определяется с учетом нулевых инъекций транзитных узлов.

Показательным является момент пересечения графиками значения 1,0. Выполнение условия $d_{ii} < 1,\ i = 1,...,m$ означает: 1) точность расчетного значения любого не измеряемого параметра $z_i$ по результатам оценивания состояния ЭЭС будет не хуже, чем точность «сырого» значения в случае, если бы параметр измерялся, 2) состав измерений не содержит критических измерений, в которых грубые ошибки не выявляются. Для 30-узловой ЭЭС условие $d_{ii} < 1$ выполняется при установке УСВИ в 15 узлах, если транзитные узлы учитывать, и в 18 узлах в противном случае. Для 118- и 300-узловой ЭЭС – соответственно в 65 и 152 при учете против 72 и 195 без учета транзитных узлов. Таким образом, для достижения той же точности оценок (в смысле критерия G-оптимальности) требуется на 10-20% УСВИ меньше.

Расчеты, проведенные на большой схеме ЭЭС, представляющей собой часть европейской системообразующей сети, наглядно демонстрируют эффективность нового метода (таблица 2). Предложенная формулировка не только приводит к повышению точности оценивания состояния за счет учета транзитных узлов при выборе оптимального состава измерений, но и значительно сокращает время получения решения.

Таблица 2. Сравнение эффективности формулировок оптимизационных моделей при расстановке 1100 многоканальных УСВИ на 1354-узловой ЭЭС

| Формулировка задачи | Число итераций | Макс. нормированная дисперсия оценки | Время расчета, мин |
|---|---|---|---|
| [13] | 6 | 0,96581 | 209 |
| Новая | 7 | 0,96579 | 21 |
| Новая с учетом транзитных узлов | 5 | 0,5 | 4 |

**Заключение**

В практике оценивания состояния ЭЭС для достоверного и точного моделирования текущего режима используются разнообразные источники исходной информации, среди которых измерительная информация является основным, но не единственным. Это необходимо учитывать при формулировке и решении задачи выбора оптимального состава измерений. В работе выполнено развитие метода выбора оптимальной схемы расстановки УСВИ с учетом детерминированных компонент исходной информации – нулевых инъекций транзитных узлов. Это позволяет уменьшить число УСВИ без потери точности оценок и в большей степени отвечает задаче оценивания состояния ЭЭС, включающей обработку нулевых инъекций в обязательном порядке. Немаловажным является также учет имеющихся в энергосистеме традиционных измерений. Решение этого вопроса – предмет дальнейших исследований.

**Литература**

1. СТО 59012820.29.020.001-2019. Стандарт АО «СО ЕЭС». «Релейная защита и автоматика. Система мониторинга переходных режимов. Нормы и требования», М., 2019, 26 с.
2. Factors affecting PMU installation Costs. Report. U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, 2014, 38 p.
3. Хохлов М.В. К выбору критерия оптимального размещения PMU для задачи оценивания состояния ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах / Книга 2. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018, с. 382-391.
4. Конторович А.М., Тараканов А.А. Выдерживание точных измерений при оценивании состояния электрических систем // Информационное обеспечение диспетчерского управления в электроэнергетике. Новосибирск: Наука, 1985, с. 63–68.
5. Гамм А.З., Колосок И.Н. Усовершенствованные алгоритмы оценивания состояния электроэнергетических систем // Электричество, 1987, № 11, с. 25–29.
6. Wu F. F., Liu W.-H. E., Lun S.-M. Observability analysis and bad data processing for state estimation with equality constraints // IEEE Trans. Power Systems, 1988, Vol.3, No.2, pp. 541-548.
7. Wu F. F., Liu W.-H. E., Holten L. et al. Observability analysis and bad

data processing for state estimation using Hachtel's augmented matrix method // IEEE Trans. Power Systems, 1988, Vol.3, No.2, pp. 604-611.

8. Xu B., Abur A. Observability analysis and measurement placement for systems with PMUs // IEEE Power Systems Conference and Exposition, New York, 2004, Vol. 2, pp. 943–946.

9. Dambhare S., Dua D., Gajbhiye R. K., Soman S. Optimal zero injection considerations in PMU placement: An ILP approach // 16th Power Systems Computation Conference, Glasgo, 2008, pp. 76-82.

10. Khare G., Sahu N., Sunitha R. Optimal PMU placement using matrix modification based integer linear programming // Int. Conference on Circuits Power and Computing Technologies, Nagercoil, 2014, pp. 632-636.

11. Хохлов М.В., Голуб И.И. Унифицированный подход к оптимизации размещения PMU в сети для обеспечения надежности наблюдаемости ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 65. Надежность либерализованных систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015, с. 591-601.

12. Хохлов М.В. Методы оптимального размещения PMU с учетом ограничений по надежности наблюдаемости ЭЭС для систем большой размерности // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017, с. 484-494.

13. Хохлов М.В. Метод расстановки PMU по критерию G-оптимальности на основе целочисленного линейного программирования // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 70. Методические и практические проблемы надежности систем энергетики. В 2-х книгах / Книга 2. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019, с. 107-116.

14. Хохлов М.В. Модели целочисленного программирования выбора оптимального состава измерений для оценивания состояния электроэнергетической системы // Актуальные проблемы, направления и механизмы развития производительных сил Севера – 2020: Сб. ст. Седьмой Всеросс. науч.-практ. конф.: в 2 ч. Сыктывкар, 2020, Ч. II, с. 152-164.

15. Camm J.D., Raturi A.S., Tsubakitani S. Cutting big M down to size // Interfaces, 1990, Vol.20, No.5, pp. 61-66.

16. Klotz E., Newman A.M. Practical guidelines for solving difficult mixed integer linear programs // Surveys in Operations Research and Management Science, 2013, Vol.18, No.1-2, pp. 18-32.

17. Xygkis T.C., Korres G.N., Manousakis N.M. Fisher information-based meter placement in distribution grids via the D-optimal experimental design // IEEE Trans. Smart Grid, 2018, Vol.9, No.2, pp. 1452-1461.

18. Хохлов М.В. Вычисление надежности наблюдаемости ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 62. Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения. Иваново: ИГЭУ, 2012, pp. 439-449.

19. Gurobi Optimization, LLC. Gurobi Optimizer Reference Manual. 2020. URL: http://www.gurobi.com.

УДК 621.311:519.242.5

# ПРОЯВЛЕНИЕ НЕЛИНЕЙНОСТИ СИСТЕМЫ В ЗАДАЧЕ ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ УСВИ ДЛЯ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ ЭЭС

Хохлов М.В., Позднякова* О.А.

**Аннотация**

В задаче оценивания состояния ЭЭС по данным синхронизированных векторных измерений находит применение линейная модель измерения с представлением векторных величин в прямоугольной форме. Прямоугольное представление используется и в методах оптимального размещения устройств синхронизированных векторных измерений, направленного на обеспечения задачи оценивания состояния ЭЭС наиболее информативными измерениями. При этом предполагается, что линейность модели измерения обеспечивает оптимальность найденной схемы расстановки измерительных устройств при любых режимах функционирования ЭЭС. Результаты вычислительных экспериментов, представленные в данной работе, показывают, что это не так.

**Ключевые слова**: электроэнергетическая система, векторные измерения, нелинейность, режим, оптимальный план.

## Введение

Система мониторинга переходных режимов на базе устройств синхронизированных векторных измерений позволяет получать измерения не только модулей токов и напряжений, но и фаз комплексных электрических величин, привязанные к единому времени [1]. Прямое измерение фазовых углов открыло новые пути развития и совершенствования методов и алгоритмов оценивания состояния электроэнергетического режима для расчетных задач системы мониторинга запасов устойчивости и централизованной системы противоаварийной автоматики. В первую очередь, это возможность решения задачи оценивания состояния в линейной постановке при представлении векторных величин измеряемых токов и напряжений в прямоугольной форме, что существенно упрощает расчет [2], повышает надежность и быстродействие вычислительных алгоритмов [3] и позволяет переходить к постановке и решению более сложных задач, например, обобщенному оцениванию состояния ЭЭС, когда результатом является достоверная оценка не только параметров режима, но и схемы соединения элементов сети [4].

Построение системы мониторинга переходных режимов и переход к

* ИСЭ и ЭПС ФИЦ «Коми НЦ УрО РАН», Сыктывкар, Россия,
e-mail: pozdnyakova@energy.komisc.ru

контролю и управлению ЭЭС по данным синхронизированных векторных измерений – вопрос времени. По данным информационного ресурса [5] число установленных УСВИ в России приближается к тысяче единиц, что пока явно недостаточно для выполнения оценивания состояния режимов отечественных ЭЭС по векторным измерениям, хотя возможно для небольших локальных систем [2]. В связи с этим, в России, как и в других развитых странах мира, актуальна задача определения мест установки УСВИ, при которых будет достигнута полная наблюдаемость ЭЭС, а задача оценивания состояния обеспечена наиболее информативными измерениями.

В основе принятия решений по оптимальному размещению измерительных устройств на объектах электроэнергетики для оценивания состояния ЭЭС лежат теория и методы оптимального планирования экспериментов [6]. Как и в задаче оценивания состояния ЭЭС, определение оптимальной схемы размещения УСВИ полагается на линейную модель измерения, за счет представления комплексных величин токов и напряжений в прямоугольной форме [7-10]. Преимущество линейной системы – найденное решение не зависит от режима, протекающего в ЭЭС, и, единожды вычисленное, оно является оптимальным при любых параметрах режима. Это выгодно отличает задачу выбора состава векторных измерений от задачи выбора состава скалярных измерений ($U$, $P$, $Q$, $I$), нелинейно зависящих от вектора состояния ЭЭС [11-13]. В последнем случае необходимо решать вопрос обеспечения оптимальности плана расстановки измерительных устройств при различных режимах.

В данной работе показано, что влияние режима ЭЭС на оптимальное решение задачи выбора состава и мест установки УСВИ сохраняется при любой форме представления векторных величин, как полярной, так и прямоугольной. Приведены результаты вычислительных экспериментов, иллюстрирующие зависимость решения от уровня нагрузки системы и потерю точности результатов оценивания состояния ЭЭС при режимах, отличных от используемого при выборе оптимальной схемы размещения УСВИ.

**Представление векторных измерений в задаче оптимального размещения УСВИ**

Рассмотрим линейную модель измерения:

$$z = Hx + \xi, \tag{1}$$

где $H$ – регрессионная матрица связи между $m$-мерным вектором $z$ измеряемых параметров и $n$-мерным вектором $x$ переменных состояния системы, $\xi$ – вектор ошибок измерений такой, что $\xi \to N(0,R)$ с известной дисперсионной матрицей $R = diag(\sigma_i^2)$. Сформулируем задачу выбора состава измерений в количестве $k \le m$, при котором погрешность результатов оценивания будет минимальной среди всех других возможных $k$-мерных составов измерений:

$$\min_y \Phi(D(y)) , \tag{2}$$

$$\sum_{i=1}^{m} y_i \le k, \tag{3}$$

$$y_i \in \{0,1\}, \quad i = 1,\ldots,m \tag{4}$$

где $y_i = 1$, если $i$-е измерение отобрано, и $y_i = 0$ в противном случае, $\Phi(D(y))$ – выпуклая функция [10] ковариационной матрицы оценок переменных состояния:

$$D(\hat{x}, y) = \left(\sum_{i=1}^{m} y_i \left(H_i^T R_i^{-1} H_i\right)\right)^{-1} = G^{-1}(y) \tag{5}$$

или всех параметров режима системы:

$$D(\hat{z}, y) = HG^{-1}(y)H^T . \tag{6}$$

УСВИ измеряют комплексные напряжения в узлах $\dot{U}_i = U_i \angle \delta_i$ и токи по связям $\dot{I}_{ij} = I_{ij} \angle \varphi_{ij}$. Вектор потенциально измеряемых параметров $z = (U_i, \delta_i, I_{ij}, \varphi_{ij})$ связан с вектором состояния $x = (U_i, \delta_i)$ нелинейной зависимостью $z(x)$. Для формирования и решения задачи (2)-(4) возможны следующие два варианта приведения $z(x)$ к линейному виду.

1. Линеаризация $z(x)$ в окрестности некоторого режима $x'$, $\Delta z \approx H \Delta x$. В этом случае матрица $H$ является матрицей частных производных:

$$H = \frac{\partial z(x)}{\partial x} = \begin{bmatrix} E & 0 \\ 0 & E \\ \dfrac{\partial I_{ij}}{\partial U} & \dfrac{\partial I_{ij}}{\partial \delta} \\ \dfrac{\partial \varphi_{ij}}{\partial U} & \dfrac{\partial \varphi_{ij}}{\partial \delta} \end{bmatrix}, \tag{7}$$

где $E$ – единичная матрица. Элементы подматриц, соответствующие токовым измерениям, приведены в таблице 1. Они нелинейно зависят от $x$. Следовательно, решение $y^*$ задачи (2)-(4), вычисленное с использованием матрицы (7) и заданной матрицы $R = diag\left(\sigma_{U_i}^2, \sigma_{\delta_i}^2, \sigma_{I_{ij}}^2, \sigma_{\varphi_{ij}}^2\right)$ для одного режима $x'$, может быть не оптимальным для другого режима $x''$.

Таблица 1. Расчетные выражения частных производных для $I_{ij}$ и $\varphi_{ij}$

| | |
|---|---|
| $\partial I_{ij} / \partial U_i = \frac{1}{3I_{ij}} \left[U_i A - U_j \left(C \cos\delta_{ij} + D \sin\delta_{ij}\right)\right]$ | $\partial \varphi_{ij} / \partial U_i = -\frac{1}{U_i I_{ij}} \partial I_{ij} / \partial \delta_i$ |
| $\partial I_{ij} / \partial U_j = \frac{1}{3I_{ij}} \left[U_j B - U_i \left(C \cos\delta_{ij} + D \sin\delta_{ij}\right)\right]$ | $\partial \varphi_{ij} / \partial U_j = \frac{1}{U_j I_{ij}} \partial I_{ij} / \partial \delta_i$ |
| $\partial I_{ij} / \partial \delta_i = \frac{1}{3I_{ij}} \left[U_i U_j \left(C \sin\delta_{ij} - D \cos\delta_{ij}\right)\right]$ | $\partial \varphi_{ij} / \partial \delta_i = \frac{U_i}{I_{ij}} \partial I_{ij} / \partial U_i$ |
| $\partial I_{ij} / \partial \delta_j = -\partial I_{ij} / \partial \delta_i$ | $\partial \varphi_{ij} / \partial \delta_j = 1 - \partial \varphi_{ij} / \partial \delta_i$ |

Примечание: $A = \left(g_{ij} + g_{ij}^s\right)^2 + \left(b_{ij} + b_{ij}^s\right)^2$, $B = g_{ij}^2 + b_{ij}^2$, $C = B + g_{ij} g_{ij}^s + b_{ij} b_{ij}^s$, $D = b_{ij} g_{ij}^s - g_{ij} b_{ij}^s$, $\delta_{ij} = \delta_i - \delta_j$, где $g_{ij}$, $b_{ij}$, $g_{ij}^s$, $b_{ij}^s$ обозначают активную и реактивную составляющие продольной проводимости ветви $i - j$ и поперечной проводимости ветви у узла $i$.

2. Преобразование векторных величин к прямоугольной форме

$\dot{U}_i = U_i' + jU_i''$, $\dot{I}_{ij} = I_{ij}' + jI_{ij}''$. В этом случае зависимость параметров $z = (U_i', U_i'', I_{ij}', I_{ij}'')$ от переменных состояния $x = (U_i', U_i'')$ линейная, $z = Hx$, где $H$ содержит проводимости ветвей. Казалось бы, независимость этой матрицы $H$ от режима ЭЭС дает основание полагать и независимость оптимального состава измерений, вычисленного с ее использованием, от режима ЭЭС. Между тем, преобразование сопровождается расчетом ковариационной матрицы $R$ действительных и мнимых составляющих:

$$R = \begin{bmatrix} \sigma^2_{U_i'} & \sigma_{U_i'U_i''} & 0 & 0 \\ \sigma_{U_i'U_i''} & \sigma^2_{U_i''} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma^2_{I_{ij}'} & \sigma_{I_{ij}'I_{ij}''} \\ 0 & 0 & \sigma_{I_{ij}'I_{ij}''} & \sigma^2_{I_{ij}''} \end{bmatrix}, \qquad (8)$$

которая обеспечивает идентичность результатов оценивания состояния ЭЭС с результатами оценивания, выполняемого по прямым измерениям модулей и углов комплексных величин. В расчетах, как правило, пренебрегают недиагональными элементами в (8), что не приводит к заметному снижению точности оценивания состояния [14]. В таблице 2 приведены диагональные элементы. Видно, что они нелинейно зависят от параметров режима, а значит, от режима зависит и решение задачи (2)-(4).

Таблица 2. Расчетные выражения дисперсий в (8)

| | |
|---|---|
| $\sigma^2_{U_i'} = (\cos\delta_i)^2\sigma^2_{U_i} + (U_i \sin\delta_i)^2\sigma^2_{\delta_i}$ | $\sigma^2_{I_{ij}''} = (\cos\varphi_{ij})^2\sigma^2_{I_{ij}} + (I_{ij}\sin\varphi_{ij})^2\sigma^2_{\varphi_{ij}}$ |
| $\sigma^2_{U_i''} = (\sin\delta_i)^2\sigma^2_{U_i} + (U_i \cos\delta_i)^2\sigma^2_{\delta_i}$ | $\sigma^2_{I_{ij}''} = (\sin\varphi_{ij})^2\sigma^2_{I_{ij}} + (I_{ij}\cos\varphi_{ij})^2\sigma^2_{\varphi_{ij}}$ |

Таким образом, при любой форме представления векторных измерений прослеживается влияние нелинейности ЭЭС на решение задачи выбора оптимального состава измерений. В первом случае при изменении режима изменяется матрица $H$ (7), во втором – матрица $R$ (8).

**Результаты экспериментов и обсуждение**

Цель выполненных экспериментальных исследований – оценить влияние нелинейности ЭЭС на решение задачи оптимального размещения УСВИ. Для этого производилась серия расчетов на множестве режимов $X = \{x^1, ..., x^N\}$. Поскольку зависимость от режима имеется в обоих рассмотренных выше вариантах, далее рассматривается вариант с линеаризацией $z(x)$. Вариант с преобразованием векторных измерений в прямоугольную форму дает идентичные результаты.

**Условия эксперимента.** Решалась задача выбора схемы расстановки 10 многоканальных УСВИ на тестовой 24-узловой ЭЭС, показанной на рис.1. Установка многоканального УСВИ в одном из узлов означает измерение узлового напряжения и токов по всем присоединениям.

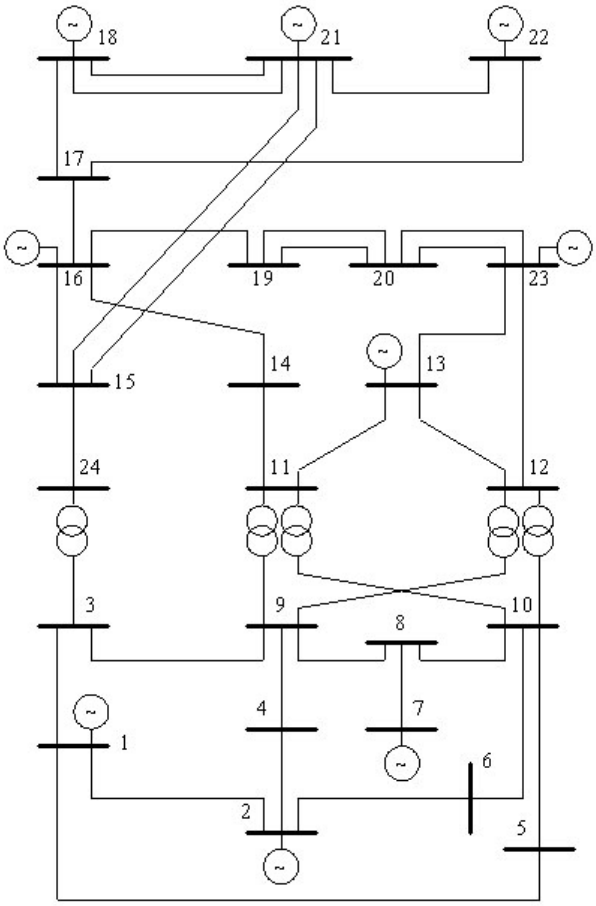



Рис. 1 – Тестовая IEEE 24-узловая ЭЭС.

Множество режимов $X$ формировалось изменением нагрузки системы от 40 до 117 % базовой нагрузки, заданной в описании тестовой ЭЭС, с последующим ее оптимальным распределением между генераторами по условию минимума затрат при режимных ограничениях. Для расчета оптимального потокораспределения использовалась программа Power Models. jl [15]. Всего было подготовлено $N$ = 78 режимов, для каждого из них рассчитана матрица $H$ (7).

Стандартные ошибки измерений для формирования матрицы $R$ задавались исходя из 0,5%-й неопределенности модулей в базовом режиме: $\sigma_{U_i} = \frac{1}{3\cdot 100}\left|U_i\right|\cdot 0{,}5$, $\sigma_{I_{ij}} = \frac{1}{3\cdot 100}\left|I_{ij}\right|\cdot 0{,}5$, и диапазона угловых ошибок ±0,5°: $\sigma_{\delta_i} = \sigma_{\varphi_{ij}} = \frac{1}{3\cdot 100}\cdot 0{,}5$.

После этого, с полученными матрицей $R$ и матрицами $H$ решалась задача оптимального размещения УСВИ по критериям A-, D-, M-, I- и G-оптимальности методом целочисленного линейного программирования [16].

**Расстановки УСВИ, минимизирующие погрешность оценивания узловых напряжений.** На рис. 2 представлены результаты выбора схем размещения УСВИ по критериям A-, D- и M-оптимальности [10]:

$$\Phi_A(y) = \frac{1}{n}\mathrm{tr}\left(R_x^{-1/2}G^{-1}(y)R_x^{-1/2}\right), \qquad (9)$$

$$\Phi_D(y) = \left(\det G^{-1}(y)\right)^{1/n}, \tag{10}$$

$$\Phi_M(y) = \max\left(R_x^{-1/2} G^{-1}(y) R_x^{-1/2}\right)_{ii}, \tag{11}$$

где матрица $R_x$ образуется из элементов матрицы $R$, соответствующих переменным состояния $x = (U_i, \delta_i)$. В первом случае минимизируется средняя нормированная дисперсия (9), во втором – объем эллипсоида рассеяния (10), в третьем – максимальная нормированная дисперсия (11) ошибок оценок $x$.

При минимизации средней нормированной дисперсии оценок переменных состояния, влияния режима на оптимальное расположение УСВИ не обнаружено. При любом режиме оптимальной является установка УСВИ в узлах 1, 2, 6, 8, 10, 11, 16, 20, 21, 24. Погрешность оценивания (значение критерия А) от режима зависит (рис. 2а).

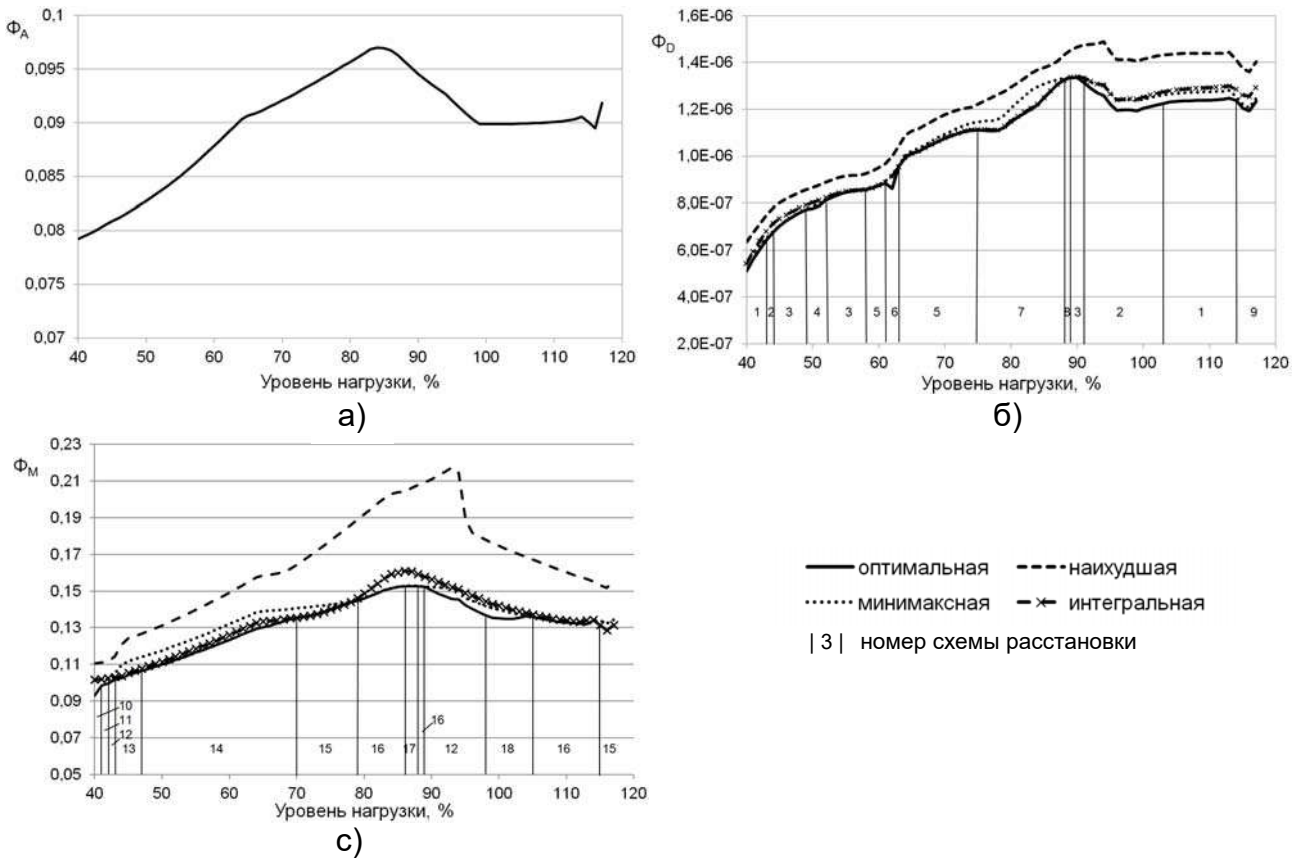



Рис. 2 – Результаты оптимизации схемы размещения УСВИ по критериям А, D, М при различных уровнях нагрузки ЭЭС.

При использовании критерия D- и М-оптимальности получено по 9 различных схем размещения УСВИ, оптимальных для разных уровней нагрузки системы (рис. 2б и 2с). Эти схемы представлены в табл.3 и отмечены на графиках порядковым номером. Помимо значений критерия, отвечающих оптимальным расстановкам (сплошная линия), показаны значения, соответствующие наихудшему, минимаксному и интегральному выбору схемы размещения. Под наихудшей мы понимаем расстановку из

числа найденных, при которой значение критерия оптимальности для данного режима максимально. Из рис. 2с видно, что неудачный выбор схемы расстановки, M-оптимальной для одного режима, может приводить к 50%-му обесцениванию оптимальности в другом режиме.

Таблица 3. Найденные схемы расстановки УСВИ

| № | Узлы установки УСВИ | № | Узлы установки УСВИ |
|---|---|---|---|
| 1 | 1, 8, 9, 10, 11, 15, 16, 17, 20, 21 | 18 | 2, 8, 9, 10, 11, 16, 20, 21, 22, 24 |
| 2 | 1, 8, 9, 10, 13, 15, 16, 17, 20, 21 | 19 | 1, 8, 9, 10, 11, 15, 17, 19, 21, 23 |
| 3 | 2, 8, 9, 10, 13, 15, 16, 17, 20, 21 | 20 | 2, 3, 5, 8, 11, 12, 16, 17, 20, 21 |
| 4 | 2, 8, 9, 10, 11, 15, 17, 19, 21, 23 | 21 | 2, 5, 7, 8, 9, 13, 15, 16, 20, 21 |
| 5 | 2, 5, 8, 9, 13, 15, 16, 17, 20, 21 | 22 | 2, 5, 8, 9, 11, 15, 17, 19, 21, 23 |
| 6 | 2, 5, 8, 9, 13, 15, 16, 20, 21, 23 | 23 | 1, 8, 9, 10, 13, 16, 17, 20, 21, 24 |
| 7 | 2, 5, 8, 9, 11, 13, 15, 16, 20, 21 | 24 | 1, 8, 9, 10, 11, 15, 17, 18, 19, 23 |
| 8 | 1, 2, 8, 9, 10, 13, 15, 16, 20, 21 | 25 | 2, 3, 5, 8, 11, 12, 16, 17, 18, 20 |
| 9 | 2, 8, 9, 10, 11, 15, 16, 17, 20, 21 | 26 | 2, 3, 8, 10, 11, 12, 16, 17, 20, 21 |
| 10 | 1, 2, 6, 8, 10, 11, 16, 21, 23, 24 | 27 | 2, 3, 8, 10, 11, 12, 16, 18, 20, 22 |
| 11 | 1, 2, 6, 8, 10, 13, 16, 20, 21, 24 | 28 | 2, 3, 5, 8, 11, 12, 16, 18, 20, 21 |
| 12 | 1, 2, 8, 10, 11, 17, 19, 21, 23, 24 | 29 | 2, 3, 5, 8, 11, 13, 16, 18, 20, 22 |
| 13 | 1, 2, 8, 10, 11, 16, 21, 22, 23, 24 | 30 | 2, 3, 7, 8, 10, 13, 16, 17, 20, 21 |
| 14 | 1, 2, 8, 9, 11, 16, 20, 21, 22, 24 | 31 | 1, 4, 7, 10, 13, 15, 16, 20, 21, 23 |
| 15 | 1, 2, 8, 9, 11, 16, 21, 22, 23, 24 | 32 | 1, 4, 8, 10, 13, 15, 16, 20, 21, 23 |
| 16 | 1, 2, 8, 9, 11, 17, 19, 21, 23, 24 | 33 | 1, 8, 9, 10, 13, 16, 18, 20, 22, 24 |
| 17 | 2, 8, 9, 10, 11, 17, 19, 21, 23, 24 | | |

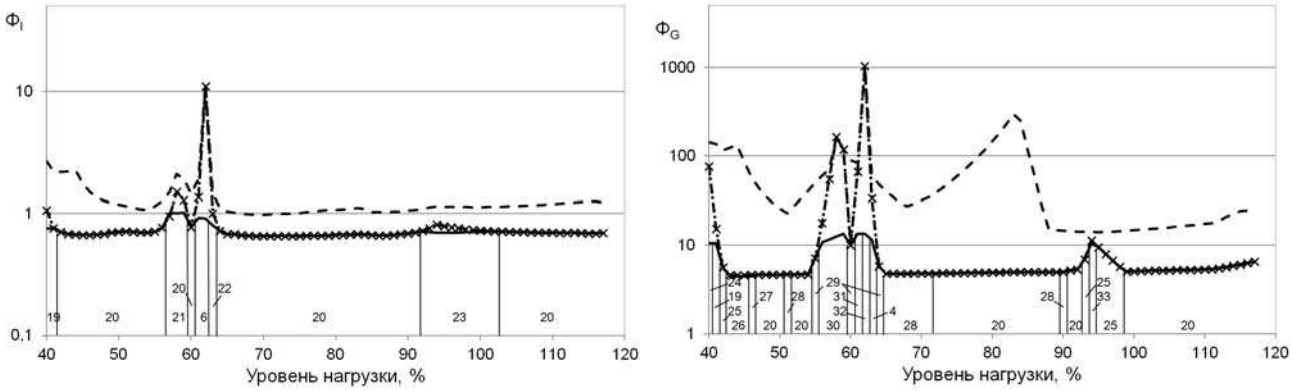
Минимаксная и интегральная расстановки – это решения, минимизирующие соответственно максимальное и среднее значение целевой функции на множестве *X* всех 78 режимов. Для D-оптимальности такими являются расстановки № 3 и № 8, которые являются оптимальными для режимов, характеризуемых наибольшими значениями функции $\Phi_D$ (нагрузка 88–91%). В случае с критерием M минимаксная № 16 и интегральная № 15 расстановки являются оптимальными для режимов больших нагрузок (105% и более). Последнее согласуется с работами [11,12], где выбор «нелинейных» измерений при оптимизации качества оценивания режима распределительной сети предлагается делать, рассматривая режим максимальных нагрузок.

**Расстановки УСВИ, минимизирующие погрешность оценивания напряжений и токов.** На рис. 3 представлены результаты экспериментов, выполненных при использовании критериев I- и G-оптимальности [10]:

$$\Phi_I(y) = \tfrac{1}{m} tr\left(R^{-1/2} H G^{-1}(y) H^T R^{-1/2}\right), \tag{12}$$

$$\Phi_G(y) = \max\left(R^{-1/2} H G^{-1}(y) H^T R^{-1/2}\right)_{ii}. \tag{13}$$

В первом случае оптимизация расстановки обеспечивает минимизацию средней (12), а во втором – максимальной (13) нормированной дисперсии оценок всех параметров режима $z = \left(U_i, \delta_i, I_{ij}, \varphi_{ij}\right)$.




а) б)

Рис. 3 – Результаты оптимизации схемы размещения УСВИ по критериям I, G при различных уровнях нагрузки ЭЭС (обозначения см. рис.2).

Как и с критериями D- и M-оптимальности, для разных режимов получены разные оптимальные схемы размещения УСВИ. При этом характер зависимостей от режима резко отличается от представленных на рис. 2. В некоторых режимах (например, в окрестности нагрузки 57–63%) погрешность оценивания (в смысле критерия I или G) даже при оптимальном выборе состава измерений может кратно возрастать. Обесценивание оптимальности при неудачном выборе режима, используемого для решения задачи расстановки УСВИ, достигает 10- и 100-кратного значения, соответственно, с критерием I- и G-оптимальности. Детальный анализ этих режимов показывает, что причиной скачков являются слабозагруженные связи.

Когда по концам линии $U_i \approx U_j$ и $\delta_i \approx \delta_j$ и ток близок нулю, тогда частные производные функции угла тока $\varphi_{ij}$ по компонентам вектора состояния могут стремиться к бесконечности [14]. Если ток $\dot{I}_{ij} = I_{ij}\angle\varphi_{ij}$ не измеряется, погрешность оценки угла не ограничена. В качестве иллюстрации на рис. 4 показаны равные эллипсоиды рассеивания ошибок оценок двух токов. Для тока $\dot{I}_1$, погрешность оценки угла лежит в диапазоне $\pm\Delta\varphi_1$. Для тока $\dot{I}_2$, значение которого близко к нулю, оценка угла может принимать значение от -180 до 180◦.

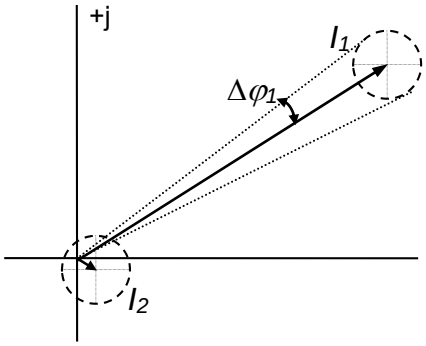



Рис. 4 – Иллюстрация угловой погрешности для малых векторов.

Наиболее ярко такая ситуация проявляется при нагрузке 61–63%. В этих режимах токи по линиям 20–23 практически нулевые, что приводит к резкому росту погрешности углов $\varphi_{23-20}$. Ограничить ее можно лишь установив УСВИ в узле 23, что и происходит по результатам решения задачи (2)-(4). Схемы размещения, оптимальные для других режимов, не включают узел 23, и их использование для оценивания данных режимов дает скачок в нормированной дисперсии оценок углов $\varphi_{23-20}$, равный 1032,7.

Аналогичные ситуации происходят при нагрузке 40–41% (токи по линиям 1–3 и 3–9 близки к нулевым) и 57–60% (ток по линии 7–8 близок к нулевому).

Следует заметить, что дисперсия угловой погрешности оценок нулевых токов не представляет интереса, и ее величина не может адекватно характеризовать точность оценивания режима ЭЭС. Для исключения влияния нулевых токов на выбор состава измерений следует при решении задачи (2)-(4) избегать использования режимов со слабозагруженными связями. Следуя этому принципу, на рис. 4 приведены графики значений $\Phi_I$ и $\Phi_G$, отвечающие минимаксному и интегральному выбору, которые получены без учета режимов с уровнем нагрузки 40–41 и 57–63%. Соответствующая им расстановка № 20 является оптимальной почти для всех остальных режимов как по критерию I, так и критерию G-оптимальности.

**Заключение**

Показано, что решение задачи оптимального размещения УСВИ, направленного на обеспечение максимальной точности оценивания состояния ЭЭС, зависит от режима энергосистемы, используемого для оптимизации. Неучет нелинейности системы при выборе состава и мест установки УСВИ по критериям D-, M-, I- и G-оптимальности может привести в некоторых режимах функционирования ЭЭС к заметной потере (относительно ожидаемой) точности оценивания узловых напряжения и токов, протекающих в ветвях ЭЭС, а значит, и к неверным решениям по управлению ее режимами. Это ставит вопрос о необходимости постановки и решения задачи выбора схемы размещения УСВИ, оптимальной на всем многообразии возможных режимов. При этом, в случае использования критериев I- и G-оптимальности, из множества режимов следует исключать режимы со слабозагруженными связями. Влияния нелинейности ЭЭС на A-оптимальный состав измерений не выявлено, что позволяет оставаться в рамках существующей оптимизационной модели и использовать для выбора мест установки УСВИ по критерию A-оптимальности любой режим.

**Литература**

1. Phadke A. G., Thorp J. S. Synchronized phasor measurement and their applications // New York: Springer, 2008, pp. 248.

2. Колосок И.Н., Коркина Е.С., Бучинский Е.А. Линейное оценивание состояния методом контрольных уравнений для локальных систем мониторинга переходных режимов // Электричество, 2014, №3, с. 4-10.

3. Zanni L., Derviškadić A., Pignati M., Xu C., et al. PMU-based linear state estimation of Lausanne subtransmission network: Experimental validation // Electric Power System Research: Special issue of the 21st Power Systems Computation Conference (PSCC), 2020, vol.189.

4. Хохлов М.В., Готман Н.Э. Робастное обобщенное оценивание со-

стояние ЭЭС: метод на основе целочисленного линейного программирования // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 68. Исследование и обеспечение надежности систем энергетики. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2017, с. 495-504.

5. Система мониторинга переходных режимов Единой энергетической системы России // URL: https://www.smpr.technology (дата обращения: 26.06.2020).

6. Федоров В.В. Теория оптимального эксперимента. М.: Наука, 1971, 312 с.

7. Kekatos V., Giannakis G.B., Wollenberg B. Optimal placement of phasor measurement units via convex relaxation // IEEE Transactions on Power Systems, 2012, vol. 27, no. 3, pp. 1521-1530.

8. Yang P., Tan Z., Wiesel A., and Nehorai A. Placement of PMUs considering measurement phase-angle mismatch // IEEE Transactions on Power Delivery, 2015, vol. 30, no. 2, pp. 914-922.

9. Голуб И.И., Хохлов М.В. Алгоритмы синтеза наблюдаемости ЭЭС на основе синхронизированных векторных измерений // Электричество, 2015, №1, с. 26-33.

10. Хохлов М.В. К выбору критерия оптимального размещения PMU для задачи оценивания состояния ЭЭС // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики / В 2-х книгах / Книга 2. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018, с. 382-391.

11. Damavandi M. G., Krishnamurthy V., and Martí J. R. Robust meter placement for state estimation in active distribution systems // IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, vol. 6, no. 4, pp. 1972-1982.

12. Xygkis T.C., Korres G.N., Manousakis N.M. Fisher information-based meter placement in distribution grids via the D-optimal experimental design // IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, vol. 9, no. 2, pp. 1452-1461.

13. Xygkis T. C., Korres G. N., Manousakis N. M. A Mixed integer SDP method for optimal meter placement in power transmission systems // Proc. IEEE Milan PowerTech, 2019, Milan, Italy, pp. 1-6.

14. Хохлов М.В. Представление синхронизированных векторных измерений в задаче оценивания состояния ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. труды III межд. науч.- техн. конф.: сб. ст. В 2 т. Екатеринбург: УРФУ, 2012, Т1, с. 795-800.

15. Coffrin C., Bent R., Sundar K., Ng Y. and Lubin M. PowerModels.jl: An open-source framework for exploring power flow formulations // 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), Dublin, 2018, pp. 1-8.

16. Хохлов М.В. Модели целочисленного программирования выбора оптимального состава измерений для оценивания состояния электроэнергетической системы // Актуальные проблемы, направления и механизмы развития производительных сил Севера – 2020: Сб. ст. Седьмой Всеросс. науч.-практ. конф.: в 2 ч. – Сыктывкар: ООО «Коми респ. типогр.», 2020, Ч. II, с.152-164.

УДК: 620.9: 658.011.56

# К ПОСТРОЕНИЮ ПОДСИСТЕМЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЙ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ В СОСТАВЕ АСКУЭ

Оморов[1]*Т.Т., Койбагаров*Т.Дж., Жаныбаев[2]**Т.О.,
Такырбашев*Б.К., Боронин*А.Г.

**Аннотация**

В настоящее время в целях автоматизации и информатизации процессов в распределительных электрических сетях (РЭС) напряжением 0,4 кВ широкое применение нашли новые технологии в виде автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ). Однако, в составе этих информационных систем отсутствуют технологии, ориентированные для решения диагностических задач. В докладе предлагается методологические и алгоритмические основы построения подсистемы диагностики состояний проводов магистральных линий РЭС. Сформулированы критерии диагностики на основе оценки уровня их износа. Результаты исследований направлены на совершенствование существующих АСКУЭ и повышения надежности распределительных сетей.

**Ключевые слова:** распределительная сеть, сопротивления проводов, параметры сети, критерий и алгоритм диагностики, структура подсистемы диагностики.

## Введение

В настоящее время активно внедряются автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) [1] в целях комплексной автоматизации распределительных электрических сетей (РЭС) напряжением 0,4 кВ, иерархия которых, в основном, состоит из двух уровней. Структура нижнего уровня включает группу счетчиков электроэнергии (Сч), устанавливаемых у абонентов сети, и концентратор данных (КД), который строится на базе микропроцессорного контроллера и устанавливается в трансформаторной подстанции.

Концентратор дистанционно осуществляет оперативный сбор данных со счетчиков электроэнергии в автоматическом режиме, их хранение и после предварительной обработки требуемые данные передает в центральный компьютер верхнего уровня, который располагается в диспетчерском пункте управления. Обмен данными между структурными элементами автоматизированной системы осуществляется по каналам

[1] *Национальная академия наук КР, г. Бишкек, Кыргызская Республика
e-mail: omorovtt@mail.ru, koibagarov@bk.ru, b.takyrbashev@gmail.com, boronin@bk.ru
[2] **ОАО «Северэлектро», с.Лебединовка, Чуйская область, Кыргызскя Республика,
e-mail: zhanybaev1979@mail.ru

связи. Основной функцией традиционных АСКУЭ является автоматизация коммерческого учета электроэнергии. В то же время в распределительных сетях наиболее важной является задача автоматизации процессов диагностики состояний ее функциональных элементов [2-5]. При этом часть проблемы связана с диагностикой состояний фазных и нейтрального проводов трехфазной распредсети в условиях несимметрии токов и напряжений [6-9]. Анализ показывает, что формализация и алгоритмизация этой задачи требует разработки соответствующей математической модели и метода идентификации параметров РЭС, таких как сопротивления межабонентских участков, в режиме реального времени. Как известно, при эксплуатации РЭС эти параметры изменяются во времени случайным образом в зависимости от состояния внешней среды, что приводит к определенным трудностям при разработке моделей физических процессов в РЭС и алгоритмов параметрической идентификации. Известные методы параметрической идентификации [10-13] в недостаточной степени адаптированы для их применения в режиме реального времени. Один из возможных подходов в этом направлении – это проблема идентификации параметров распределительных сетей на основе численных методов [14-16]. В докладе предлагаются алгоритмические основы построения подсистемы диагностики состояний проводов распределительных сетей в составе АСКУЭ. При этом для идентификации текущих параметров (сопротивлений) межабонентских участков (МАУ) РЭС используется метод, изложенный в [17].

**Постановка задачи**

В качестве объекта рассматривается четырехпроводная РЭС напряжением 0,4 кВ, расчетная схема которой показана на рис.1.

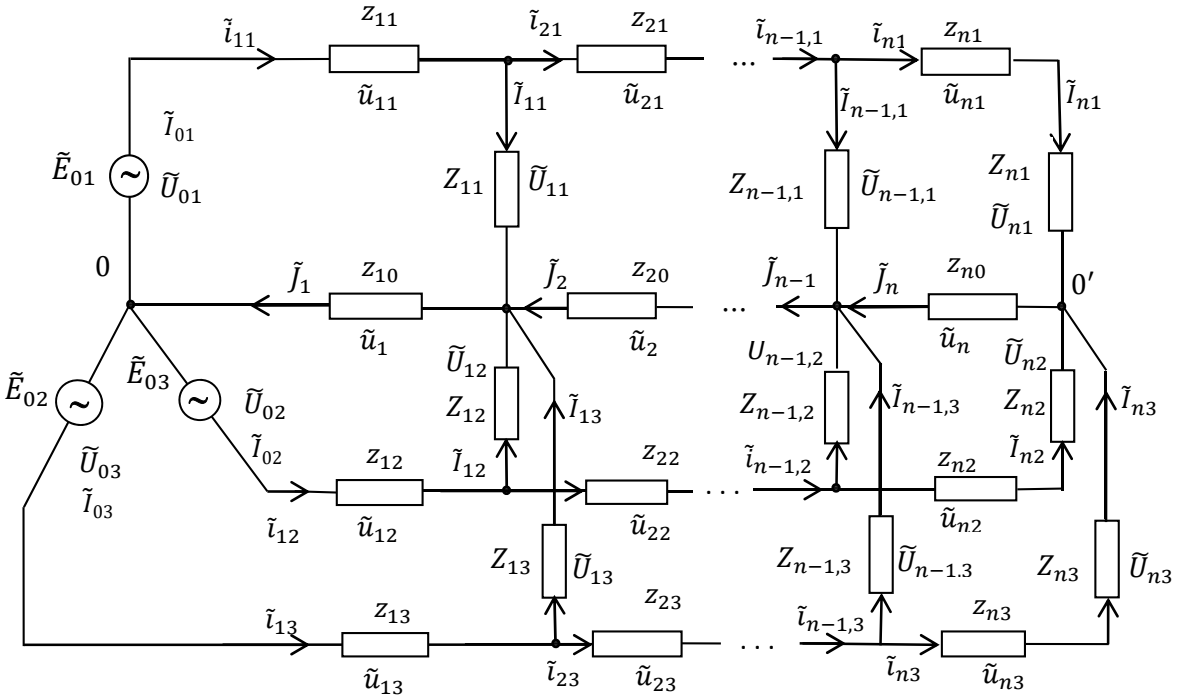



Рис. 1 – Расчетная схема трехфазной сети.

Обозначения имеют следующий смысл: $k, \nu$ - индексные переменные, обозначающие соответственно номера фаз А, В, С ($k = \overline{1,3}$) и электрических контуров сети ($\nu = \overline{1,n}$); $\tilde{E}_{0k}$ – ЭДС k-ой фазы; $\tilde{U}_{0k}$, $\tilde{I}_{0k} = \tilde{\imath}_{1k}$ – мгновенные синусоидальные напряжения и токи соответственно на входах соответствующих фаз; $\tilde{I}_{\nu k}$, $\tilde{U}_{\nu k}$, $Z_{\nu k}$ – синусоидальные мгновенные ток, напряжение и сопротивление нагрузки (электроприемника) с координатой $(\nu, k)$; $\tilde{\imath}_{\nu k}$, $z_{\nu k}$ – мгновенный ток и комплексное сопротивление $\nu$-го межабонентского участка (МАУ) $k$-ой фазы; $\tilde{u}_{\nu k}$, $\tilde{u}_{\nu}$ – напряжения соответственно на $\nu$-ом МАУ $k$-й фазы и нейтрального провода; $\tilde{J}_{\nu}$,$z_{\nu 0}$ – мгновенный ток и комплексное сопротивление $\nu$-го участка нейтрального провода.

Далее предполагается, что выполняются следующие условия:

1) трехфазная сеть является линейной системой;

2) в системе используются технические средства для подавления высших гармонических составляющих токов и напряжений в сети;

3) со счетчиков электроэнергии (*Сч*$_{\nu k}$), установленных у абонентов сети и в трансформаторной подстанции, в базу данных АСКУЭ по каналам связи в дискретные моменты времени $t \in [t_{\xi}, t_{\xi+1}]$ с шагом дискретизации $\Delta t_{\xi} = t_{\xi+1} - t_{\xi}$ $(\xi = 1,2, \dots)$ поступают следующие данные:

- действующие значения токов $I_{\nu k}$ и напряжений $U_{\nu k}$ на входах фаз и нагрузках сети;
- коэффициенты мощности $F_{\nu k} = cos\, \varphi_{\nu k}$, определяемые фазовыми сдвигами $\varphi_{\nu k}$ между соответствующими напряжениями $\tilde{U}_{\nu k}$ и токами $\tilde{I}_{\nu k}$ $(k = \overline{1,3},\ \nu = \overline{0,n})$.

Задача состоит в определении алгоритма диагностики и структуры подсистемы диагностики состояний МАУ распределительной сети в составе АСКУЭ.

Решение сформулированной задачи включает следующие этапы:

1. Идентификация параметров (сопротивлений) МАУ.
2. Формулировка критерия диагностики.
3. Алгоритмизация решения задачи диагностики.
4. Определение структуры программного комплекса подсистемы диагностики.

**Идентификация параметров МАУ**

Исходные данные для решения сформулированной задачи представим в виде следующих матриц и векторов:

$$I = \begin{bmatrix} I_{11} & I_{21} & \dots & I_{n1} \\ I_{12} & I_{22} & \dots & I_{n2} \\ I_{13} & I_{23} & \dots & I_{n3} \end{bmatrix}; \qquad U = \begin{bmatrix} U_{11} & U_{21} & \dots & U_{n1} \\ U_{12} & U_{22} & \dots & U_{n2} \\ U_{13} & U_{23} & \dots & I_{n3} \end{bmatrix};$$

$$F = \begin{bmatrix} F_{11} & F_{21} & \dots & F_{n1} \\ F_{21} & F_{22} & \dots & F_{n2} \\ F_{13} & F_{23} & \dots & F_{n3} \end{bmatrix};$$

$$I_0 = [I_{01},\ I_{02},\ I_{03}]; \quad U_0 = [U_{01},\ U_{02},\ U_{03}]; \quad F_o = [F_{01},\ F_{02},\ F_{03}].$$

Как известно, в традиционных АСКУЭ межабонентские комплексные токи $i_{\nu k}$, $\dot{J}_{\nu}$ и напряжения $\dot{u}_{\nu k}$, $\dot{u}_{\nu}$ не идентифицируются и не контролируются. В то же время в АСКУЭ имеется возможность их определения по данным со счетчиков электроэнергии системы, что позволяет решать ряд важных функциональных задач, таких как идентификация неконтролируемого потребления электроэнергии [18-20] и симметрирования распредсети [8, 21-23]. При этом, мгновенные синусоидальные токи $\tilde{I}_{\nu k}$, напряжения $\tilde{U}_{\nu k}$ на соответствующих нагрузках и их сопротивления $Z_{\nu k}$ в установившемся режиме можно представить в комплексной форме [24]:

$$\dot{I}_{\nu k} = I_{\nu k}^{в} + jI_{\nu k}^{м} = I_{\nu k} e^{j(\beta_k + \alpha_{\nu k})}, \tag{1}$$

$$\dot{U}_{\nu k} = U_{\nu k}^{в} + jU_{\nu k}^{м} = U_{\nu k} e^{j(\beta_k + \psi_{\nu k})},$$

$$Z_{\nu k} = Z_{\nu k}^{в} + jZ_{\nu k}^{м} = \bar{Z}_{\nu k} e^{j\varphi_{\nu k}}, \quad \nu = \overline{1,n}, \qquad k = \overline{1,3}, \tag{2}$$

где символы «в» и «м» обозначают вещественные и мнимые части соответствующих комплексных переменных; $I_{\nu k}$, $U_{\nu k}$, $\bar{Z}_{\nu k}$ – модули этих переменных. При этом:

$$\varphi_{\nu k} = \psi_{\nu k} - \alpha_{\nu k}, \qquad \beta_k = 2(k-1)\,\pi/3,$$

где $\alpha_{\nu k}$, $\psi_{\nu k}$ – приращения фазовых сдвигов относительно их номинальных значений $\beta_k$, обусловленные несимметрией токов и напряжений в сети. В случае, когда построена модель нагрузок в установившемся режиме в форме (1) и (2) межабонентские токи и напряжения можно оценить на основе известных законов электротехники [24] (рис.1), т.е.:

$$i_{\nu k} = \sum_{l=\nu}^{n} \dot{I}_{lk} = \sum_{l=\nu}^{n} (I_{lk}^{в} + jI_{lk}^{м}) = l_{\nu k} e^{j(\beta_k + \tilde{\alpha}_{\nu k})}, \tag{3}$$

$$\dot{J}_{\nu} = i_{\nu 1} + i_{\nu 2} + i_{\nu 3}, \quad \dot{u}_{\nu} = \dot{J}_{\nu} z_{\nu}, \quad \nu = \overline{1,n}, \qquad k = \overline{1,3}, \tag{4}$$

где $l_{\nu k}$, $\tilde{\alpha}_{\nu k}$ – действующее значение и приращение фазового сдвига межабонентского комплексного тока $i_{\nu k}$ соответственно.

Далее будем считать, что на основе метода, предложенного в [17], построена модель распредсети в комплексной форме (1)-(4) и на ее основе идентифицированы текущие значения сопротивлений межабонентских участков фазных проводов $z_{\nu k}$ и нейтрального провода $z_{\nu 0}$ трехфазной сети.

**Критерий диагностики**

Введем векторы $Z_0$, $Z_1$, $Z_2$, $Z_3$, составленные из текущих значений параметров межабонентских участков фазных и нейтрального проводов в момент времени $t \in t_{\xi}$:

$$Z_0 = [z_{10},\ z_{20}, \dots,\ z_{n0}],$$
$$Z_1 = [z_{11},\ z_{21}, \dots,\ z_{n1}],$$
$$Z_2 = [z_{12},\ z_{22}, \dots,\ z_{n2}],$$
$$Z_3 = [z_{13},\ z_{23}, \dots,\ z_{n3}].$$

На основе указанных векторов составляем матрицу Z:

$$Z = \begin{bmatrix} Z_0 \\ Z_1 \\ Z_2 \\ Z_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{10} & z_{20} & \dots & z_{n0} \\ z_{11} & z_{21} & \dots & z_{n1} \\ z_{12} & z_{22} & \dots & z_{n2} \\ z_{13} & z_{23} & \dots & z_{n3} \end{bmatrix}.$$

Можно отметить, что элементы матрицы Z находятся в результате решения задачи идентификации параметров распредсети.

Далее будем предполагать, что по паспортным данным предварительно определены и записаны в базе данных концентратора (КД) базовая матрица $Z^*$, составленная соответственно из номинальных значений параметров сети $z^*_{\nu\rho}$ и $z^*_{\nu 0}$:

$$Z^* = \begin{bmatrix} Z^*_0 \\ Z^*_1 \\ Z^*_2 \\ Z^*_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z^*_{10} & z^*_{20} & \dots & z^*_{n0} \\ z^*_{11} & z^*_{21} & \dots & z^*_{n1} \\ z^*_{12} & z^*_{22} & \dots & z^*_{n2} \\ z^*_{13} & z^*_{23} & \dots & z^*_{n3} \end{bmatrix}.$$

Для диагностики состояний межабонентских участков магистральной линии используются данные идентификации текущих параметров РЭС, представленные матрицей $Z$ и компоненты базовой матрицы $Z^*$.

В общем случае для оценки уровня износа электрических линий межабонентских участков сети можно поступить следующим образом. Вначале вычисляются относительные отклонения текущих значений параметров сети от их номинальных значений:

$$\Delta z_{\nu\rho} = \left(\left|z_{\nu\rho} - z^*_{\nu\rho}\right|\right) / z^*_{\nu\rho}\,, \qquad \nu = \overline{1,n}, \qquad \rho = \overline{0,3}, \tag{5}$$

где $\rho$ – индексная переменная, которая обозначает номера нулевого и фазных проводов трехфазной сети.

Как известно, технические потери электроэнергии в соответствующих участках сети увеличиваются, если найденные оценки $\Delta z_{\nu\rho}$ превышают их критических значений. Поэтому критерием нормального состояния электрических линий РЭС можно принять выполнение следующих условий:

$$\Delta z_{\nu\rho} \le \Delta z^{max}_{\nu\rho}, \qquad \nu = \overline{1,n}, \qquad \rho = \overline{0,3} \tag{6}$$

где $\Delta z^{max}_{\nu\rho}$ – максимально допустимые относительные уровни износа соответствующих линий электроснабжения.

**Алгоритмизация решения задачи диагностики**

В целях алгоритмизации решения задачи диагностики состояний проводов межабонентских участков магистральной линии распредсети введем в рассмотрение матрицу $D = \left\{d_{\nu\rho}\right\}_{n\times 4}$, имеющую такую же размерность, как и матрица Z, т.е. $\rho = \overline{0,3}$ $\nu = \overline{1,n}$. При этом первая строка соответствует состояниям межабонентских участков (МАУ) нейтрального (нулевого) провода, а остальные три строки соответствуют состояниям МАУ трех фазовых проводов сети. Компоненты этой матрицы $d_{\nu\rho}$ определим по следующему правилу:

$$d_{\nu\rho} = \begin{cases} 0, \ \textit{если}\ \Delta z_{\nu\rho} \le \Delta z^*_{\nu\rho}, \\ 1, \ \textit{если}\ \Delta z_{\nu\rho} > \Delta z^*_{\nu\rho}, \end{cases} \qquad \rho = \overline{0,3}, \qquad \nu = \overline{1,n}.$$

Формирование матрицы *D* осуществляется на основе критериальных условий (6), т.е., если состояние соответствующего провода с координатой $(\nu, \rho)$ отвечает заданным требованиям, то $d_{\nu\rho} = 0$, в противном случае $d_{\nu\rho} = 1$

Алгоритм диагностики состояний МАУ трехфазной сети, полученный на основе критериальных условий (6), приведен на рис. 2.

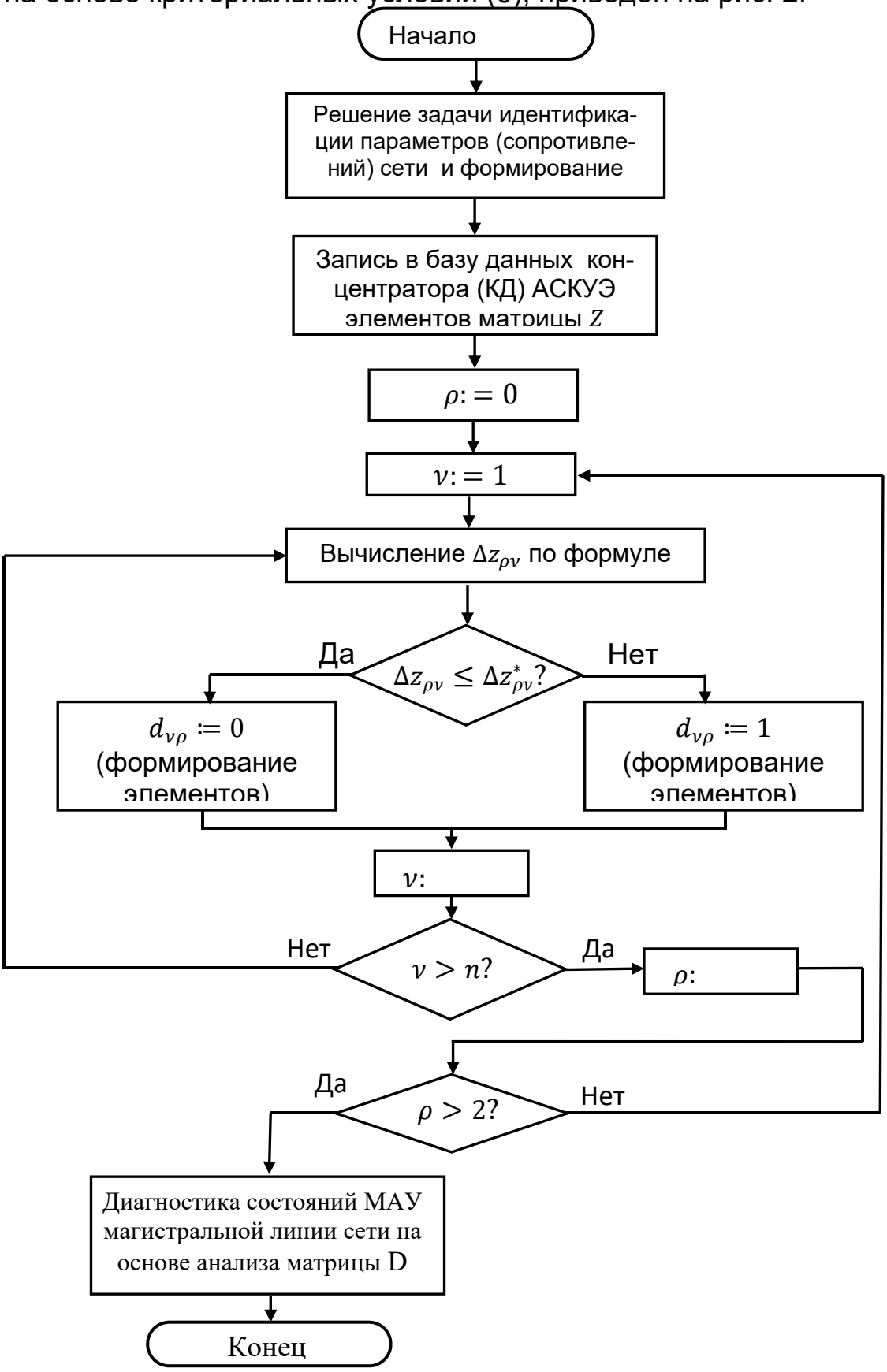



Рис. 2 – Алгоритм диагностики состояний межабонентских участков магистральной линии трехфазной сети.

**Структура программного обеспечения подсистемы диагностики**

Обобщенная структура программного комплекса (ПК) подсистемы диагностики приведена на рис.3, которая включает следующие программные модули:

1. Модуль формирования исходных данных (МФИД).
2. Модуль идентификации текущих параметров (сопротивлений) МАУ сети (МИП).
3. Модуль формирования базовых значений параметров (МФБП).
4. Модуль диагностики (МД).

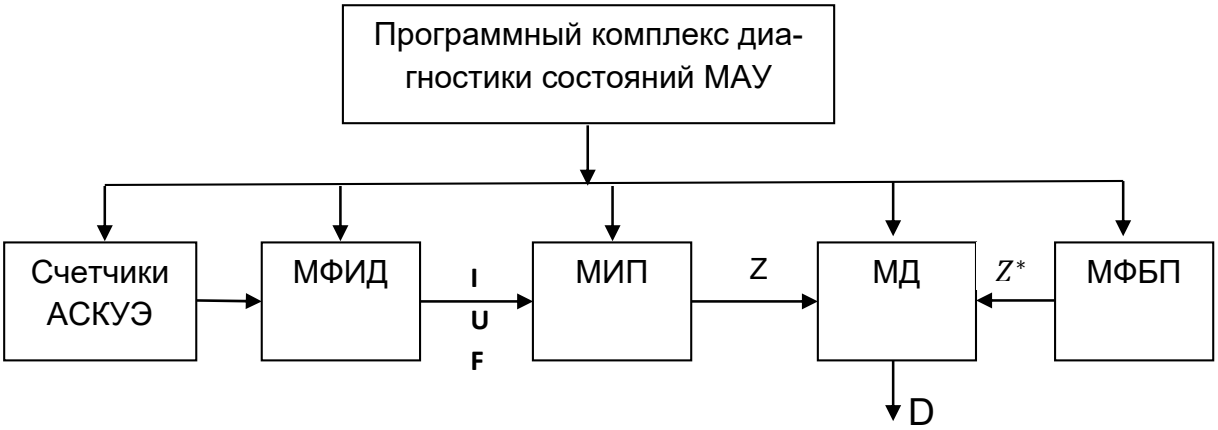



Рис. 3 – Структура ПК диагностики состояний проводов МАУ распредсети.

В процессе функционирования распредсети путем опроса счетчиков АСКУЭ соответствующие данные поступают в базу данных концентратора (КД). На их основе программный модуль МФИД формирует матрицу I, U, F и векторы $I_0$, $U_0$, $F_0$. Далее эти данные поступают в модуль МИП, который в свою очередь осуществляет идентификацию матрицы Z.

В программном модуле МФБП осуществляется вычисления элементов базовой матрицы $Z^*$ . Далее на основе компонентов матрицы Z и $Z^*$ в программном модуле МД на основе критерии (6) и анализа матрицы D осуществляется диагностика состояний проводов МАУ распределительной сети.

**Заключение**

Предложены алгоритмы построения подсистемы диагностики состояний фазных и нейтрального проводов трехфазной распределительной сети напряжением 0,4 кВ, функционирующей в условиях несимметрии токов и напряжений. Исходными данными служат измерительные данные АСКУЭ, полученные с группы счетчиков электроэнергии, установленных у абонентов сети и в трансформаторной подстанции. Вычислительная процедура метода базируется на идее сравнения текущих значений сопротивлений (параметров) межабонентских участков сети с их базовыми значениями, полученными на основе паспортных данных проводов магистральной линии, которые предварительно определяются и записываются в базу данных автоматизированной системы. В целях диагностики

предложен критерий, определяющий критический уровень износа проводов распредсети. На его основе разработан алгоритм диагностики состояний проводов трехфазной распределительной сети, который ориентирован для создания диагностической подсистемы в составе традиционной АСКУЭ, что дает возможность распределительным компаниям принимать оперативные меры по поддержанию электрических проводов распредсети в требуемом состоянии.

**Литература**


1. Ожегов А.Н. Системы АСКУЭ. Киров: ВятГУ, 2006, 102 с.
2. Киншт Н.В. Диагностика электрических цепей и систем / Н.В. Киншт, Н.Н. Петрунько. Владивосток: Дальнаука, 2013, 242 с.
3. А.М. Ершов, О.В. Филатов, А.В. Молоток и др. Система защиты электрической сети напряжением 380В от обрывов воздушной линии // Электрические станции, 2016, № 5, с. 28-33.
4. Фардиев И.Ш., Минуллин Р.Г., Закамский Е.В., Андреев В.В., Губаев Д.Ф. Диагностика воздушных линий распределительных электрических сетей // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2004, №. 7-8, с. 41-49.
5. Клочков А.Н. Устройство для обнаружения трехфазных сетей с обрывом фазного провода // Вестник Красноярского государственного аграрного университета, 2011, № 1, с. 221-223.
6. Войтов О.Н., Мантров В.А., Семенова Л.В. Анализ несимметричных режимов электроэнергетических систем и управление ими // Электричество, 1999, № 10, с.2-18.
7. Пономаренко О.И., Холиддинов И.Х. Влияние несимметричных режимов на потери мощности в электрических сетях распределенных систем электроснабжения // Энергетик, 2015, № 12, с. 6-8.
8. Косоухов Ф.Д., Васильев Н.В., Филиппов А.О. Снижение потерь от несимметрии токов и повышение качества электрической энергии в сетях 0,38 кВ с коммунально-бытовыми нагрузками // Электротехника, 2014, № 6, с. 8-12.
9. Оморов Т.Т. Оценка влияния несимметрии токов и напряжений на потери электроэнергии в распределительной сети с использованием АСКУЭ // Электричество, 2017, № 9, с. 17-23.
10. Степанов А.С., Степанов С.А., Костюкова С.С. Идентификация параметров моделей элементов электрических сетей на основе теоремы Теллегена // Электротехника, 2016, № 7, с. 8-11.
11. Будникова И.К., Белашова Е.С. Компьютерное моделирование параметров распределительной электрической сети // Изв. Высш. учеб. зав. Проблемы энергетики, 2014, № 9/10, с. 75-81.
12. Ягуп В.Г., Ягуп Е.В. Идентификация параметров трехфазной линейной нагрузки для компенсации реактивной мощности с помощью поисковой оптимизации // Технічна електродинаміка, 2019, № 3, с. 67-73.

13. Шелюг С.Н. Методы адаптивной идентификации параметров схемы замещения элементов электрической сети: дис. … канд. техн. Наук. Екатеринбург, 2000, 181 с.
14. Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы, М.: Лаб. базовых знаний, 2002, 632 с.
15. Оморов, Т.Т., Кожекова Г.А. Синтез системы управления синхронным генератором // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика, 2011, № 1, с. 5-9.
16. Оморов Т.Т., Кожекова Г.А. Синтез законов управления взаимосвязанными электроприводами // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика, 2009, №10, с.10-13.
17. Оморов Т.Т., Закиряев К.Э., Осмонова Р.Ч., Такырбашев Б.К. Метод идентификации параметров трехфазной распоеделительной сети на основе решения отимизационной задачи // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика, 2020, № 4, с. 1-9.
18. Сапронов А.А., Кужеков С.Л., Тынянский В.Г. Оперативное выявление неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях напряжением до 1 кВ // Изв. вузов. Электромеханика. 2004, № 1, с. 55-58.
19. Оморов Т.Т. К проблеме локализации несанкционированного отбора электроэнергии в распределительных сетях в составе АСКУЭ // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика, 2017, № 7, с. 27-32.
20. Данилов М.И., Романенко И.Г. Метод выявления мест неконтролируемого потребления электроэнергии в электрических сетях 0,4 кВ // Известия высших учебных заведений. Электромеханика, 2019, Т. 62, № 4, с. 90-96.
21. Киселев М.Г., Лепанов М.Г. Симметрирование токов в сетях электроснабжения силовым электрическим регулятором неактивной мощности // Электротехника, 2018, №11, с.63-70.
22. Пат. № 2490768 Российская Федерация. Симметрирующее устройство для трехфазных сетей с нулевым проводом / И.В. Наумов, Д.А. Иванов, С.В. Подъячих, Гантулга Дамдинсурэн; опубл. 20.08.2013, Бюл. № 23.
23. Оморов Т.Т. Симметрирование распределенной электрической сети методом цифрового регулирования // Мехатроника, автоматизация, управление, 2018, Т. 19, № 3, с.194-200.
24. Демирчян К.С., Нейман Л.Р., Коровкин А.В. Теоретические основы электротехники. Т.1. СПб.: Питер, 2009, 512 с.

УДК 621.311.1

# МОДЕЛЬНО – ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБНАРУЖЕНИЕ ЛОКАЦИОННЫМ МЕТОДОМ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Минуллин* Р.Г., Писковацкий* Ю.В., Касимов* В.А.

**Аннотация**

Рассматривается имитационная модель линейного тракта воздушной линии (ВЛ) электропередачи, реализованная в программной среде PSCAD, позволяющая проводить исследования распространения локационных сигналов по проводам ВЛ распределительных сетей 6–35 кВ в условиях возникновения на них однофазных замыканий проводов на землю (ОЗЗ). Сравниваются модельные и соответствующие им экспериментальные рефлектограммы, зарегистрированные в лабораторных и полевых условиях для ВЛ при имитации различных видов ОЗЗ.

**Ключевые слова:** распределительные сети, воздушные линии электропередачи, локационный метод; имитационное моделирование; экспериментальная проверка.

## Введение

Наиболее частыми повреждениями в распределительных сетях 6–35 кВ являются однофазные замыкания на землю (ОЗЗ). Особенность работы сетей среднего класса напряжения, каковыми являются распределительные сети в Российской Федерации, заключается в том, что они эксплуатируются с изолированной или компенсированной нейтралью. Это обуславливает чрезвычайно низкие аварийные токи в случае ОЗЗ, что не позволяет использовать методы определения расстояния до места повреждения (ОМП) по параметрам аварийного режима, которые широко применяются при мониторинге линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше [1]. При этом распределительные сети имеют большие протяженности и имеют большое число присоединений, то есть обладают разветвленной структурой.

Внедрение прогрессивных средств и методов ОМП, особенно при их комплексном использовании, дает значительный технико-экономический эффект, обусловленный сокращением перерывов в электроснабжении, предотвращением переходов ОЗЗ в двойные замыкания и неустойчивых повреждений в устойчивые, снижением потерь электроэнергии, уменьшением трудозатрат по осмотру трасс ВЛ и транспортных расходов.

В настоящее время на ВЛ 6–35 кВ применяют различные топогра-

* Казанский государственный энергетический университет (КГЭУ), г. Казань, Россия, e-mail: minullin@mail.ru; yura_kazan@mail.ru; vasilkasimov@yandex.ru

фические методы ОМП [2, 3], используют индикаторы короткого замыкания, способные передавать информацию о срабатывании по беспроводным каналам связи [4], ведутся исследования по применению импульсных методов – волнового [5, 6] и локационного [7, 8].

Применение локационного метода ОМП в сетях 6–35 кВ представляет значительный интерес, так как этот метод: обладает малой погрешностью; является дистанционным; может применяться на воздушных и кабельно-воздушных линиях (КВЛ) электропередачи; процесс зондирования линии не привязан во времени к переходному процессу при обязательном наличии напряжения на линии (в отличии от волнового метода), поэтому ОМП может производиться и на отключенной линии.

Задача ОМП локационным методом на линиях без ответвлений не представляет сложности и процесс обнаружения повреждений легко поддается автоматизации. Обычно ВЛ и КВЛ напряжением 6–35 кВ, как правило, имеют множество ответвлений, в этом случае процесс ОМП усложняется [8]. Кроме этого, для каждой конкретной линии необходимо подобрать оптимальные параметры зондирующего сигнала, зависящие от её конструкции, вида и уровня электрических помех, всегда присутствующих в ВЧ тракте. Применение имитационного моделирования с экспериментальной проверкой распространения локационных сигналов по ВЛ или КВЛ напряжением 6–35 кВ позволяет решить проблему ОМП на этих линиях.

**Имитационная модель**

Моделирование распространения локационных сигналов по проводам воздушных линий электропередачи было реализовано с помощью программного комплекса PSCAD [9].

Так как в качестве зондирующего сигнала локационного комплекса используются видеоимпульсы, которые имеют широкий спектр – необходимо использовать частотно-зависимые модели.

В программной среде PSCAD есть возможность моделировать как ВЛ, так и КЛ, соответственно, комбинируя участки, можно моделировать КВЛ. ВЛ (воздушный участок КВЛ) реализован на основе библиотеки «Transmission lines» («Линии электропередачи»), КЛ (кабельный участок) – на основе библиотеки «Cables» («Кабели»).

Линия электропередачи может иметь несколько кабельных вставок, ответвления, различные опоры и марку провода на отдельных участках, поэтому в модели данная линия разбивается на сегменты, в пределах которых основные параметры сегмента линии остаются неизменными (рис. 1).

К основным параметрам сегмента линии будем относить те параметры, на основании которых рассчитываются матрицы собственных и взаимных сопротивлений проводов **Z** и проводимостей **Y**.

К таким параметрам относятся для воздушной линии (воздушного участка КВЛ): количество и расположение проводников в пространстве относительно земли, радиус и удельное сопротивление проводника,

удельное сопротивление земли, относительная магнитная проницаемость земли, стрела провеса провода. Для кабельного сегмента дополнительно задается относительная диэлектрическая и магнитная проницаемость изоляции, радиус изоляционного слоя. При реализации кабельных вставок могут использоваться различные кабели – три однофазных или один трёхфазный, с бумажно-масляной изоляцией или изоляцией из сшитого полиэтилена, данную особенность также можно учесть в модели.

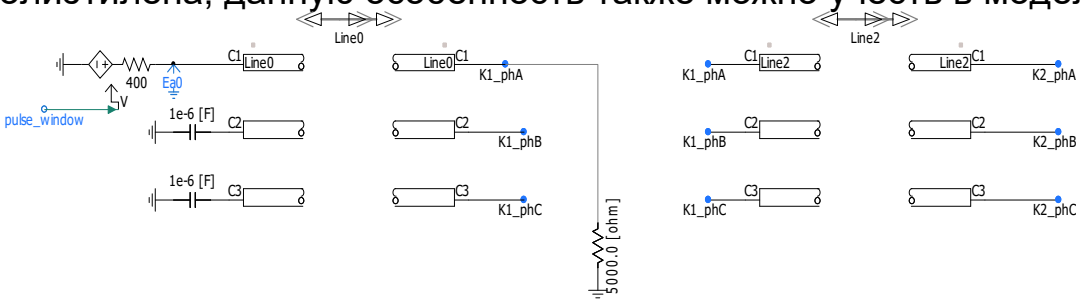



Рис. 1 – Сегменты модели линии электропередачи в программной среде PSCAD.

В качестве рефлектометра в данной имитационной модели используется генератор прямоугольных импульсов и виртуальный цифровой осциллограф, подключенный в начале линии (рис. 2).

Можно задать следующие параметры генератора прямоугольных импульсов: выходное сопротивление, амплитуда, длительность и период следования импульсов. Выходное сопротивление генератора должно быть согласовано с волновым сопротивлением линии.

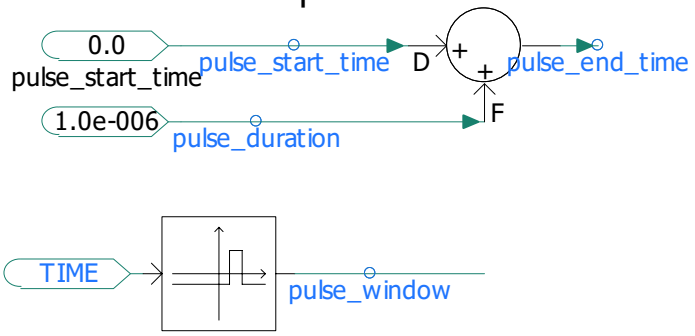



Рис. 2 – Генератор прямоугольных импульсов в программной среде PSCAD

Переходное сопротивление в месте ОЗЗ, как правило, является активным, а величина его может изменятся от 0 до 5 кОм. Поэтому имитация повреждений осуществляется с помощью искусственных неоднородностей, посредством включения между фазным проводом и землёй активного сопротивления (рис. 1).

Модельные описания ситуаций на воздушных линиях при наличии ОЗЗ были проверены экспериментами, выполненными в лабораторных и полевых условиях.

**Модельно-экспериментальные исследования**

Лабораторные исследования по обнаружению локационным методом ОЗЗ были выполнены на макете воздушной линии длиной 50 м, провода которой крепятся к траверсам железобетонных опор через керамические изоляторы, марка провода АС-70. Особенности зондирования ЛЭП и методика измерений были рассмотрены в предыдущих публикациях [7, 8, 10–13].

Опыты были проведены в различное время года – зимой (замыкание провода на снег) и летом (замыкание провода на грунт). Сравнивались рефлектограммы линии, полученные при экспериментальных измерениях и при моделировании.

На рис. 3 представлены результаты исследования однофазного замыкания линии на землю в зимний период, т.е. на снег.

Параметры, установленные на рефлектометре РЕЙС-105Р во время зондирования: импульс положительной полярности с амплитудой $U$ = 3,5 В и длительностью t = 0,042 мкс; усиление 6 дБ. РЕЙС-105Р подключался к линии по схеме «фаза – земля». Однофазное замыкание линии на землю (снег) производилось алюминиевым проводом на расстоянии 38 м от ее начала в точке В.

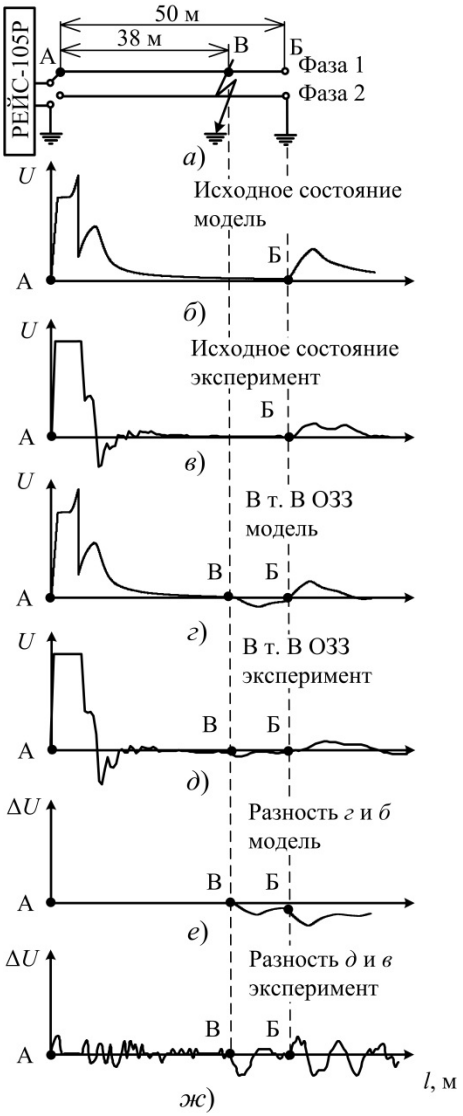



Рис. 3 – Схема воздушной линии и модельно-экспериментальные рефлектограммы по обнаружению ОЗЗ в зимний период: *а* – схема подключения рефлектометра; *б, в* – модельно- экспериментальные рефлектограммы линии в исходном состоянии; *г*, *д* – модельно-экспериментальные рефлектограммы при ОЗЗ на снег; *е, ж* – разностные рефлектограммы.

На рис. 3, *б* и рис. 3, *в* показаны рефлектограммы $U(l)$ воздушной линии в исходном состоянии, при этом концы линии в точке Б разомкнуты (режим холостого хода – ХХ), что характеризуется импульсом положительной полярности, отражающимся в этой точке. На модельной рефлектограмме амплитуда отраженного импульса несколько больше, чем на экспериментальной. Вероятно, это обусловлено неточным заданием электрических параметров земли, так как аналитический расчет всех факторов, влияющих на сопротивление земли, затруднен. Кроме того, одним из основных аспектов, связанным с моделированием земли, является частотная зависимость её удельного сопротивления и диэлектрической проницаемости [14].

На рис. 3, *г* и рис. 3, *д* приведены рефлектограммы линии при однофазном замыкании на землю в точке В, создающем отраженный отрицательный импульс. На модельной рефлектограмме, ввиду отсутствия помех, данный импульс безошибочно выделяется визуально. Как при автоматизации локационного метода, так и для большей достоверности при визуальном определении отраженного

импульса на экране рефлектометра, можно применить разностный метод. Для этого вычитаем исходные экспериментальные и модельные рефлектограммы неповрежденной линии соответственно из аналогичных рефлектограмм линии, снятых при ОЗЗ. На разностных рефлектограммах $\Delta U(l)$ рис. 3, *е, ж* точно определяется место повреждения на расстоянии 38 м от начала линии в виде первого явно выраженного отрицательного импульса с большой амплитудой.

Для экспериментальной рефлектограммы его амплитуда значительно больше амплитуд предшествующих ему импульсов шумовой составляющей сигнала и поэтому выделяется абсолютно достоверно.

При однофазном замыкании на землю часть энергии импульса, распространяясь, отражается от места однофазного замыкания на землю в точке В, а часть проходит дальше в линию и отражается от разомкнутого конца линии в точке Б, что хорошо видно на рефлектограмме рис. 3, *в* и рис. 3, *г*.

На рис. 4 представлены результаты проведенных измерений на этой же линии при замыкании провода одной фазы на грунт (летом) на расстоянии 38 м от начала линии в точке В.

С помощью разностного метода были точно определены места повреждений на расстоянии 38 м от начала линии (рис. 4, е, ж). На рефлектограммах рис. 4 видны такие же закономерности в отражении импульсов, как и на рис. 3. При этом, сравнивая рефлектограммы для зимнего и летнего периода времени, можно заметить, что на летних рефлектограммах затухание увеличилось. Это можно объяснить увеличением стрелы провеса провода, соответственно, увеличивается и влияние земли на распространение ВЧ сигнала. В модели это обстоятельство было учтено путем уменьшения высоты подвеса провода, что также сказалось на затухании (рис. 4, *г*).

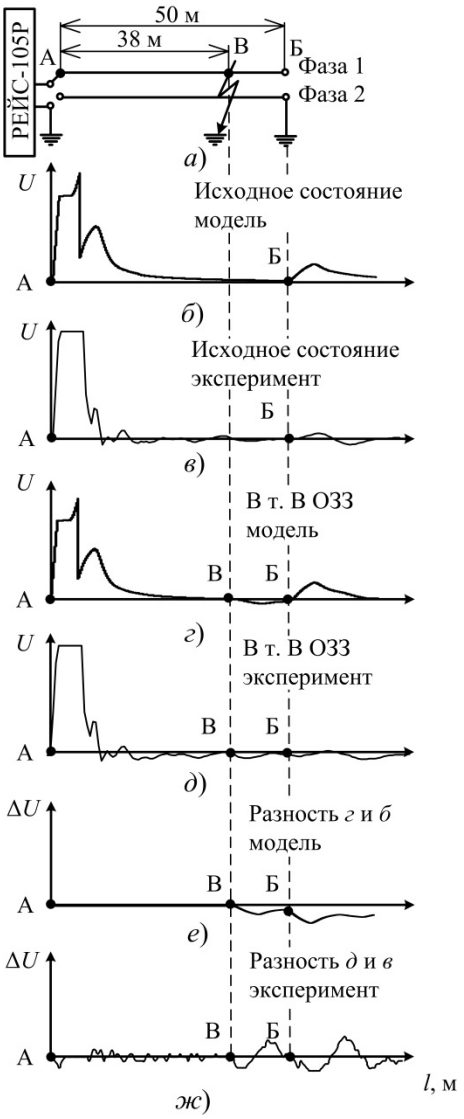



Рис. 4 – Схема воздушной линии и модельно-экспериментальные рефлектограммы по обнаружению ОЗЗ в летний период: *а* – схема подключения рефлектометра; *б, в* – модельно- экспериментальные рефлектограммы линии в исходном состоянии; *г*, *д* – модельно-экспериментальные рефлектограммы при ОЗЗ на землю; *е, ж* – разностные рефлектограммы.

Следовательно, можно утверждать, что отраженные импульсы при однофазных замыканиях провода линии на снег или на грунт существенным образом друг от друга не отличаются и уверенно распознаются при применении разностного метода.

**Определение местоположения повреждения на линиях с ответвлениями**

Методика локационного ОМП для линий с линейной конфигурацией достаточно проста и надёжно достоверна, как было показано выше. Некоторые сложности возникают при диагностике состояния линий с древовидной конфигурацией, каковыми является большинство линий распределительных сетей напряжением 6–35 кВ.

Если контролируемая линия имеет ответвление, то повреждение, обнаруженное на определённом расстоянии локационным зонированием, может находиться или на основной линии в точке Д', или на ответвлении в точке Д", как показано на рис. 5, *а*.

В основе алгоритма устранения этой двузначности лежит основной принцип локационного зондирования: зондирующий импульс полностью отражается от таких крупных неоднородностей волнового сопротивления проводов $Z_в$, возникающих при коротком замыкании ($Z_в$=0) или при обрыве ($Z_в$=∞) проводов. В этом случае импульс, естественно, далее по линии не распространяется, и импульс, отраженный от конца линии или конца ответвления, не создаётся.

Поэтому простой логический анализ особенностей процесса отражения зондирующих импульсов позволяет эту проблему решить.

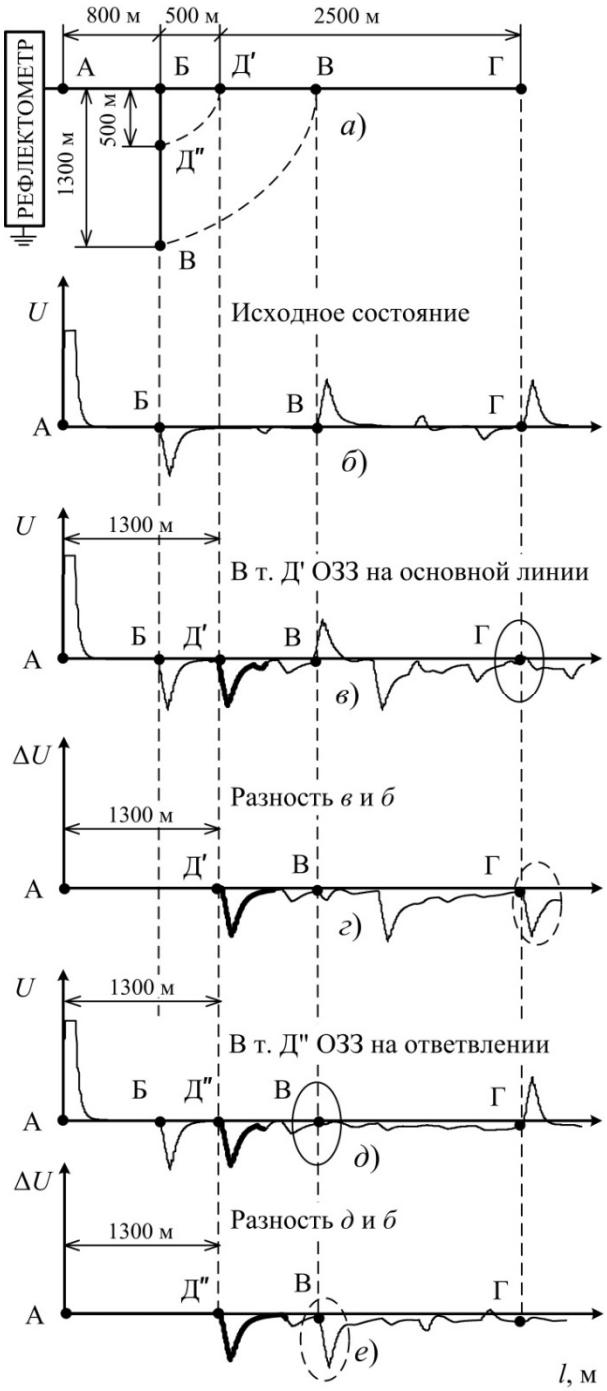



Рис. 5 – Схема воздушной линии с ответвлением и модельные рефлектограммы при ОЗЗ: *а* – условная схема линии; *б* – исходное состояние; *в* – рефлектограмма при ОЗЗ на основной линии в т. Д'; *г* – разность рефлектограмм *в* и *б*; *д* – рефлектограмма при ОЗЗ на ответвлении в т. Д"; *е* – разность рефлектограмм *д* и *б*.

Если повреждение появляется на основной линии, то на исходной рефлектограмме исчезает импульс, ранее отражавшийся от конца линии. Если повреждение появляется на ответвлении, то исчезает импульс, ранее отражавшийся от конца ответвления. Эти факторы позволяют однозначно определять местонахождение повреждения на линии. Рис. 5 поясняет действие этого алгоритма в модельной интерпретации.

Линии с одним ответвлением (рис. 5,*а*) соответствует исходная рефлектограмма (рис. 5,*б*), на которой видны положительный импульс, отраженный от конца линии в точке Г, и положительный импульс, отраженный от конца ответвления в точке В.

При возникновении повреждения (например, короткое замыкание – КЗ) на основной линии, появляется отрицательный импульс в точке Д**'** (выделен жирно) на рефлектограмме, представленной на рис.5, *в*, а импульс, ранее отражавшийся от конца линии в точке Г, исчезает (отмечено на рис. 5, *в* сплошным овалом).

При возникновении повреждения на ответвлении, отрицательный импульс (выделен жирно) появляется на рефлектограмме (рис. 5, *д*) в точке Д**''**, а импульс, ранее отражавшийся от конца ответвления в точке В, исчезает (место отмечено на рис. 5, *д* сплошным овалом).

Расстояние до места повреждения определяется с помощью разностной рефлектограммы. При этом из текущей рефлектограммы вычитается исходная рефлектограмма, и место повреждения четко определяется по первому импульсу (выделен жирно) на разностной рефлектограмме на расстоянии 1300 м (рис. 5, *г*, а также рис. 5, *е*).

В результате вычитания, на разностных рефлектограммах на рис. 5, *г* и рис. 5, *е*, видны импульсы, отраженные от места повреждения соответственно в точках Д**'** и Д**''** (отрицательные, если произошло замыкание провода и положительные, если произошел обрыв провода). При этом если повреждение произошло на основной линии, то в конце линии в точке Г на рис. 5, *г* виден отраженный импульс, обозначенный штриховым овалом. Если повреждение произошло на ответвлении, то виден импульс, отраженный от конца ответвления в точке В на рис. 5, *е*, обозначенный также штриховым овалом.

Использование разностных рефлектограмм является дополнительным источником информации о местонахождении повреждения проводов линии.

Рассмотренную методику можно успешно применять также при наличии на линии большего количества ответвлений. При этом необходимо выполнение требования: достаточность разрешающей способности локационного зондирования при конкретной длине и конфигурации линии, т.е. необходимо, чтобы отраженные импульсы были предельно короткими и на рефлектограмме не накладывались друг на друга и выделялись раздельно (что не всегда выполняется на линиях небольшой длины). Поэтому при определении условий зондирования линий должна быть выбрана оптимальная длительность зондирующих импульсов, согласованная с её конкретной длиной и конфигурацией.

Описанные особенности распознавания разностных рефлектограмм позволяют алгоритм ОМП на линиях электропередачи достаточно просто реализовать в автоматическом режиме.

**Выводы:**

1. Использование среды PSCAD позволяет построить имитационную модель распространения локационных сигналов по линиям электропередачи распределительных сетей 6–35 кВ в случае ОЗЗ.

2. Результаты проведённых модельно-экспериментальных исследований в случае ОЗЗ показывают высокую сходимость и адекватность модельных и экспериментальных рефлектограмм линии 6–35 кВ, что указывает на репрезентативность разработанной модели.

3. Разработанная модель может эффективно использоваться на линиях действующих распределительных сетей 6–35 кВ при их диагностике и постоянном мониторинге.

**Литература**

1. Касимов В.А., Минуллин Р.Г., Писковацкий Ю.В., Абдуллазянов Э.Ю. Модельно-экспериментальное обнаружение локационным методом повреждений на проводах воздушных линий электропередачи // Электросвязь, 2019, №4, с. 65–71.

2. Аржанников Е.А., Чухин А.М. Методы и приборы определения мест повреждения на линиях электропередачи. М.: НТФ «Энергопресс», 1998, 87 с.

3. Максимов Б.К., Арцишевский Я.Л., Лхамсурэн Э. Цифровые технологии сокращения времени поиска однофазного замыкания на землю в сети воздушных линий 10 кВ // Релейная защита и автоматизация, 2017, №3 (28), с. 27–32.

4. Тарасов К.В. Использование индикаторов короткого замыкания в распредсетях 6–10 кВ // Электроэнергия: Передача и распределение, 2014, № 4, с. 73–74.

5. Куликов А.Л., Лоскутов А.А., Пелевин П.С. Алгоритм идентификации повреждённого участка на кабельно-воздушных линиях электропередачи на основе распознавания волновых портретов // Электричество, 2018, № 3, с. 11–17.

6. Хузяшев Р.Г., Тукаев С.М., Кузьмин И.Л. Исследование изменения временных параметров сигналов переходного процесса при распространении в распределительной сети 6(10) кВ для задачи определения места повреждения волновым методом // Энергобезопасность и энергосбережение, 2018, № 6, с. 5–17.

7. Минуллин Р.Г., Фардиев И.Ш., Губаев Д.Ф., Карпенко О.И., Закамский Е.В. Локационный мониторинг неоднородностей распределительных электрических сетей // Электротехника, 2006, № 5, с. 2–10.

8. Минуллин Р.Г., Фардиев И.Ш. Физические основы диагностики повреждений воздушных линий распределительных электрических сетей // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2004, № 5–6, с. 43–47.

9. Transient Analysis for PSCAD Power System Simulation: EMTDC user's guide, vol. 4.6. Manitoba HVDC Research Centre, a division of Manitoba Hydro International Ltd.

10. Минуллин Р.Г., Закамский Е.В. Определение мест повреждения в электрических сетях напряжением 6–35 кВ импульсным методом //Материалы докладов Российского национального симпозиума по энергетике. Казань: КГЭУ, 2001, Т.2, с. 62–64.

11. Минуллин Р.Г., Закамский Е.В., Андреев В.В. Исследования условий отражения импульсных сигналов в распределительных сетях с древовидной топологией // Электротехника, 2003, № 10, с. 39–44.

12. Минуллин Р.Г., Закамский Е.В. Обнаружение повреждений в электрических распределительных сетях локационным методом. Казань: ООО «ИЦ Энергопрогресс», 2004, 127 с.

13. Фардиев И.Ш., Минуллин Р.Г., Закамский Е.В., Андреев В.В., Губаев Д.Ф. Диагностика воздушных линий распределительных электрических сетей // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2004, № 7–8, с. 41–49.

14. Portela C.M., Gertrudes J.B., Tavares M.C., Pissolato F.J. Earth conductivity and permittivity data measurements – influence in transmission line transient performance // Electric Power Systems Research, 2006, Vol. 76, pp. 907–915.

**УДК 621.311**

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЦИФРОВЫХ ПОНИЗИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ЦИФРОВЫХ РЭС

Мокеев[1] А.В., Пискунов[**]С.А., Ульянов[**]Д.Н., Хромцов[*] Е.И.

**Аннотация**

Рассматриваются примеры применения технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) для реализации защит с абсолютной селективностью для понизительных подстанций (ППС) 35-220 кВ и распределительных пунктов (РП) 6-20 кВ.

**Ключевые слова:** синхронизированные векторные измерения, цифровая подстанция, релейная защита.

## Введение

Одна из важнейших тенденций автоматизации подстанций и сетей связана с интеграцией технологий цифровой подстанции (ЦПС) и синхронизированных векторных измерений [1]. Основные преимущества использования СВИ связаны со снижением требований к объему передаваемой информации, так как требуется передача всего шести синхронизированных векторов (синхровекторов) тока и напряжения для расчета на любом уровне управления и защиты десятков параметров режима по конкретному присоединению. На базе синхровекторов отдельных присоединений может быть произведена оценка параметров схемы замещения энергосистемы. Это открывает новые возможности для построения распределенных систем защиты и автоматики (WAPS) подстанций и электрических сетей.

## Архитектура систем РЗА понижающих ПС и РП

Интеграция технологий ЦПС и СВИ позволит повысить основные характеристики РЗА, прежде всего связанные с быстродействием, чувствительностью и надежностью функционирования.

Следует выделить следующие основные предпосылки интеграции указанных технологий:

[1] Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: a.mokeev@narfu.ru, e.khromtsov@narfu.ru
ООО "Инженерный центр "Энергосервис", Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: a.mokeev@ens.ru, e.khromtsov@ens.ru
[**] ООО "Инженерный центр "Энергосервис", Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: s.piskunov@ens.ru, d.ulyanov@ens.ru

- постоянно возрастающие возможности современной микропроцессорной техники, позволяющей реализовать более эффективные алгоритмы РЗА;
- применение современных датчиков тока и напряжения, в которых отсутствуют или минимизированы погрешности вследствие насыщения, остаточной намагниченности, феррорезонанса;
- наличие горизонтальных связей между устройствами РЗА позволяет организовать обмен быстрыми дискретными и аналоговыми сообщениями и значительно упрощает реализацию защит с абсолютной селективностью;
- идентификация параметров схемы замещения и параметров эквивалентной энергосистемы на основе данных СВИ позволяет значительно повысить чувствительность токовых защит;
- применение многофункциональных устройств с поддержкой СВИ на различных уровнях управления подстанции позволит реализовать распределенные системы РЗА с эффективным резервированием даже в случае частичной или полной деградации коммуникационной сети на подстанции.

В настоящее время большинство микропроцессорных устройств РЗА среднего напряжения включают чаще всего традиционный набор защит, прежде всего токовых ступенчатых защит. Гораздо реже используются дистанционные и дифференциальные защиты. Использование СВИ позволит более широко применять защиты с абсолютной селективностью на основе токового или дистанционного принципов. Использование дополнительных признаков (критериев) распознавания повреждения [2-4] на основе синхровекторов позволит повысить быстродействие и чувствительность устройств РЗА.

Несмотря на наличие программируемой логики и встроенных часов реального времени, логические операции в РЗА выполняются по-прежнему без привязки ко времени. В этой связи для совершенствования РЗА различного функционального назначение перспективно использование темпоральной логики (temporal logic), или по-другому, временной логики, которая используется для описания последовательностей явлений для их взаимосвязи по временной шкале [5]. Имеется опыт использования темпоральной логики в устройствах регулирования напряжения в энергосистемах [6]. Использование временной логики в устройствах защиты и автоматики, при реализации оперативных блокировок позволит повысить эффективность устройств РЗА.

На основе 6 синхровекторов тока и напряжения может быть рассчитано на любом уровне управления и защиты более 50 параметров режима присоединения, а при использовании дополнительно еще 6 эквивалентных синхровекторов – около 200 параметров режима [7]. При использовании эквивалентных синхровекторов становится возможным расчет параметров по симметричным составляющим с учетом влияния высших гармоник. На основе данных СВИ появляется возможность про-

изводить оценку параметров схемы замещения электрической сети, в том числе параметров эквивалентной энергосистемы. Кроме того, появляется возможность распознавания режимов, в том числе связанных с процессами пуска и самозапуска электродвигателей.

Интеграция технологий ЦПС и СВИ открывает новые возможности для построения распределенных многоуровневых систем защиты и автоматики подстанций и электрических сетей. Создание распределенных систем РЗА позволит более широко использовать защиты с абсолютной селективностью с реализацией известных или новых принципов защиты. Актуальными вопросами для создания указанных систем являются реализация в преобразователях аналоговых сигналов (ПАС), интеллектуальной коммутационной аппаратуре и локальных устройствах РЗА функций измерения синхровекторов тока и напряжения с требуемой точностью и быстродействием. При этом отпадает необходимость вычислять синхровекторы в каждом устройстве-подписчике, что резко понижает требуемый уровень вычислительной мощности централизованных устройств РЗА.

Рассматриваемая в статье распределенная система РЗА подстанции основана на использовании совмещенной шины процесса и шины подстанции с преимущественным применением синхровекторов (SP) вместо выборочных значений (SV) токов и напряжений, а также замещением значительной части MMS-сообщений. Это позволит снизить трафик передачи данных и обеспечит повышение темпа передачи синхровекторов. Другой важной задачей является повышение быстродействия устройств РЗА с поддержкой СВИ [8].

Использование обмена синхровекторами и GOOSE-сообщениями между защитами на подстанции позволит реализовать распределенную обработку данных между защитами отдельных присоединений и реализовать защиты с абсолютной селективностью. Например, в устройстве релейной защиты вводов за счет использования информации о синхровекторах токов присоединений среднего напряжения и синхровекторов напряжений на шинах подстанции возможна реализация защиты шин с абсолютной селективностью. Использование наряду с дифференциальным током дополнительной информации о синхровекторах тока присоединений позволит повысить быстродействие и чувствительность защиты шин [8].

На рис.1 приведена архитектура распределенной системы РЗА для ППС (РП). Основу автоматизации распределительного устройства среднего напряжения составляют цифровые КРУ с использованием цифровых комбинированных датчиков тока и напряжения (ЦКДТН), интеллектуальных выключателей (ИВ) со встроенной резервной защитой, цифровых датчиков положения (ЦДП), температуры (ЦДТ), датчиков для дуговой защиты (ЦДО) и т.д. Все перечисленные компоненты внутри КРУ, а также устройство РЗА, соединяются между собой посредством резервируемой низкоуровневой детерминированной шины процесса.

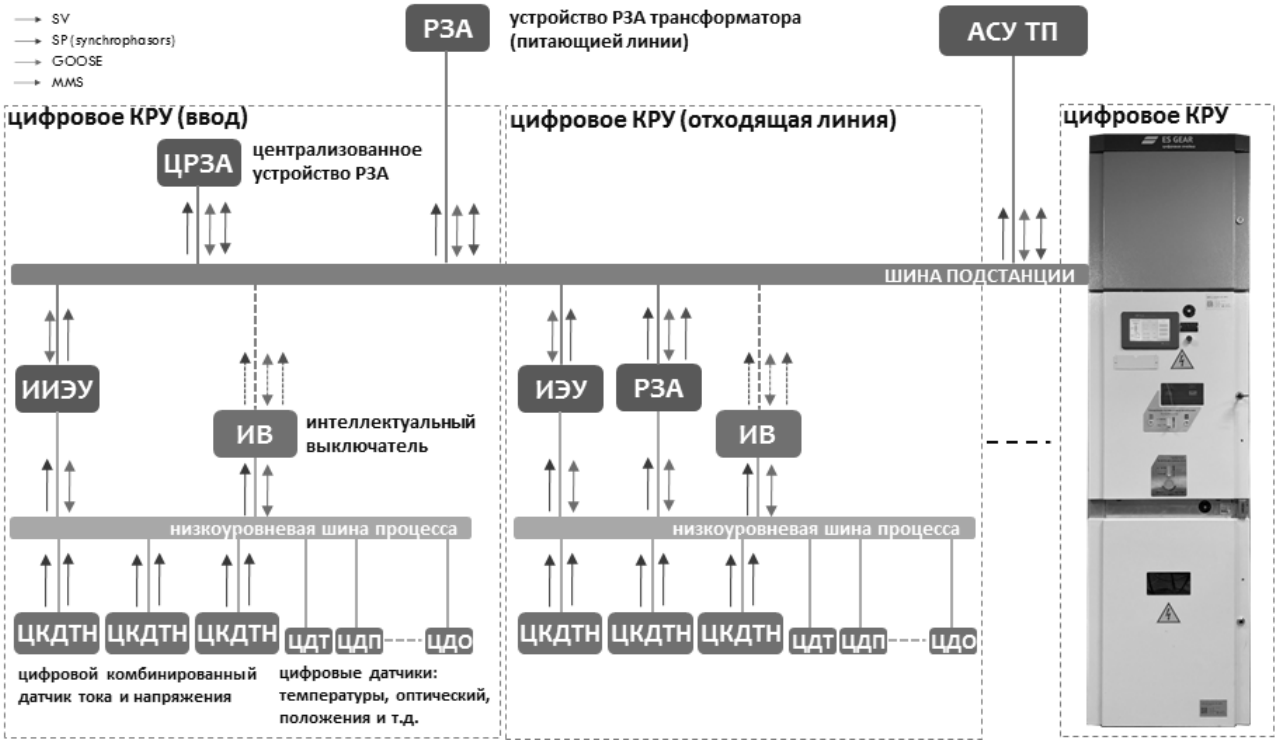



Рис. 1 – Структурная схема трехуровневой системы РЗА ППС (РП).

ЦКДТН является не только источником информации для ИЭУ различного функционального назначения, но и способен выполнять функции ряда ИЭУ за счёт измерения синхровекторов тока и напряжения, использование которых позволит существенно снизить требования к микроконтроллерам или сигнальным процессорам как локальных устройств РЗА среднего напряжения, так и централизованного устройства РЗА (ЦРЗА). Функции ЦРЗА целесообразно возложить на устройство ввода (рис.1) с реализацией функций защиты шин с абсолютной селективностью на основе информации синхровекторов тока со всех присоединений распределительного устройства среднего напряжения, а также функций резервирования защит отходящих присоединений [9].

На базе решения ЦПС согласно рис.1 становится возможной реализация как трехуровневой распределенной системы защиты и автоматики (интеллектуальный выключатель, локальное устройство РЗА, централизованная система РЗА), так и двухуровневой системы защиты (возможные варианты: интеллектуальный выключатель и централизованная система РЗА, интеллектуальный выключатель и локальное устройство РЗА).

**Реализация быстродействующих систем РЗА**

При использовании синхровекторов тока и напряжения отдельного присоединения могут легко быть вычислены параметры режима сети, необходимые для реализации токовых и дистанционных защит, а при использовании дополнительной информации о синхровекторах с других присоединений – дифференциальная защита трансформатора, линии, шин.

Применение токовых ступенчатых защит часто ограничено вследствие недостаточной чувствительности отдельных ступеней защиты. Чувствительность таких защит может быть существенно повышена за

счет оценки параметров схемы замещения подстанции и параметров эквивалентной энергосистемы [8]. Токовые защиты при этом будут близки по чувствительности к дистанционным защитам. Но это тема отдельного исследования.

Использование СВИ и быстрых коммуникаций в рамках ЦПС позволит шире использовать дистанционный и дифференциальный принципы выполнения защиты с использованием дополнительных признаков распознавания аварий и реализацией защиты с абсолютной селективностью на основе информационного обмена между защитами [8]. Массовое производство недорогих микроконтроллеров с поддержкой операций с плавающей запятой при использовании СВИ делает еще более перспективным использование дистанционного принципа выполнения защиты. При этом при использовании дистанционного принципа за счет информационного обмена также можно реализовать защиту с абсолютной селективностью. При полной деградации коммуникационной сети становится невозможной работа защиты с абсолютной селективностью. Поэтому осуществляется переход устройств защиты в автономный режим работы с относительной селективностью. Это позволяет снизить требования к надежности коммуникаций на подстанции и между подстанциями.

Рассмотрим вопросы совершенствования защит линии (трансформатора) и защиты шин. Указанные подходы могут быть распространены и на другие присоединения подстанции и между подстанциями.

Ток срабатывания дифференциальной токовой защиты в простейшем случае должен быть отстроен от максимального тока небаланса. В случае применения традиционных трансформаторов тока ток срабатывания защиты должен превышать 40% трехфазного тока короткого замыкания в конце линии в максимальном режиме энергосистемы. Из указанного порога срабатывания и значения требуемого коэффициента чувствительности следует, что отношение минимального трехфазного тока короткого замыкания (КЗ) к максимальному току КЗ должно составлять более 0,69. Это существенно ограничивает область применения простых дифференциальных защит. Для повышения чувствительности защит чаще всего применяют дифференциальные защиты с торможением [10]. Другой способ повышения чувствительности дифференциальной защиты связан с использованием адаптивного торможения [11]. При этом используется величина торможения, вычислимая на основе оценки фактических погрешностей измерения тока по концам линии и погрешности синхронизации времени. Такой способ снижает указанное выше соотношение между токами короткого замыкания до значения 0,26. Еще один способ повышения чувствительности дифференциальных защит связан с использованием нелинейного фильтра тока намагничивания [14].

В случае же применения современных датчиков тока и использовании синхрофазоров тока более предпочтительным вариантом следует признать повышение чувствительности за счет сравнения фаз [10,12,13], в данном случае фаз, получаемых на основе синхрофазоров тока. Применение современных датчиков тока и напряжения в сочетании с использованием в защитах информации о синхровекторах тока и напряже-

ния позволяет реализовать эффективную защиту с абсолютной селективностью. Преимущества применения цифровых датчиков тока для дифференциальных защит связаны прежде всего с существенно лучшими их метрологическими характеристиками (снижение тока небаланса), отсутствием остаточной намагниченности и насыщения магнитопровода при больших кратностях тока.

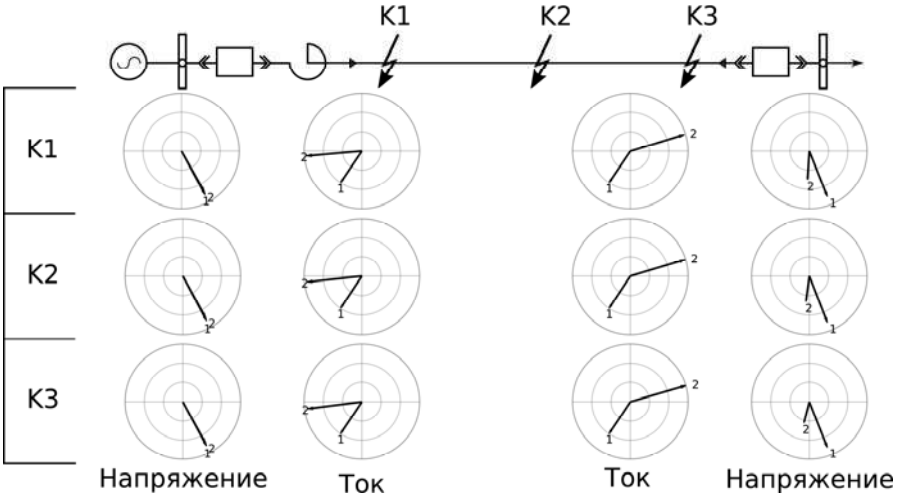



Рис. 2 – Защита кабельной линии.

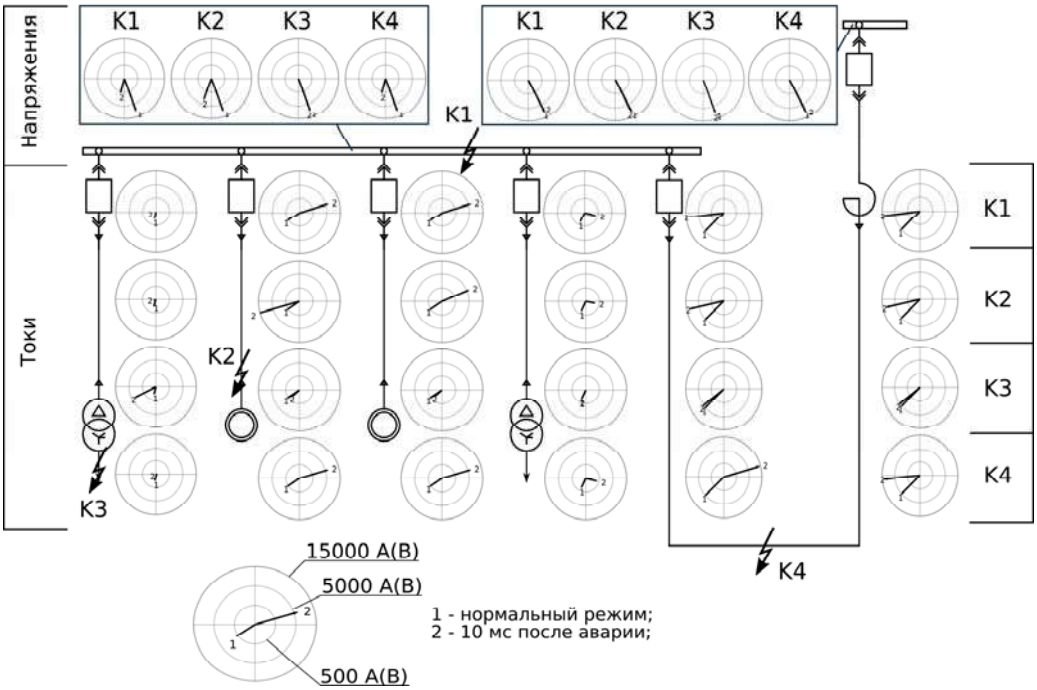



Рис. 3 – Защита шин, питающей кабельной линии и отходящих присоединений.

Эффективность рассматриваемой защиты питающей линии с абсолютной селективностью может быть продемонстрирована на примере, приведенном на рис. 2 и рис. 3. Представлено распределительное устройство 6 кВ одного из крупных предприятий Архангельской области. Для упрощения показана только одна секция шин РП, подключенная к шинам генераторного напряжения заводской ТЭЦ. Отходящие от шин

присоединения включают 3 двигателя по 3 МВт (показано только 2), трансформатор 3,2 МВА с преобладанием двигательной нагрузки, трансформатор 1 МВА с очень низкой долей двигательной нагрузки.

Ориентация синхровекторов для наглядности показана относительно синхровектора тока ввода, который в свою очередь для наглядности направлен в нормальном режиме к шинам. Цифрами указаны синхровекторы в следующие моменты времени: 1 – нормальный режим, 2 – по истечении 10 мс после КЗ. Моделирование системы электроснабжения производилось с помощью MATLAB/Simulink с учетом токов подпитки двигателей 6 и 0,4 кВ.

На рис. 2 приведены синхровекторы тока и напряжения при кз в начале, середине и в конце кабельной линии. Как следует из представленного рис. 2, сравнение модулей и фаз синхровекторов тока позволяет реализовать эффективную защиту с абсолютной селективностью. Дополнительно для повышения чувствительности защиты может быть использована информация о синхровекторах напряжения на шинах генераторного напряжения и шинах РП.

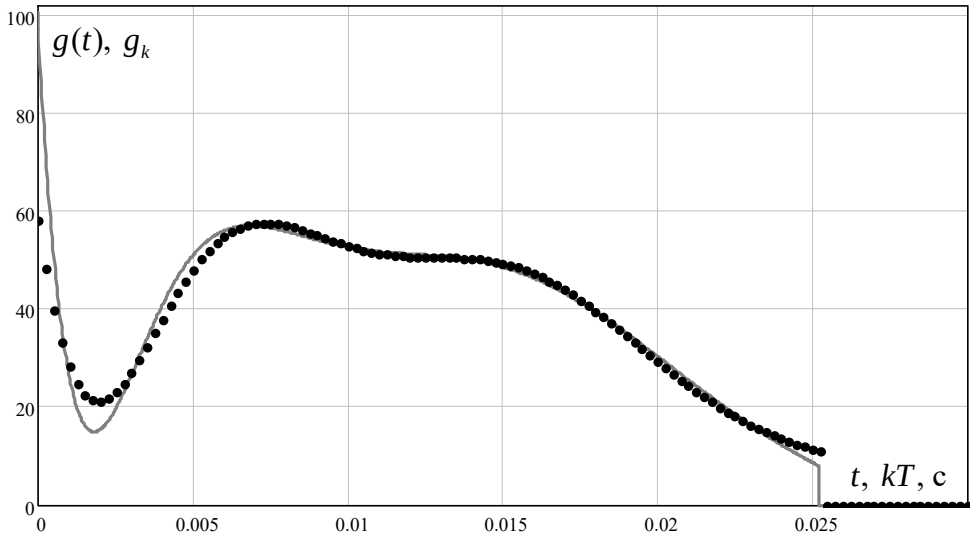



Рис. 4 – Импульсные функции аналогового и цифрового фильтров.

Для эффективного использования СВИ в устройствах РЗА требуется, как указывалось выше, использовать отличные от применяемых в УСВИ цифровые фильтры. Для данной задачи был специально синтезирован аналоговый фильтр-прототип (кривая 1, рис.4) с помощью метода синтеза, основанного на расширенных спектральных представлениях сигналов и при использовании методов нелинейной оптимизации с ограничениями [15]. Для получения описания цифрового фильтра можно воспользоваться известными способами перехода. Но, как показали исследования, для фильтров с ярко выраженной несимметричной импульсной характеристики лучше использовать прямой синтез цифровых фильтров. На рис.4 приведена импульсная функция цифрового фильтра при тех же условиях синтеза, что и для фильтра 1 на рис. 4 при частоте дискретизации 80 точек на период промышленной частоты.

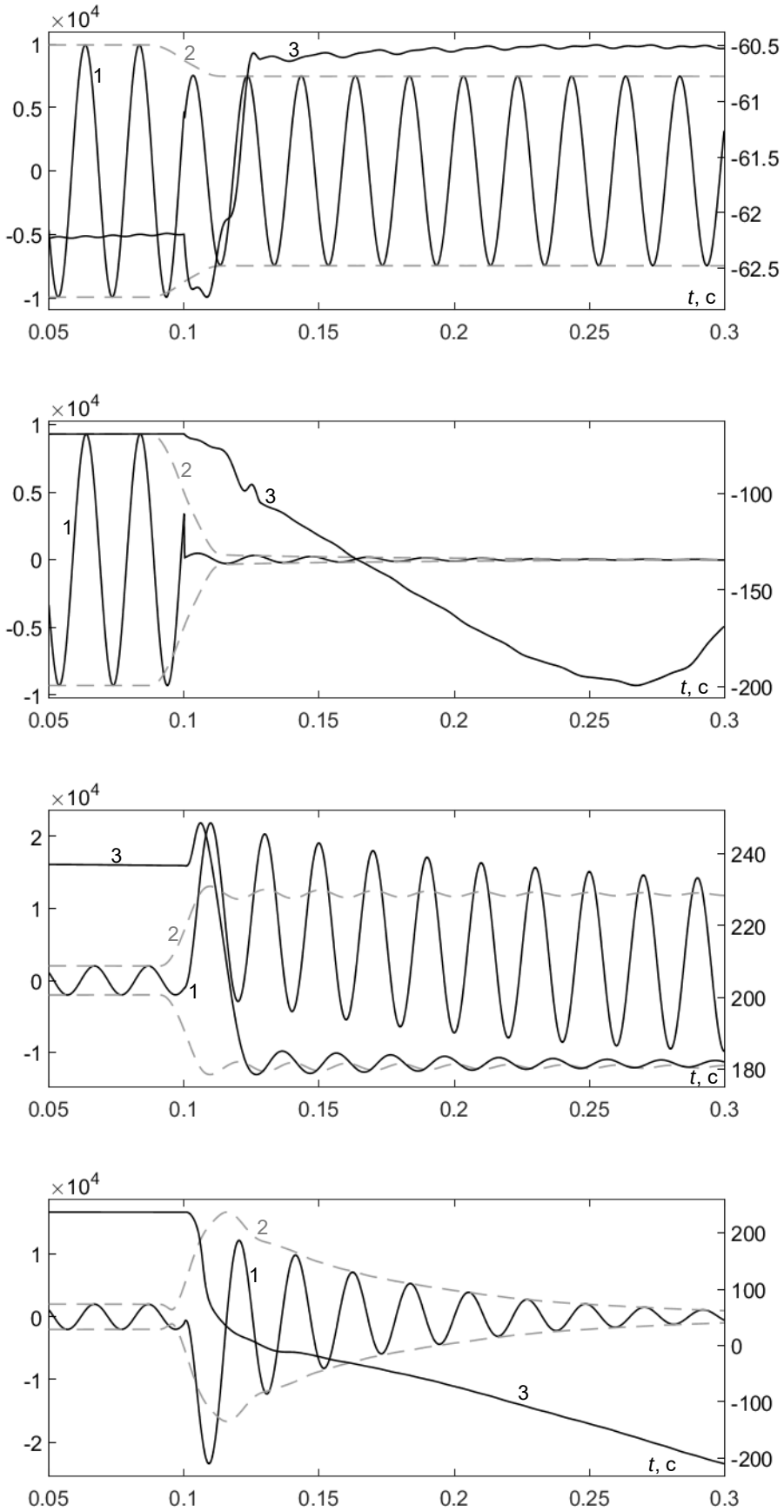



Рис. 5 – Графики токов, напряжений, модулей и аргументов синхровекторов.

На рис.5 приведены графики напряжения и тока вначале $u_1(t)$, $i_1(t)$ и в конце линии $u_2(t)$, $i_2(t)$, а также графики соответствующим напряжениям и токам (кривые 1) модулей (кривые 2) и аргументов (кривые 3) синхровекторов при коротком замыкании в середине защищаемой линии. Для наглядности огибающая тока в конце линии, определяемая на основе модуля синхровектора тока, сдвинута влево по оси времени на значение, равное групповому времени задержки фильтра.

Как показали исследования, устойчивое срабатывание защиты кабельной линии обеспечивается с большим запасом по истечении течении 10 мс после возникновения КЗ. При этом длительность импульсной функции фильтра равна 27 мс (рис. 4).

В работе [8] показано, что за счет использования синхровекторов может быть реализована защита шин с абсолютной селективностью, сочетающая дифференциальный принцип с контролем аргументов (фаз) и модулей синхровекторов присоединений (рис.3). В дифференциальной защите шин используется только разность тока ввода и суммы токов остальных присоединений. Поэтому использование дополнительной информации об амплитудах и фазах токов присоединений на основе СВИ позволяет повысить чувствительность и быстродействие защиты.

**Выводы**

Перспективность использования технологии СВИ для релейной защиты понизительных подстанций и РП связана с возможностью широкого внедрения быстродействующих защит с абсолютной селективностью, а также увеличения функциональных возможностей защит. При создании локальных и распределенных систем РЗ с поддержкой технологии СВИ особое внимание следует уделять моделированию защищаемого объекта и защиты, синтезу быстродействующих алгоритмов устройств РЗА.

**Литература**

1. Héctor J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III et al. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories, 2010, 361 p.

2. Шнеерсон Э.М., Либах Т. Современные методы фиксации поврежденных фаз и удаленности коротких замыканий // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. конф., М.: ВВЦ, 2004, с. 40-42.

3. Лямец Ю.Я., Нудельман Г.С., Кержаев Д.В., Романов Ю.В. Многомерная релейная защита // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: сб. докл. XIX конф., М.: Н-ИИА, 2009, с. 105-111.

4. Нагай И.В. Построение многопараметрических защит дальнего резервирования с повышенной распознаваемостью повреждений // Релейная защита и автоматика энергосистем: сб. докл. XX конф., М.: Н-ИИА, 2010, с. 264-266.

5. Emerson E.A. Temporal and modal logic. In J. van Leeuwen, editor, Handbook of Theoretical Computer Science. Elsevier Science Publishers B.V., 1990, pp. 996–1072.

6. Mi Zeng-Qiang, Zhao Hong-Shan, Wang Hai-Ping, Li Ying. Linear Temporal Logic Control of Power Systems // IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific, Dalian, 2005, pp. 1-5.

7. Мокеев А.В. и др. Расширение функциональных возможностей синхронизированных векторных измерений // Оперативное управление в электроэнергетике. 2016,1, с. 39-47.

8. Мокеев А.В., Хромцов Е.И. Многофункциональные устройства с поддержкой СВИ для цифровых подстанций и цифровых сетей // Релейная защита и автоматизация, 2019. № 4, с. 20-25.

9. Булычев А.В. и др. Релейная защита в распределительных сетях 110/35/10 кВ в условиях цифровой трансформации электроэнергетических систем // Релейная защита и автоматизация. 2019, № 1, с. 70-76.

10. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1992, 528 с.

11. Циглер Г. Цифровые устройства дифференциальной защиты. Принципы и область применения. М.: Энергоиздат, 2005, 273 с.

12. Кужеков С.Л., Синельников В.Я. Защита шин электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат, 1983, 184 с.

13. Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: МЭИ, 2002, 296 с.

14. Ванин В.К. Попов М.Г., Попов С.О. Повышение эффективности дифференциальных защит энергетического оборудования // Научно-технические ведомости СПбГПУ, 2011, №3, с. 27-32.

15. Mokeev A.V. Filter synthesis for PMU // IEEE International Conference SIBCON-2017. Astana, 2017, pp. 1-6.

УДК 621.311

# ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Попов* А.И., Мокеев* А.В., Пискунов** С.А., Родионов** А.В.

**Аннотация**

Рассматриваются вопросы разработки программно-технических комплексов, расширяющих области применения технологии СВИ. В качестве применений рассматриваются следующие задачи: автоматизация распределительных сетей 6-10 кВ с возможностью локализации поврежденной кабельной линии при однофазных замыканиях на землю, мониторинг состояния силовых трансформаторов, анализ низкочастотных колебаний в энергосистеме.

**Ключевые слова:** синхронизированные векторные измерения, однофазные замыкания на землю, мониторинг трансформаторов.

## Введение

Использование технологии синхронизированных векторных измерений (СВИ) позволяет создать системы управления, мониторинга, защиты и автоматики нового поколения, позволяющие повысить эффективность и надежность функционирования энергосистем [1,2].

В последнее время, наряду с первоначальной областью применения технологии СВИ, связанной с системами мониторинга переходных режимов, все больше внимания уделяется расширению сферы применения указанной технологии. В том числе для выявления опасных и анормальных режимов работы энергосистем, мониторинга состояния электрооборудования, для автоматизации распределительных сетей.

## Автоматизация распределительных сетей 6-10 кВ

Отсутствие на большинстве трансформаторных подстанций (ТП) 6(10)/0,4 кВ измерительных трансформаторов тока (ИТТ) и напряжения (ИТН) значительно усложняет автоматизацию сетей, в том числе поиск

* ООО "Инженерный центр "Энергосервис", Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: a.popov@ens.ru, a.mokeev@ens.ru
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: a.popov@narfu.ru, a.mokeev@narfu.ru
** ООО "Инженерный центр "Энергосервис", Архангельск, Архангельская обл., Россия, e-mail: s.piskunov@ens.ru, a.rodionov@ens.ru

поврежденной кабельной или воздушной линии при коротких замыканиях (КЗ) и однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ). Из-за низкой стоимости ТП их автоматизация экономически оправдана только при относительно небольших затратах на оборудование, монтажные и пусконаладочные работы, а также на обслуживание системы автоматизации подстанции.

Для обнаружения КЗ доказали свою эффективность недорогие размыкаемые индикаторы токов КЗ. Намного сложнее реализация задачи определения повреждённой линии при ОЗЗ, особенно в случае сети с компенсированной нейтралью [3,4]. В последнем случае как минимум необходимы измерения тока нулевой последовательности (НП) и направления мощности НП, что требует установку на ТП не только ИТТ НП, но и ИТН. Это значительно увеличивает стоимость оборудования и, кроме того, требует проведения работ для испытания оборудования после установки указанных измерительных трансформаторов.

Для снижения стоимости автоматизации ТП предлагается вместо измерения токов и направлений мощности НП производить измерение синхронизированных векторов (синхровекторов) тока НП, а в распределительных пунктах (РП) – синхровекторов токов НП отдельных присоединений и синхровектора напряжения НП на шинах [5]. При этом целесообразно использовать размыкаемые датчики тока НП, устанавливаемые на силовой кабель 6-10 кВ.

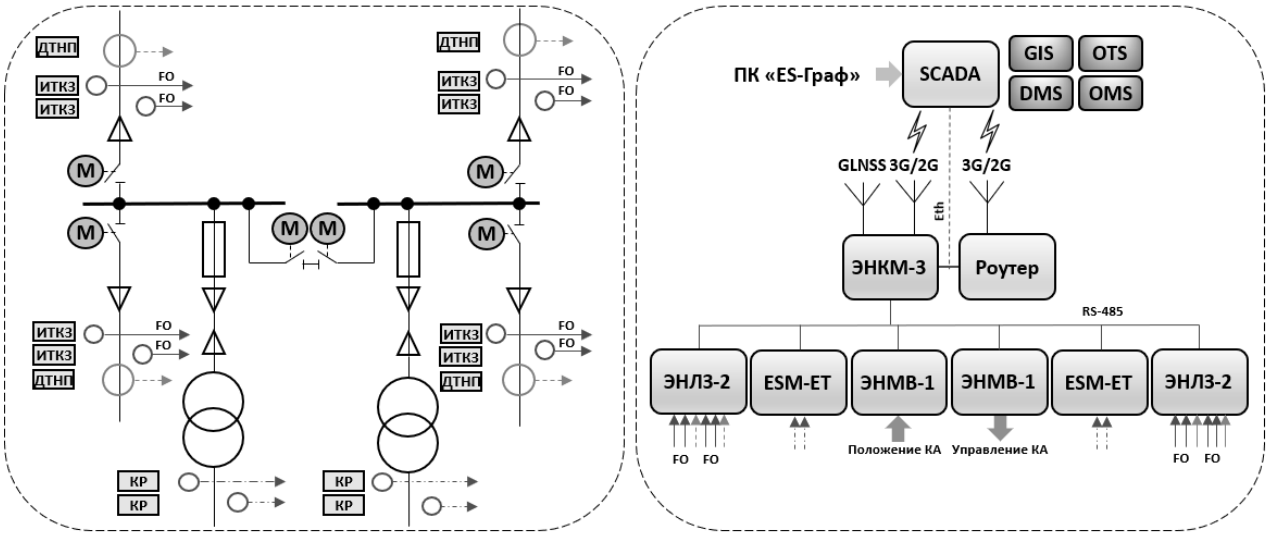



Рис. 1 – Автоматизация ТП.

Состав оборудования для автоматизации ТП, разработанный специалистами «Инженерный центр «Энергосервис», представлен на рис.1. Для локализации ОЗЗ предложено новое устройство измерения синхровекторов нулевой последовательности ЭНЛЗ. Устройство сбора данных ЭНКМ-3 со встроенным GPS/ГЛОНАСС-приемником осуществляет синхронизацию времени ЭНЛЗ, сбор и передачу данных с ЭНЛЗ и индикаторов тока КЗ, управление приводом коммутационных аппаратов через устройство ЭНМВ-1. Для определения поврежденной кабельной линии

при ОЗЗ используется распределенная система обработки синхровекторов тока НП с ТП и синхровекторов тока и напряжения НП с РП. Перечисленный набор устройств позволяет существенно снизить затраты на автоматизацию ТП и РП городских кабельных сетей [5]. При этом функции системы могут расширяться за счет применения совместно с размыкаемыми датчиками тока и напряжения интеллектуальных устройств учета, измерения параметров режима сети и показателей качества электроэнергии.

Для оценки синхровекторов тока и напряжения НП в устройствах ЭНЛЗ реализован алгоритм на базе оконного преобразования Фурье с использованием специально синтезированных временных окон [6]. При этом допустимо существенное снижение требований к точности измерений синхровекторов и синхронизации времени в отличии от традиционных УСВИ. Указанные параметры определяются погрешностью датчика тока НП (полная относительная погрешность измерений 10%).

Границы локализации места ОЗЗ определяются парой установленных УСВИ. Устройства могут быть оборудованы как на каждой кабельной линии отдельно, так и на целом участке сети. В зависимости от этого при возникновении ОЗЗ локализован будет либо отдельный фидер, либо несколько кабельных линий, входящих в участок сети, оборудованный парой УСВИ. Таким образом, заказчик имеет возможность выбрать наиболее выгодный по технико-экономическим показателям вариант локализации ОЗЗ для каждого конкретного случая.

Проведенные исследования показали, что распределение токов НП по участкам кабельной сети имеет прямую зависимость от емкостного тока каждого фидера, активного тока утечки изоляции сети, активного сопротивления установленных ДГР и условий возникновения ОЗЗ. При этом в сети с компенсированной нейтралью далеко не всегда удается определить поврежденный фидер только по величине синхровекторов тока и напряжения. Поэтому для обнаружения места однофазного замыкания на землю предлагается использовать следующую информацию:

1. напряжение НП на РП;
2. действующие значения токов НП в начале и конце участка сети $I_{01}$ и $I_{02}$ (соответствуют модулям синхровекторов $\dot{I}_{01}$ и $\dot{I}_{02}$);
3. угловой сдвиг Δφ, равный углу между синхровекторами $\dot{I}_{01}$ и $\dot{I}_{02}$;
4. угловую характеристику $k_{\Delta}$, равную произведению углового сдвига Δφ на максимальное действующее значение $I_{01}$ и $I_{02}$.

Рассмотрим последовательность определения поврежденной линии. Представим синхровекторы токов НП в начале и конце линии следующим образом: $\dot{I}_{01} = I_{01}e^{j\varphi_1}$ и $\dot{I}_{02} = I_{02}e^{j\varphi_2}$. Тогда угловой сдвиг рассчитывается по формуле:

$$\Delta\varphi = \varphi_1 - \varphi_2.$$

На неповрежденных участках сети Δφ определяется активной составляющей тока утечки и в большинстве случаев не превышает значе-

ний 2-3°. Через поврежденный участок сети с компенсированной нейтралью протекает ток ОЗЗ, обусловленный активной проводимостью сети и сопротивлением катушки ДГР. Таким образом, на поврежденном участке величина Δφ может принимать большие значения, в пределах до 90°.

Угловой сдвиг Δφ также зависит от величины емкостного тока линии. Чем больше длина линии и ее сечение, тем значительнее ее емкостный ток и, соответственно, тем больше действующие значения токов НП в начале и конце участка. При этом активная составляющая тока утечки участка имеет более пологий характер зависимости от параметров линии и меняется в гораздо меньших пределах, чем емкостный ток, что обусловлено определенными требованиями к уровню изоляции сети. Поэтому угловой сдвиг Δφ в значительной степени зависит от значения емкостного тока линии: чем он больше, тем, как правило, меньше Δφ.

Участки сети, имеющие большую разницу в величине емкостного тока, при определении места ОЗЗ наряду со значением Δφ характеризуются угловой характеристикой:

$$k_{\Delta} = I_{0\max}\Delta\varphi.$$

Максимальное значение $k_{\Delta}$ соответствует участку сети, на котором произошло ОЗЗ. Таким образом, для каждого участка сети определяется $k_{\Delta}$ и по нему производится локализация ОЗЗ.

Определение места ОЗЗ и КЗ в кабельных распределительных сетях осуществляется программным комплексом «ES-Граф». Для визуализации исходных измерений и результатов анализа используется веб-интерфейс. Основной сценарий выявления повреждения основан на обработке данных сообщений о выявленных событиях по протоколу МЭК 60870-5-104 в виде дискретных сигналов, каждый из которых соответствует участку и типу процесса. Комплекс «ES-Граф» обеспечивает простую интеграцию в существующие системы, в том числе SCADA, что позволяет в значительной степени удешевить и ускорить процесс автоматизации подстанции.

Работа алгоритма локализации ОЗЗ была протестирована в виртуальной модели Simulink (MatLab) на примере распределенной кабельной сети 10 кВ (рис. 2). Исследуемая сеть питается от понижающей подстанции 110/10 кВ. На стороне 10 кВ установлены дугогасящие реакторы, настроенные на полную компенсацию емкостного тока сети. При моделировании также рассматривались режимы с работой реактора, обеспечивающего недо- и перекомпенсацию емкостного тока.

На рис. 2 приведены условные направления токов НП по участкам, обозначены их величины в начале и конце участка в комплексном виде, а также приведены значения угловых характеристик и тока ОЗЗ. Расчет угловых характеристик произведен согласно вышеприведенному алгоритму. Как видно из схемы, максимальный $k_{\Delta}$ соответствует участку, на котором произошло замыкание. При замыкании за пределами исследуемой сети (со стороны источника питания), $k_{\Delta}$ не превышает заданного порогового значения.

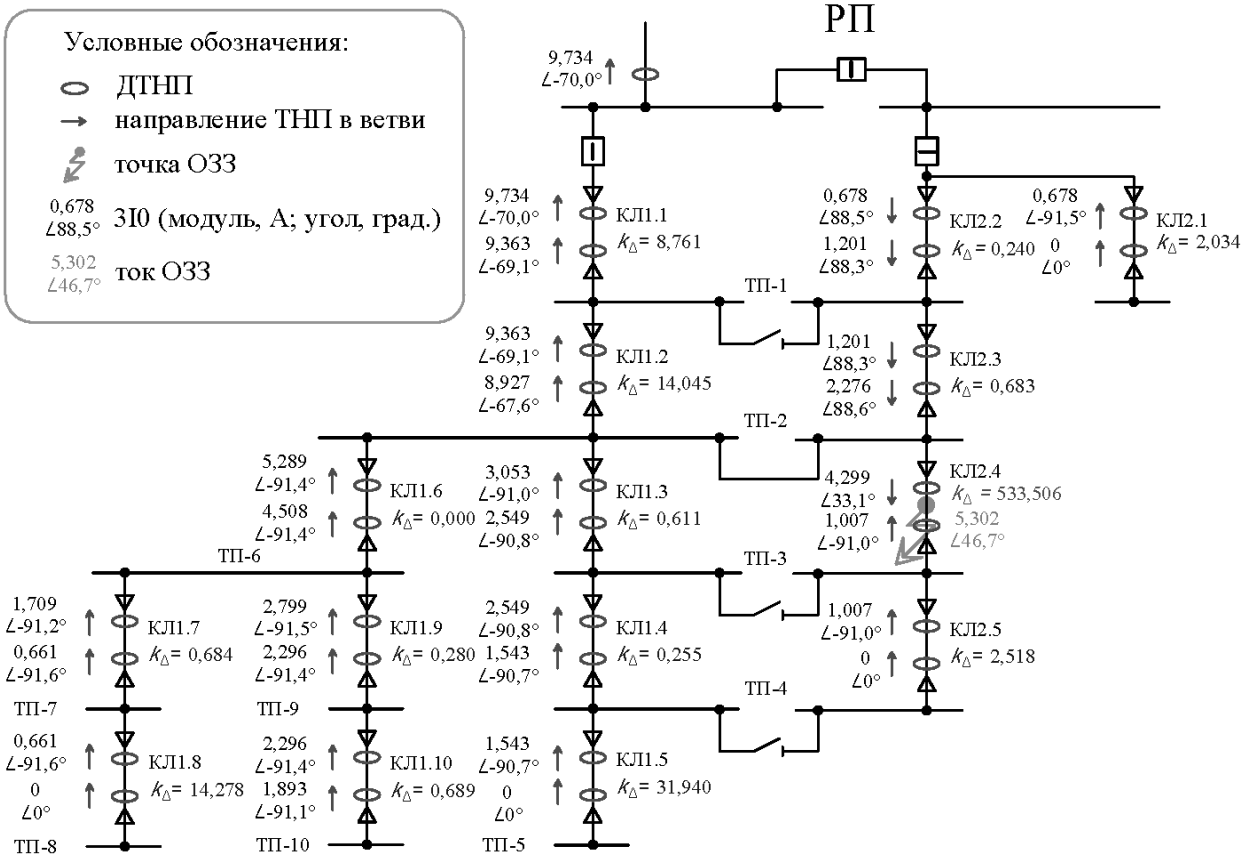



Рис. 2 – Моделирования распределенной кабельной сети при ОЗЗ.

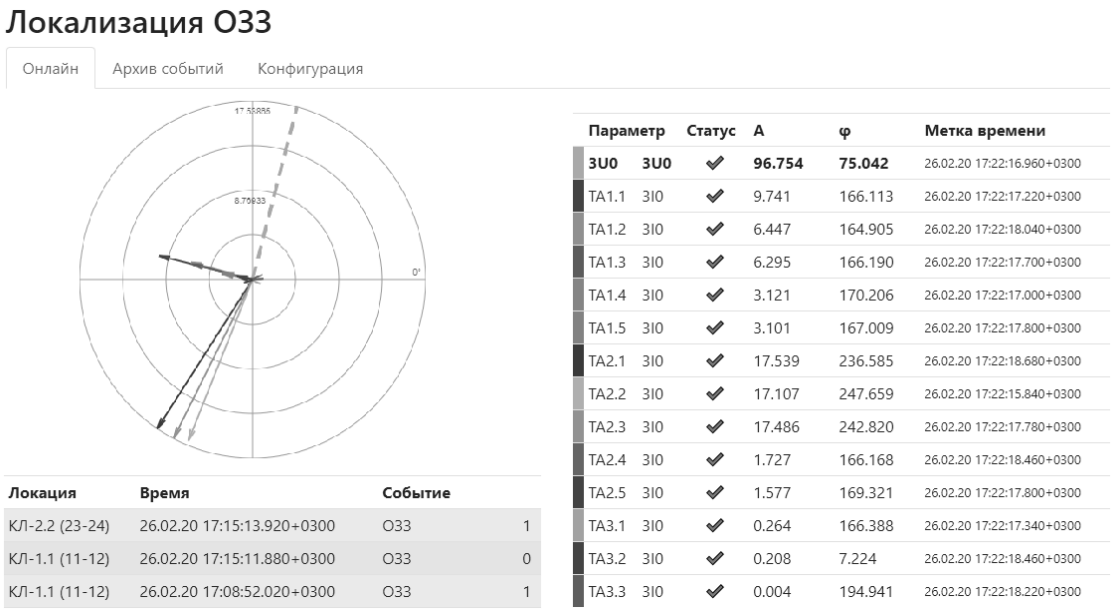



Рис. 3 – Веб-интерфейс программы.

Для исследования эффективности предлагаемого алгоритма локализации ОЗЗ в лаборатории ООО «Инженерный центр «Энергосервис» также была протестирована работа комплекса «ES-Граф» на физической модели (стенде) сети с компенсированной нейтралью. На рис. 3 представлен веб-интерфейс программы. Результаты испытаний под-

твердили высокую точность применяемого алгоритма локализации ОЗЗ.

В рамках реализации пилотного проекта системы локализации ОЗЗ в сети МРСК Северо-Запада были установлены устройства СВИ НП на нескольких трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ в Архангельских городских кабельных сетях. На втором этапе автоматизации сети ТП к перечисленным компонентам будут добавлены выключатели нагрузки с электроприводом, что позволит обеспечить автоматическое восстановление работы электрической сети после выявления повреждения.

Произведены натурные и лабораторные испытания рассматриваемой системы на объектах ОАО «Сетевая компания», в частности, система доказала свою работоспособность, определив искусственно созданное ОЗЗ на одной из кабельных линий Казанских городских электрических сетей.

В настоящее время программно-аппаратный комплекс «Цифровой РЭС» установлен и находится в опытной эксплуатации на ряде ТП и РП МУП «Электросеть» г. Череповец. Внедренная система решает задачу локализации аварий на кабельных линиях, а также существенно повышает наблюдаемость, позволяя оперативному персоналу осуществлять контроль за параметрами режима сети.

**Мониторинг состояния силового трансформатора**

УСВИ можно рассматривать как логическое развитие многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики. Их применение позволит создать автоматизированные системы управления нового поколения [1]. В этой связи появляются новые возможности, в том числе связанные с применением СВИ для мониторинга состояния силового оборудования и измерительных трансформаторов тока и напряжения [2].

Основным компонентом системы мониторинга силовых трансформаторов компании «Инженерный центр «Энергосервис» являются устройства синхронизированных векторных измерений ЭНИП-2-УСВИ со встроенным GPS/ГЛОНАСС-приемником и концентратором векторных данных, устанавливаемые на высоком и низком напряжении силового трансформатора. Дополнительно используются устройства дискретного ввода-вывода ЭНМВ для контроля положения РПН, состояния обдува трансформатора, контроля температуры, влажности и атмосферного давления и т.д. [7,8]. Многофункциональное измерительное устройство ESM устанавливается на стороне низкого напряжения трансформатора и предназначено для контроля несимметрии и несинусоидальности токов и напряжений. Программное обеспечение может быть установлено на контроллер ENDC на подстанции или обработка производиться с использованием облачных вычислений.

При организации мониторинга трансформатора решаются две основные задачи: определение динамики изменения оценки состояния трансформатора на основе данных СВИ и идентификация параметров

схемы замещения трансформатора. На основе параметров схемы замещения далее рассчитываются коэффициент трансформации, ток намагничивания, потери холостого хода. По динамике изменения данных параметров можно диагностировать на ранних стадиях повреждения в силовом трансформаторе [9].

В процессе исследований опробовано несколько алгоритмов оценки параметров схемы замещения трансформатора. Самый простой из них основан на оценке параметров для Г-образной схемы замещения трансформатора на основании реализации известных соотношений между комплексными амплитудами токов и напряжений и параметрами схемы замещения. В данной модели не учтены магнитные связи между фазами, несимметрия трансформатора, несинусоидальность токов намагничивания, кроме того, на точность оценки параметров негативно сказывается большие различия сопротивлений. Но несмотря на указанные недостатки, указанный алгоритм позволяет эффективно оценивать динамику изменения параметров схемы замещения и идентификацию ряда параметров схемы замещения трансформатора.

При разработке системы мониторинга трансформатора производилось ее математическое моделирование с использованием программной среды MATLAB/Simulink, а также физическое моделирование на базе трансформаторов малой мощности в лабораторных условиях. Произведено сравнение результатов моделирования и испытаний.

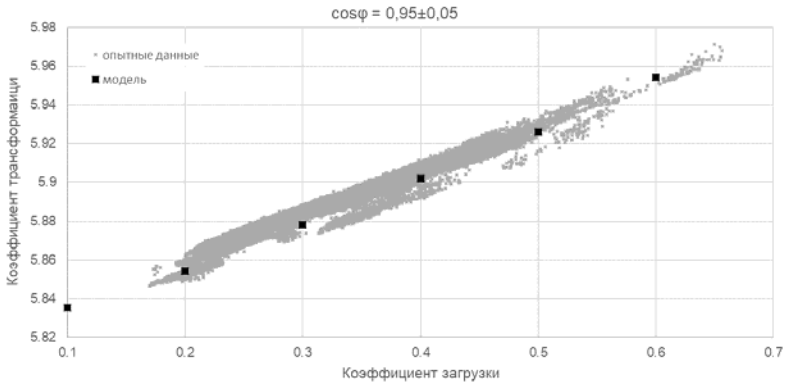



Рис. 4 – Зависимости коэффициента трансформации от коэффициента загрузки.

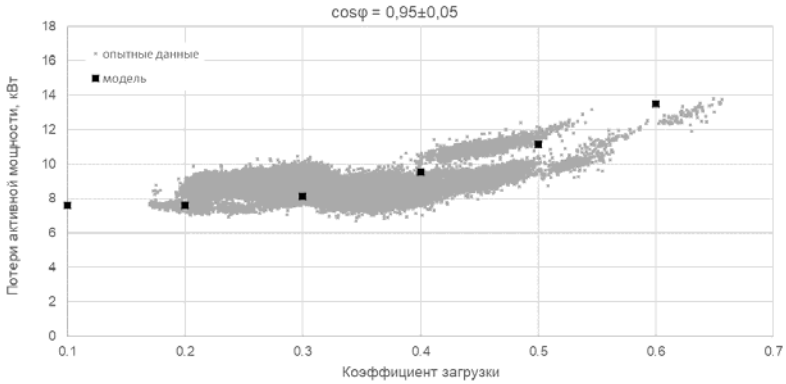



Рис. 5 – Зависимости потерь активной мощности от коэффициента загрузки.

Полученные в ходе лабораторных испытаний опытные данные о значениях рабочей характеристики трансформатора, потерь активной и

реактивной мощности, зависимости коэффициента трансформации от коэффициента загрузки с определенной степенью точности соответствуют значениям, полученным в математической модели (рис.4, рис.5). Таким образом, зная основные режимы работы трансформатора, возможно прогнозировать состояние его параметров в тех или иных условиях и, в случае появления анормальных значений, выходящих за допустимые границы, сигнализировать анормальное состояние трансформатора.

Результаты первого этапа лабораторных испытаний подтверждают возможность на основе СВИ производить достаточно точный расчет и контроль потерь активной и реактивной мощности, коэффициента трансформации, сопротивлений продольной и поперечной ветви Г-образной схемы замещения трансформатора и др. электромагнитных параметров. Высокая частота измерений позволяет своевременно реагировать на любые значительные изменения этих параметров.

Пилотный проект по мониторингу трансформатора ТД-10000/35 реализован на понижающей подстанции №8 35/6 кВ Архангельского филиала компании «Россети Северо-Запад». Основной объем вычислений производиться с использованием технологии облачных вычислений. Результаты реализации пилотного проекта подтверждают эффективность замены многофункциональных измерительных преобразователей телемеханики на подстанции на многофункциональное УСВИ с реализацией функций мониторинга силовых трансформаторов.

**Анализ низкочастотных колебаний**

Накопление измерительной информации, увеличение количества и разнообразия объектов измерений, повышение доступности данных обеспечивают исходным материалом решение масштабных задач анализа функционирования энергосистем. В рамках деятельности проблемной рабочей группы российского комитета B5 CIGRE авторы занимаются развитием методов анализа НЧК и способов обнаружения их источников, располагая при этом записями реальных процессов.

К актуальным направлениям работы в указанной области относятся повышение достоверности и обеспечение своевременности определения источника НЧК при обработке данных в режиме онлайн.

Структура вычислительных схем, получаемых при решении задач анализа НЧК, характеризуется многоэтапностью процесса обработки и наличием множества частных реализаций каждого этапа. В [10] предложен и разработан подход к представлению схем вычислений в виде обобщённых графовых структур, обеспечивающий двухшаговую процедуру проектирования: на первом этапе выстраивается система связанных работ, на втором - полученная схема наполняется реализациями конкретных методов. Это позволяет, с одной стороны, выделить некоторую топологию решения, а с другой, обеспечить его необходимую вариативность.

Кроме того, работа с обобщенным представлением процесса упрощает комбинирование методов анализа, позволяя снизить нагрузку на вычислительные ресурсы, упростить масштабирование системы и организовать распределенные вычисления. Данный подход был использован для оптимизации совместного применения методов определения источника низкочастотных колебаний: «Dissipating Energy Flow» (DEF) [11] и «Mode Shape Estimation» (MSE) [12]. Диаграмма потоков данных комбинированного метода представлена на рис. 6. Сплошными стрелками показан поток данных, пунктирными – управляющие связи.

Рис. 6 – Анализ НЧК и поиск их источника.

В целях повышения эффективности использования вычислительных ресурсов в [13] предложены различные стратегии распараллеливания, в частности: разделение входного сигнала на перекрывающиеся участки и последующая сборка результата; разделение совокупности входных сигналов на параллельно обрабатываемые подмножества; одновременное исполнение готовых к запуску узлов обобщенной схемы. В работе [14] предлагаются метрики для количественной оценки реализации параллелизма с точки зрения достигаемого ускорения, накладных расходов и влияния топологии решения.

**Выводы**

Проведенные исследования, результаты математического физического моделирования, а также результаты опытной эксплуатации свидетельствуют об эффективности применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения эффективности и надежности работы энергосистем.

**Литература**

1. Héctor J. Altuve Ferrer, Edmund O. Schweitzer, III et al. Modern Solutions for Protection, Control, and Monitoring of Electric Power Systems. Pullman: Schweitzer Engineering Laboratories, 2010, 361 p.

2. Synchrophasor Monitoring for Distribution Systems: Technical Foundations and Applications. A White Paper by the NASPI Distribution Task Team, NASPI-2018-TR-001, January 2018, 62 p.

3. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. М.: НТФ Энергопрогресс, 104 с.

4. Шалин А.И. Замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Достоинства и недостатки различных защит // Новости электротехники, 2005, 3, с. 7-12.

5. Мокеев А.В., Бовыкин В.Н., Ульянов Д.Н. Автоматизация подстанций и распределительных сетей // Автоматизация и IT в энергетике, 2019, 10, с. 30-38.

6. Mokeev A.V. Filter synthesis for PMU // IEEE International Siberian Conference on Control and Communications. Astana: 2017, pp.1-4.

7. Blinov A.N. et. al. Synchrophasor measurements application for monitoring transformers in step-down substations // 2nd International Youth Scientific and Technical Conference «Relay Protection and Automation». Moscow, October 24-25, 2019, pp. 1-16.

8. Mokeev A. et. al. Application of synchrophasor measurement technology for control, protection and automation // CIGRE B5 Colloquium in Tromsø, 2019, pp. 1-8.

9. Смекалов В.В. Инновационные методы диагностики трансформаторного оборудования // Автоматизация и IT в энергетике, 2014, 11, с. 44-50.

10. Popov A.I. et. al. Practical Issues of Processing Synchrophasor Measurement Data in the Analysis of Low-Frequency Oscillations in Power System // 2019 2nd International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation (RPA), Moscow, Russia, 2019, pp. 1-16.

11. Maslennikov S. et al. Dissipating energy flow method for locating the source of sustained oscillations // International Journal of Electrical Power & Energy Systems 88 (2017), pp. 55-62.

12. Antonello M., Muscas C., Ponci F. Phasor measurement units and wide area monitoring systems. Academic Press, 2016, 298 p.

13. Popov A. et. al. Performance and Energy Efficiency of Algorithms Used to Analyze Growing Synchrophasor Measurements // Parallel Computing Technologies. PaCT 2019. Lecture Notes in Computer Science, Vol. 11657, Springer, Cham, pp. 221-231.

14. Rodionov A. et. al. Application of modern information and communication technologies for improving the effectiveness of control, protection and automation systems // CIGRE SESSION 48, Paris 2020, pp. 1-10.

УДК 621.311.019.3

# ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ В МОДЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БАЛАНСОВОЙ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Чукреев* Ю.Я.

**Аннотация**

Рассмотрены вопросы представления генерирующего оборудования при решении задачи обоснования оперативного резерва мощности в ЕЭС России. Приводится влияние принимаемого состава оборудования, различного моделирования капитальных и средних ремонтов, учета энергообеспеченности гидроэлектростанций на значения показателей балансовой надежности и средств их обеспечения.

**Ключевые слова:** генерирующее оборудование, показатели балансовой надежности, оперативный резерв мощности.

## 1. Постановка задачи исследования

Преобразования, произошедшие в стране за последние три десятка лет, привели к значительным социально-экономическим изменениям, в том числе и в электроэнергетике. С конца столетия наблюдается значительное сокращение потребления электроэнергии и мощности. Это естественным образом отражается на вопросах обоснования развития электроэнергетической отрасли, которому в период перестройки практически не уделялось должного внимания. Только с 2010 г. возобновились работы по планированию развития ЕЭС России. Надо понимать, что произошедшие в стране и в электроэнергетике в частности изменения, так или иначе должны отразиться на критериях принятия тех или иных управленческих решений.

В современных условиях, в отличие от доперестроечного периода, планируемые в ежегодно выполняемой силами АО «СО ЕЭС» и ПАО «ФСК ЕЭС» работе «Схема и программа развития ЕЭС страны на семилетний период» (в дальнейшем – СиПР ЕЭС) балансы мощности имеют значительные избытки генерирующей мощности. Это, в совокупности со старением оборудования, является основной причиной существенного увеличения удельных показателей стоимости мощности в сравнении с зарубежной практикой. Российский показатели удельной стоимости 1 кВт установленной мощности почти в 2 раза превышают таковые в США, Европе и Китае.

*) Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Федерального исследовательского центра Коми НЦ УрО УрО РАН (ИСЭ и ЭПС ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, chukreev@iespn.komisc.ru.

Баланс мощности характеризуется приходной и расходной частями. Приходная часть – это установленная мощность за вычетом различного рода ограничений. В расходную часть, помимо планируемых с той или иной долей погрешности, величин максимальной нагрузки и экспорта мощности, входит параметр нормативного резерва мощности (НРМ). В задачах планирования развития ЭЭС он условно разделяется на три составляющие: ремонтный, оперативный и стратегический. Ремонтный резерв предназначен для компенсации снижения используемой в балансе мощности, связанной с выводом генерирующего оборудования в плановый ремонт (текущий, средний, капитальный). Оперативный резерв предназначен для компенсации внеплановых (аварийных) выводов в ремонт основного генерирующего оборудования и случайных изменений нагрузки, вызванных температурными колебаниями.

В условиях перехода электроэнергетической отрасли на рыночные отношения и высвободившейся в ЕЭС России генерирующей мощности, задача обоснования величины НРМ при планировании развития ЕЭС России должна претерпеть существенные изменения. Это касается и задачи оценки показателей балансовой надежности (ПБН), являющейся неотъемлемой частью при обосновании НРМ. Это касается как методической части, так и в большей степени информационной. К сожалению, отсутствие применительно к современным условиям, научно обоснованных положений принятия решений по обеспечению балансовой надежности, приводит к использованию нормативного показателя интегральной вероятности дефицита мощности [1, 2] ($J_д$ = 0,004), принятого в доперестроечный период. В статье рассматриваются вопросы влияния моделирования генерирующей мощности на обоснование средств обеспечения балансовой надежности применительно к изменившимся, по сравнению с доперестроечным периодом, условиям функционирования и развития электроэнергетической отрасли.

**2. Состав генерирующего оборудования**

Генерация характеризуются установленной мощностью генераторов электростанций. Их уровень соответствует отраслевой отчетности, предоставляемой генерирующими компаниями. При планировании развития ЭЭС и раньше и сегодня остается задача определения мощности электростанций и их структуры, необходимой для надежного покрытия ожидаемого спроса нагрузки. В доперестроечный период в ЕЭС бывшего СССР существовала проблема дефицитов мощности, и определение НРМ осуществлялась за счет обоснования вводов мощностей, недостающих для покрытия имеющегося дефицита. В этом случае в модели генерирующей мощности при оценке ПБН учитывались все возможные к несению нагрузки генераторы электростанций [3, 4].

В современных условиях ЕЭС России характеризуется наличием значительных избытков генерирующей мощности. Такое состояние требует учета при оценке ПБН и обосновании оперативной составляющей НРМ не

всех генераторов, а только участвующих в покрытии нагрузки. Они определяются при проведении процедуры конкурентного отбора мощности (КОМ). Тем самым наблюдается некое несоответствие. С одной стороны, для обоснования величины НРМ, а, следовательно, и спроса на мощность, необходимо знание состава генерирующего оборудования для покрытия нагрузки (спроса). С другой, этот состав может быть определен только в результате проведения процедуры КОМ, в которой основой служит величина спроса на мощность.

Рассмотрим влияние различного набора состава генерирующего оборудования на средства обеспечения надежности. Для чистоты эксперимента обоснование оперативной составляющей НРМ проведем без учета ошибки прогноза нагрузки, вызванной температурным фактором. Другими словами, оценивается изменение только аварийной составляющей оперативного резерва мощности при вариации генераторов в составе используемого для покрытия спроса генерирующего оборудования.

Совершенно очевидно, что изменение состава генерирующего оборудования за счет вывода неэффективно работающих агрегатов должно привести к изменению оперативного резерва мощности ($R_{оп.}$) рассчитанного для известного и неизменного состава оборудования. Величина этого изменения ($\Delta R_{оп.}$) зависит в первую очередь от математического ожидания (м.о.) среднестатистического значения аварийной составляющей выведенного оборудования. Примерное значение этого изменения можно определить выражением:

$$\Delta R_{оп.} = R_{оп.} - (P_{уст.} - P_{п.н.}) \times q_{ав.}. \quad (1)$$

В нем $P_{уст.}$ – установленная мощность электростанций, определяемая составом существующего оборудования; $P_{п.н.}$ – мощность покрытия нагрузки, необходимая для достижения требуемого уровня надежности и равная сумме максимальной нагрузки ($P_{макс.}$) и значения $R_{оп.}$; $q_{ав.}$ – среднестатистическое значение аварийности выведенного и не участвующего в покрытии нагрузки оборудования (в балансе мощности – это различного рода ограничения, избытки мощности, составляющие планового и стратегического резервов мощности).

Наиболее сложной является определение среднестатистического значения аварийности генерирующего оборудования, не участвующего в покрытии нагрузки. Большим подспорьем для адекватной реализации этого вопроса может стать использование ретроспективной информации о проведении долгосрочных отборов мощности процедуры КОМ, проводимых в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010, № 1172[1] (далее ПП РФ № 1172). Однако, такой информации в открытом доступе найти не удается.

[1] Постановление Правительства РФ от 27.12.2010, № 1172 (ред. от 19.01.2018) «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности».

Значения аварийной составляющей оперативного резерва мощности и их изменения при разных сценариях учета неиспользуемого генерирующего оборудования приведены в табл. 1. Результаты получены с использованием ПВК оценки ПБН и обоснования оперативного резерва мощности «Орион-М» [4]. Расчетная схема ЕЭС России и информационное наполнение задачи получены при выполнении совместных исследований[2] с АО «СО ЕЭС».

Таблица 1. Значения оперативного резерва мощности и их изменения при различных сценариях учета неиспользуемого генерирующего оборудования

| Территориальная зона | Установленная мощность, МВт | Максимум нагрузки, МВт | Расчетный оперативный резерв мощности («Орион-М»), МВт / % | | | | Изменение оперативного резерва мощности ($\Delta R_{оп.}$), МВт / % | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | по ф-ле (1) | 2 | 3 | 4 |
| ЕЭС России (без ОЭС Востока) | 239948 | 155860 | 9837<br>6,31 | 5387<br>3,46 | 8672<br>5,56 | 7002<br>4,49 | 2695<br>1,73 | 4450<br>2,86 | 1165<br>0,75 | 2835<br>1,82 |
| Европейская с Уралом | 187919 | 125634 | 7410<br>5,90 | 4070<br>3,24 | 6550<br>5,21 | 5275<br>4,20 | 2008<br>1,60 | 3340<br>2,66 | 860<br>0,69 | 2135<br>1,70 |
| ОЭС Сибири | 52029 | 30126 | 2427<br>8,06 | 1317<br>4,37 | 2122<br>7,04 | 1727<br>5,73 | 692<br>2,30 | 1110<br>3,68 | 305<br>1,01 | 700<br>2,32 |

В качестве расчетной схемы использовалась схема в виде объединенных ЭЭС (рис. 1), информация на 2022 г. привязана к работе СиПР ЕЭС на 2016-2022 гг. В табл. 1 информация приведена только для выделенных в современных условиях двух ценовых зон, используемых при проведении процедуры КОМ. Под цифрами понимаются следующие сценарии учета неиспользуемого генерирующего оборудования:

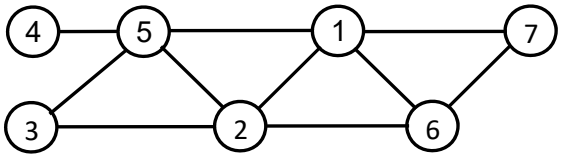



Рис. 1 – Модель расчетной схемы ЕЭС России.
1 – ОЭС Урала; 2 – ОЭС Средней Волги; 3 – ОЭС Юга; 4 – ОЭС Северо-Запада; 5 – ОЭС Центра; 6 – Казахстан; 7 – ОЭС Сибири.

1 – на основе неизменности имеющегося избыточного состава оборудования;

2 и 3 – с учетом аварийности выведенного оборудования в предположении выводов самых крупных по мощности генераторов (2) и самых мелких (3);

4 – с учетом аварийности выведенного генерирующего оборудования в предположении примерного равенства их относительных среднестатистических значений существующим величинам.

Результаты, представленные в табл. 1 неутешительные. Наличие в настоящее время достаточно больших избытков мощности в значительной степени искажают результаты обоснования нормативного резерва мощности. Даже в самом нереалистичном сценарии вывода самых мелких по мощности генераторов с незначительной аварийностью, завыше-

[2] Отчет о НИР Обоснование нормативных значений составляющих полного резерва мощности в разрезе ОЭС и ЕЭС России в целом при планировании их развития. / Сыктывкар, 2016 – 66 с. (Договор ИСЭиЭПС Коми НЦ УрО РАН с АО «СО ЕЭС», № 926 от 22 сентября 2016 г.)

ние величины оперативного резерва мощности превышает 0,75% от максимума нагрузки энергосистемы (более 1 ГВт), в наиболее реалистичном (вероятном) сценарии – более 1,8% (более 2 ГВт). Это говорит о необходимости пересмотра принятых еще в конце прошлого столетия нормативов к обоснованию резерва мощности.

**3. Капитальные и средние ремонты генерирующего оборудования**

Вплоть до конца 80-х годов прошлого столетия, в силу недостатка генерирующей мощности в ЕЭС бывшего СССР проведение капитальных и средних ремонтов оборудования осуществлялось в периоды сезонных снижений нагрузки. Это позволяло с достаточно большой степенью достоверности использовать для расчетов ПБН и обоснования средств ее обеспечения средний декабрьский суточный график нагрузки, длящийся весь год [3, 5], и тем самым, существенно упростить модели генерирующей мощности и нагрузки при оценке ПБН. На рис. 2 показан годовой график сезонных (месячных) снижений нагрузки. Серым цветом заштрихована площадка вписывания капитальных и средних ремонтов ($R_{к.р.}$) в провал снижения годового графика нагрузки. Жирной штриховой линией по-

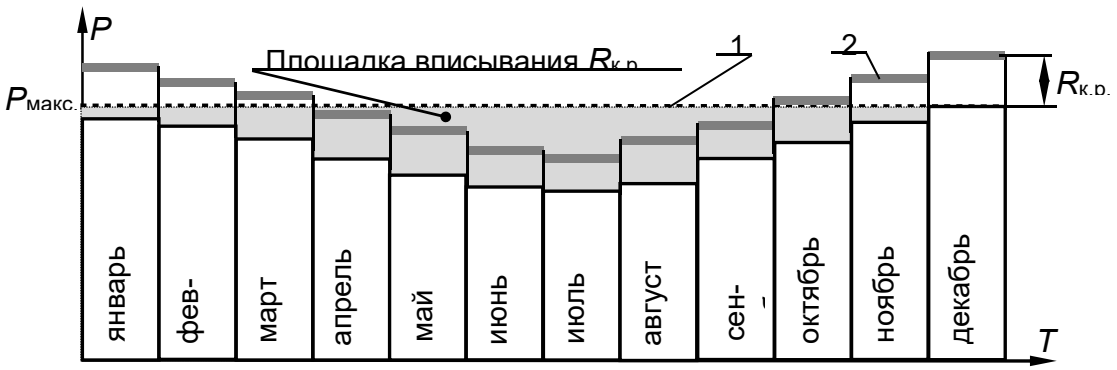



Рис. 2 – К пониманию вопроса влияния учета капитального и среднего ремонтов при обосновании нормативного резерва мощности.

казан условный максимум нагрузки, длящийся весь год.

Обоснованное значение нормативного ПБН в доперестроечный период связывалось с удельными показателями стоимости вводимой генерирующей мощности, ущербов от ненадежности и описанным выше допущением о представлении нагрузки суточным декабрьским графиком длящимся весь год. В настоящее время эти понятия ушли в небытие, а вот значение нормативного показателя балансовой надежности в виде интегральной вероятности отсутствия ($J_д$ =0,004) или появления ($\rho$ = 0,996) дефицита мощности осталось и до сих пор используется [1].

С запуском в 2006 г. рынка мощности нормы продолжительности и периодичности капитальных и средних ремонтов, как и перспективные пятилетние планы ремонтов основного оборудования электростанций утратили нормативную роль. Значительное сокращение электропотребления привело к появлению достаточных избытков мощности и улучшению режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России. Введение правил оптового рынка электрической энергии и мощности, а также финансовые возможности генерирующих компаний позволили проводить ремонты и в осенне-

зимний период. Это привело к изменению статистической отчетности о проведении капитальных и средних ремонтов.

Такое состояние с проведением капитальных и средних ремонтов полностью меняет представление о модельном представлении нагрузки. Она должна представляться не одним средним суточным графиком декабря месяца, а как минимум, хотя бы суточными графиками ее сезонных (месячных) снижений. На рис. 2 показано приращение нагрузки на составляющую проведения капитальных и средних ремонтов ($R_{к.р.}$) по месяцам года. Сезонный график изменения нагрузки с учетом новой парадигмы проведения капитальных и средних ремонтов на рис. 2 выделен серым цветом.

Интересным становится вопрос оценки влияния представления в модели оценки ПБН и обоснования средств ее обеспечения капитальных и средних ремонтов (табл. 2). Результаты приведены для описанной в разделе 1 модели расчетной схемы ЕЭС России (рис. 1) при различном учете в модели оценки ПБН капитальных и средних ремонтов.

Таблица 2. Оперативная составляющая нормативного резерва мощности при различном учете капитальных и средних ремонтов оборудования

| Показатели | ЕЭС России без ОЭС Востока | Название ОЭС | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Урал | Средняя Волга | Юг | Северо-Запад | Центр | Сибирь |
| Максимум нагрузки | 155860 | 37390 | 17096 | 16831 | 15151 | 39266 | 30126 |
| Оперативный резерв мощности | | | | | | | |
| 1. При использовании режима электропотребления 1 (рис. 2), МВт / % | 15610<br>10,02 | 4894<br>13,09 | 1078<br>6,31 | 1619<br>9,62 | 1629<br>10,75 | 3365<br>8,57 | 3025<br>10,04 |
| 2. При использовании режима электропотребления 2 (рис. 2), МВт / % | 9485<br>6,09 | 3444<br>9,21 | 378<br>2,21 | 894<br>5,31 | 1004<br>6,63 | 1975<br>5,03 | 1790<br>5,94 |
| ПБН для оптимального варианта | | | | | | | |
| *LOLH*, ч/год | 8,796 | 3,124 | 3,118 | 3,131 | 3,121 | 3,116 | 3,118 |

Анализ результатов показывает, что моделирование капитальных и средних ремонтов за счет изменения нагрузки (или генерации) по месяцам года (график 2 на рис. 2) приводит к достаточно значительному сокращению оперативной составляющей нормативного резерва мощности (порядка 4% по ОЭС и ЕЭС России в целом) при соблюдении нормативного ПБН $\rho$ = 0,996. Это ожидаемый результат. В тоже время при таком подходе к обоснованию НРМ для декабрьского максимума нагрузки увеличится его другая составляющая – плановые капитальные и средние ремонты оборудования. По оценке специалистов АО «СО ЕЭС» эта составляющая увеличивается в Европейской части ЕЭС России как минимум на 4%, в ОЭС Сибири несколько больше. При этом надо отдавать себе отчет, что величина снижения оперативной составляющей НРМ получена при критерии принятия решения, разработанного совсем для других условий представления режима электропотребления. Здесь необходимо поведение исследований, в том числе опираясь на зарубежный опыт решения подобных задач.

Принятый в исследовании режим электропотребления по месяцам года носит условный характер из-за недостатка информации. Он получен из отчетных материалов АО «СО ЕЭС». Не совсем корректно в разрезе месяцев в модели оценки ПБН описываются случайные изменения нагрузки (они были получены применительно к холодному периоду декабря месяца), пропускные способности связей и многое другое. Анализ результатов показывает, что вызванные рыночными условиями возможности проведения плановых капитальных и средних ремонтов оборудования в декабре месяце при оставлении норматива надежности $\rho = 0{,}996$ не приводит к существенному увеличению величины нормативного резерва мощности. Снижение его оперативной составляющей компенсируется увеличением ремонтной, необходимой для проведения плановых ремонтов.

Вызывает определенный интерес вопрос сравнения, принятых для обоснования величин оперативного резерва мощности значений нормативных ПБН в нашей стране с зарубежным западноевропейским аналогом – средним вероятностным значением числа часов дефицита мощности в год (*Loss of Load Hours*, *LOLH*) [6]. Следует отметить, что зарубежные нормативы к ПБН, в отличие от принятого в доперестроечный период и применяемого в современных условиях отечественного показателя, не имеют экономического обоснования. Они приняты на экспертном уровне.

В последней строке табл. 2 приведены ПБН в виде *LOLH*, полученные для оптимального варианта вписывания капитальных ремонтов в сезонный график снижения нагрузки (на рис. 2, пунктирная линия 1), но рассчитанные на основе использования графика сезонных снижений (на рис. 2, серые линии 2). В аспекте принятия управленческих решений, используемый в нашей стране ПБН в виде $J_д$ =0,004 достаточно хорошо согласуется с используемым в зарубежной практике показателем *LOLH*. В соответствии с табл. 2 этот показатель для оптимального варианта распределения оперативного резерва, полученного при использовании графика 1 на рис. 2 для всех ОЭС примерно равен 3,2 ч/год. Для сведения во Франции нормативный показатель *LOLH* принимается равным 3 ч/год, в Великобритании 4 ч/год, в Ирландии 8 ч/год.

### 4. Энергообеспечение гидроэлектростанций ОЭС Сибири

Как уже было отмечено, задача оценки ПБН является составной частью решения задачи обоснования оперативной составляющей нормативного резерва мощности. Она базируется на решении двух взаимосвязанных этапов [3 4]:

– формирования случайных значений нагрузки вызванных влиянием температурного фактора и состояний снижения генерирующей мощности, обусловленных внеплановыми выводами в аварийный ремонт оборудования электростанций;

– оценки сформированных состояний на предмет обеспечения нагрузки территориальных зон.

До настоящего времени в моделях оценки ПБН ЭЭС не конкретизировались типы генерирующего оборудования, участвующие в покрытии спроса потребителей. Это было оправдано тем, что из всего множества формируемых для оценки ПБН случайных состояний генерирующей мощности и нагрузки менее процента являются дефицитными. Только в этих состояниях генерирующая мощность используется в полном объеме. Во множестве бездефицитных состояний, которые не оказывают влияния на ПБН, генерирующая мощность превышает нагрузку. В них, с позиций обеспечения баланса мощности, генерацию можно как угодно перераспределять между различными типами станций (ГЭС, ТЭС, АЭС, ВИЭ).

Участие ГЭС в покрытии нагрузки в бездефицитных состояниях можно учесть только за счет раздельного формировании функций снижения генерирующих мощностей, вызванных выводами оборудования во внеплановый ремонт, для тепловых, в том числе атомных станций и для агрегатов ГЭС сезонного (годового) регулирования стока. Методика такого моделирования и оценки сформированных состояний представлена в работе [7]. Такой подход к моделированию открывает возможность определения необходимой добавки к величине НРМ, вызванной недостаточной энергообеспеченностью ГЭС в маловодные годы. Это требует проведения двух расчетов определения оперативного резерва мощности – при прогнозируемой величине производства электроэнергии на ГЭС и для маловодного года. В обоих расчетах величина оперативного резерва мощности остается неизменной, но за счет изменения энергообеспеченности ГЭС происходит перераспределение генерирующих мощностей, участвующих в покрытии нагрузки между ГЭС и ТЭС с АЭС. Разница в перераспределении и будет являться добавкой к оперативному, а, следовательно, и НРМ, вызванной снижением энергообеспеченности ГЭС в маловодные годы. Наиболее сложным при использовании данного подхода является неопределенность информации по прогнозируемым значениям энергообеспеченности ГЭС, в том числе для маловодного года.

Применение разработанной методики показало наличие строгой взаимосвязи между процентом добавки к оперативному резерву мощности ( $\Delta W_{\text{м.г.},\%}$ ), процентом снижения производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири в маловодные годы ( $\delta W_{\text{м.г.},\%}$ ) и отношением прогнозируемого значения производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири ( $W_{\text{пр.ГЭС}}$ ) к величине всего объема производства электроэнергии на всех типах станций в ОЭС Сибири ( $W_{\Sigma}$ ):

$$\Delta W_{\text{м.г.},\%} = \delta W_{\text{м.г.},\%} \times W_{\text{пр.ГЭС}} / W_{\Sigma} . \qquad (2)$$

В НТД уже упоминавшегося ПП РФ № 1172 (п.107) принята добавка к НРМ ОЭС Сибири величиной 8,55 % от совмещенного максимума нагрузки. В соответствии с выражением (2) такая величина добавки может быть достигнута в случае, когда разница производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири для расчетного и маловодного года составит величину

16,7%. Возникает естественный вопрос – какая величина производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири при обосновании НРМ должна приниматься в качестве расчетной? Это достаточно важный и не изученный вопрос в задаче обоснования НРМ. Его изучение не было востребовано в условиях централизованного управления отраслью. В то время не стояла задача выявления наиболее эффективных мощностей в силу их банальной недостаточности (частота в системе была практически всегда ниже нормативного значения). В современных условиях наличия избытков мощностей вопрос учета энергообеспеченности ГЭС становится достаточно актуальным.

Возможны два варианта принятия расчетной величины производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири. Первый состоит в принятии прогнозируемых с высокой вероятностью реализации (формулировка из баланса электроэнергии в работе СиПР ЕЭС) объемов производства электроэнергии. Второй – это принятие среднестатистического значения на основе анализа ретроспективной информации о фактическом производстве электроэнергии. Анализ ретроспективной информации, представленной в [7] показывает, что разницу в производстве электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири в 16,7% можно обеспечить только при рассмотрении максимальных отклонений прогнозируемых параметров производства электроэнергии для вероятного сценария и для маловодного года. Ключевым здесь является словосочетание «прогнозируемые параметры». Чем больше спрогнозируем разрыв между параметрами, тем больше и добавка к величине НРМ. Наиболее правильно в этом вопросе рассматривать и соотношения фактического производства электроэнергии на ГЭС с его прогнозируемой величиной, полученных на основе обработки ретроспективной информации. Такая обработка приведена в работе [7]. Снижение производства электроэнергии на ГЭС ОЭС Сибири в маловодные годы не должно превышать в среднем 7,0%, а с учетом фактических отклонений не более 9,2%. Это соответствует добавке к нормативному резерву мощности не 8,55%, принятых в ПП РФ № 1172, а, в соответствии с выражением (2) от 3,58 до 4,72%.

**5. Основные выводы**

1. Наличие значительных избытков мощности вызванных снижением электропотребления требует пересмотра, участвующего в покрытии нагрузки состава генерирующего оборудования. Не учет этого фактора приводит к завышению оперативной составляющей нормативного резерва мощности по ЕЭС России в целом от 0,7 до 2,8% от совмещенного максимума нагрузки. В наиболее реалистичном (вероятном) сценарии вывода оборудования завышение составляет более 1,8% (более 2 ГВт).

2. Правила оптового рынка и финансовые возможности генерирующих компаний в совокупности с улучшением режимно-балансовой ситуации в ЕЭС России (значительное снижение электропотребления) позво-

лили проводить капитальные и средние ремонты генерирующего оборудования в осенне-зимний период. Это полностью нарушило, введенные в доперестроечный период упрощения о представлении режима электропотребления в моделях оценки показателей балансовой надежности и средств ее обеспечения. В современных условиях необходимо пересмотреть методические принципы оценки показателей балансовой надежности и выработать новые подходы к их нормированию при обосновании средств обеспечения надежности.

3. Зависимость производства электроэнергии на гидроэлектростанциях от водной обеспеченности требует совершенствования модели обоснования оперативной составляющей нормативного резерва мощности. Основной сложностью является информационное обеспечение по производству электроэнергии на гидроэлектростанциях в маловодные годы. Анализ ретроспективной информации показал, что разница между планируемым значением производства электроэнергии с учетом фактической и для маловодного года на гидроэлектростанциях не должна превышать 9,2%. Это соответствует добавке к нормативному резерву мощности не 8,55%, принятых в Постановлении Правительства РФ № 1172, а только 4,72%.

**Литература**

1. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118-2003.

2. Волькенау И.М., Зейлигер А.Н., Хабачев Л.Д. Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1981, 320 с.

3. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1995, 176 с.

4. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Модели оценки показателей балансовой надежности при управлении развитием электроэнергетических систем. Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 2014, 207 с.

5. Маркович И.М. Режимы энергетических систем. М.: Энергия, 1969, 351 с.

6. Billinton, R. Reliability Evaluation of Power Systems. Second Edition / R. Billinton, R.N. Allan. New York and London: Plenum Press, 1996, 509 p.

7. Чукреев Ю.Я., Чукреев М.Ю. Методические принципы учета гидроэлектростанций в задаче обеспечения балансовой надежности ЕЭС России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 70. Методические и практические проблемы надежности систем энергетики / отв. ред. Н.И. Воропай / Книга 1. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2019, 54-63 с.

УДК 621.311.019.3

# ЦЕНА МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ В ЕЭС РОССИИ

Чукреев*М.Ю.

**Аннотация**

В современных условиях рыночных отношений в электроэнергетике необходим механизм регулирующий куплю-продажу мощности, который не должен приводить к ухудшению надежности ЭЭС. Основной составляющей такого механизма стал конкурентный отбор мощности. В его рамках в обязательном порядке отбираются АЭС, ГЭС, новые энергоблоки, а также ТЭЦ, которые необходимы для теплоснабжения потребителей. В статье рассматривается процесс формирования цены на мощность, ее связь со спросом, показываются основные особенности, влияющие на ее конечные показатели.

**Ключевые слова:** конкурентный отбор мощности, цена мощности, тариф, резерв, рынок.

## 1. Введение

В начале 2000-х годов в результате реформы электроэнергетической отрасли создан российский рынок электроэнергии и мощности. На сегодняшний день модель претерпела ряд изменений, но основные принципы, заложенные тогда работают и сейчас. Однако в работе любой сложной системы всегда будут спорные вопросы и модель формирования цены за мощность не является исключением.

На момент создания рынка главной проблемой было обеспечить качественной генерирующей мощностью быстро растущее потребление. Делать это необходимо заблаговременно, т.к. ввод генерирующих объектов в строй требует времени, в течение которого имеющийся фонд неизбежно старел. Для решения этой проблемы необходимо было создание конкурентной среды в энергетике, разделение РАО «ЕЭС России» по видам деятельности, привлечение инвестиций и приватизация активов в потенциально конкурентных видах деятельности [1, 2].

Одновременно с разделением РАО «ЕЭС России» была организована оптовая торговля электрической энергией на Федеральном (общероссийском) оптовом рынке электроэнергии и мощности (ФОРЭМ). ФОРЭМ представлял собой систему договорных отношений множества его участников (субъектов). Для конечного потребителя розничного

* Чукреев Михаил Юрьевич – ИСЭ и ЭПС Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, mchukreev@gmail.com

рынка, если он не является населением или приравненной к нему категорией потребителей, стоимость потребленной электроэнергии складывается из нескольких составляющих:

- стоимость непосредственно электроэнергии, приобретенной сбытовой компанией на оптовом рынке;
- стоимость мощности, которая формируется из мощности КОМ (конкурентный отбор мощности), мощности объектов КОММод (конкурентный отбор модернизированных мощностей), ДПМ (договор о предоставлении мощности), ВИЭ (возобновляемые источники энергии), МСЗ (мусоросжигательный завод), мощности гидроэлектростанций и атомных электростанций, стоимость мощности новой генерации в Крыму, на Дальнем Востоке;
- стоимость услуг по передаче электроэнергии и потери электроэнергии в сетях;
- сбытовые надбавки.

Первые 3 составляющие формируют цену на 95-98% и последняя на 2-5%. Рассмотрим поочередно первые три составляющие.

**2. Цена электроэнергии**

На цену электроэнергии максимальное влияние оказывает стоимость энергоресурса. Поэтому конечная цена напрямую зависит от себестоимости производства электроэнергии на самой неэффективной станции в ценовой зоне. В европейской части России ТЭЦ на 80% работают на газе и около 20% на угле (остальные виды топлива не имеют высокой значимости поэтому могут быть исключены из анализа), в Сибири и на Дальнем Востоке ситуация обратная, там 80% ТЭЦ работают на угле и лишь около 20% на газе. Исходя из этого основной эффект на ценообразование оказывает стоимость энергоресурса. Его рост или падение, так или иначе, будет напрямую влиять на конечную цену электроэнергии. Помимо этого на конечную цену оказывает влияние совершенство оборудования, а потому ввод новой генерации ограничивает рост цены на электроэнергию. Так при росте цены газа за последние пять лет на 43%, цены на электроэнергию выросли на 19%. Еще одним важным фактором, влияющим на цену электроэнергии, является баланс спроса и предложения. Так как ценообразование происходит по самой дорогой цене то чем выше спрос, тем дороже будет предложение.

**3. Цена мощности.**

С точки зрения ценообразования, цена мощности покупаемой на рынке складывается из 3 составляющих [3, 4]:

- Мощность, отобранная на конкурентном отборе мощности (КОМ).
- Мощность, поставляемая как вынужденная генерация.
- Мощность, поставляемая на рынок по договорам о предоставлении мощности (ДПМ).

Тарифы на мощность устанавливаются для генераторов которых признали необходимыми для работы на рынке (системообразующие генераторы вывод которых из эксплуатации невозможен по технологическим причинам). Данный тариф всегда выше цены КОМ. При этом не вся генерация может получить тариф, а лишь та, которая будет одобрена Минэнерго и Системным Оператором (СО). Чем больше будет введено генерации, тем больше ее не пройдет КОМ.

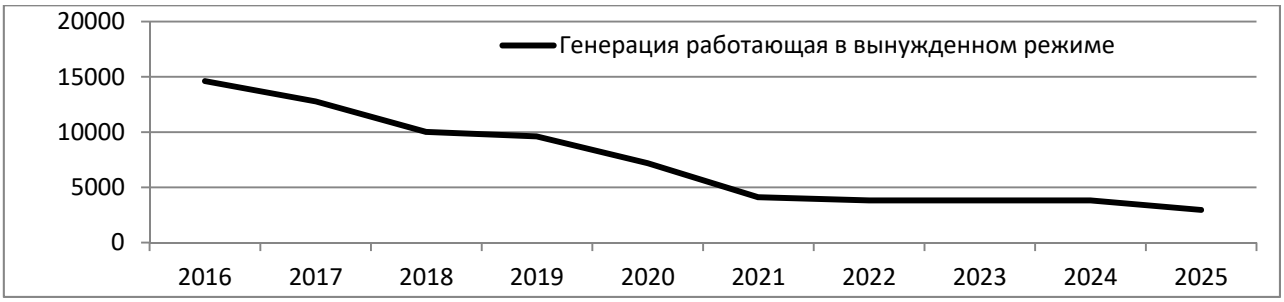



Рис. 1 – Мощность, отобранная как вынужденная.

На рисунке 1 представлена картина изменения вынужденной генерации на протяжении 10 лет. Общая тенденция сводится к сокращению объемов мощности, отобранных по тарифам для генераторов работающих в вынужденном режиме. Это обусловлено зачастую кратным превышением этого тарифа над ценой КОМ. Влияние этой составляющей на результирующую цену КОМ постепенно снижается (рисунок 2).

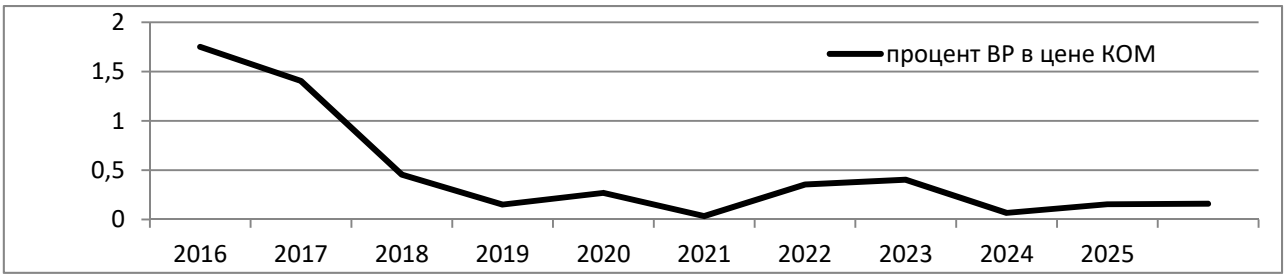



Рис. 2 – Составляющая цены КОМ от генераторов, работающих в вынужденном режиме.

Во время реформы РАО ЕЭС была сформирована модель, по которой вся генерация продавалась с обязательствами по вводу новых станций или блоков, данные договора получили название “договора о предоставлении мощности” (ДПМ). Суть ДПМ заключается в том, что государство гарантирует оплату и рентабельность по этим проектам на определенном уровне что было зафиксировано в документах, которые были подписаны между покупателями и продавцами на рынке. Так же, как и с вынужденной генерацией, цена ДПМ существенно выше цены КОМ и оплата

этой категории возлагается на потребителей ценовой зоны в которой отобрана мощность по ДПМ. Ниже приведен график отобранной мощности по ДПМ с 2016 по 2025 годы (рисунок 3).

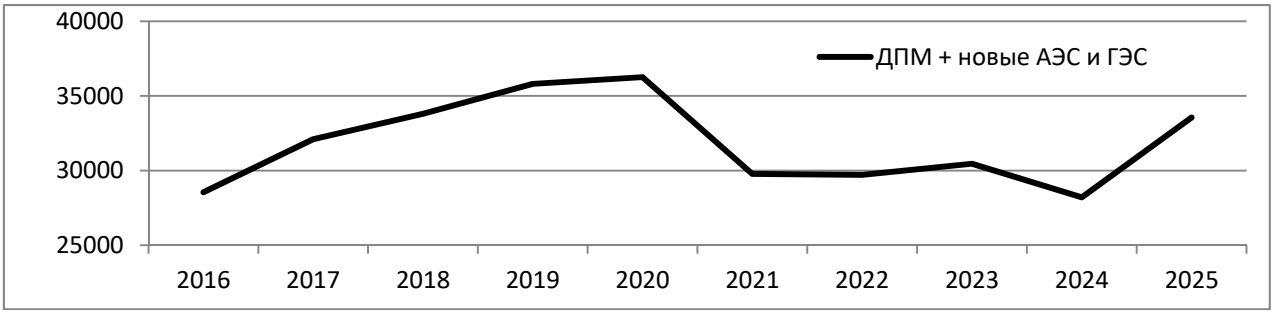



Рис. 3 – Мощность, отобранная по ДПМ с 2016 по 2025 годы.

Конкурентный отбор мощности по сути самая рыночная процедура из 3-х. В 2015 году была представлена новая модель КОМ, предполагающая долгосрочный отбор по ценовым зонам с применением «эластичной кривой спроса». О планах запуска долгосрочного КОМ речь шла с момента организации рынка мощности в 2010 году. Трехлетние гарантии оплаты мощности, по изначальному замыслу, должны были повысить привлекательность данного сегмента рынка в качестве механизма привлечения инвестиций. Теоретически КОМ должен использоваться в дальнейшем вместо ДПМ, который неоправданно дорого обходится потребителям. Эффективные ценовые сигналы для генерирующих компаний по выводу оборудования из эксплуатации должна создать эластичная кривая спроса – этот инструмент должен решить проблему избытка мощности в ЕЭС России. Эластичная кривая спроса предполагает, что если предложение мощности превышает заданный предел, то итоговая цена КОМ оказывается ниже ценового потолка (Статья 32 п. 1 [5]). Эта модель КОМ предполагает отбор мощности по двум ценовым зонам, а не по 21 «зоне свободного перетока» (далее ЗСП).

Рассмотрим как работает модель КОМ и оценим какие изменения проведены в 2015 году. Для понимания модели КОМ будем использовать одноузловую изолированную электроэнергетическую систему (ЭЭС), в которой отсутствуют потери и ограничения на объемы передаваемой мощности. В ЭЭС имеется множество поставщиков мощности (электростанций). Поставщики мощности характеризуются следующими показателями:

$P_i$ – располагаемая мощность электростанции $i$;

$C_i$ – условно-постоянные издержки электростанции $i$ (либо условно-постоянные издержки за вычетом прибыли, ожидаемой на рынке электроэнергии).

Для спроса на мощность $P_c$, изменяющегося в пределах от 0 до суммарной установленной мощности всех электростанций в ЭЭС, рассмотрим суммарные условно-постоянные издержки поставщиков, отобранных на рынке мощности в некой системе. Предположим ЭЭС содержит 15

электростанций с установленными мощностями и условно-постоянными затратами, заданными случайным образом.

*Модель КОМ до 2015 года.* Задан прогнозируемый спрос на мощность $P_c$, не зависящий от цены мощности. Поставщики мощности формируют заявки на КОМ. Заявка состоит из мощности поставщика *Pi* и цены этой мощности *ci*. Предположим, что цена связана с величиной издержек поставщика на поддержание мощности выражением:

$$c_i = C_i / P_i \,. \qquad (1)$$

В ходе КОМ поданные заявки сортируются в порядке возрастания цены *ci* и определяются электростанции путем их последовательного отбора в порядке возрастания цены $c_i$. Отбор проводится до тех пор, пока суммарная располагаемая мощность отобранных электростанций не станет равной величине спроса или не превысит его:

$$\max(c_i) \text{ -> } \min \qquad (2)$$

при ограничении:

$$\sum P_i \geq P_c \qquad (3)$$

Цена самой дорогой отобранной единицы мощности становится ценой мощности в ценовой зоне:

$$c = \max(c_i) \qquad (4)$$

Этот вариант применялся для конкурентного отбора мощности в РФ до 2015 года и проводился по зонам свободного перетока ежегодно сроком на 1 год.

*Модель КОМ после 2015 года.* Работающая на настоящий момент модель КОМ отличается от предыдущей тем, что спрос зависит от цены $P_c(c)$. При этом «кривая спроса» задается как прямая, начинающаяся в точке 1 и проходящая через точку 2. Точки 1 и 2 задаются так: объем спроса на мощность в точке 1 соответствует прогнозируемому объему спроса, объем в точке 2 — прогнозируемому объему, увеличенному на 12%:

$$P_1 = P_c \,,\; P_2 = 1{,}12 * P_c \,. \qquad (5)$$

Цена в обеих точках $c_1$, $c_2$ устанавливается Правительством РФ.

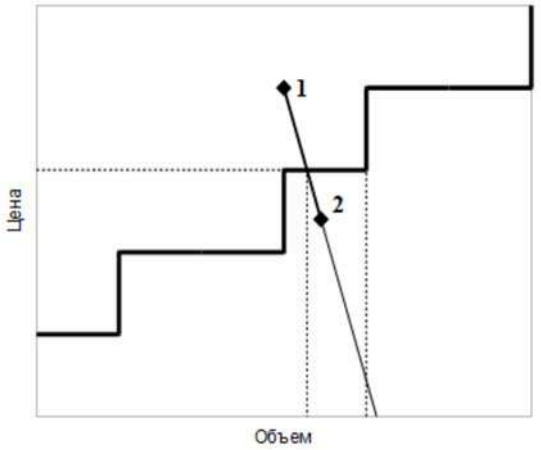



Рис. 4 – Графическое представление конкурентного отбора мощности со спросом, зависящим от цены.

Объем, отобранной мощности и ее цена определяются по пересечению функции предложения, полученной путем упорядочения заявок по возрастанию цены, с «кривой спроса» (рис. 4). Этот вариант применяется для ценовых зон сроком на шесть лет вперед с ежегодной индексацией цен для поставщиков, отобранных по результатам КОМ.

Попробуем посмотреть эти изменения на примере. Предположим, что в ЭЭС имеется пятнадцать электростанций-поставщиков мощности (таблица 1). Условно-постоянные издержки поставщиков случайные числа в денежных единицах (ед.)

Таблица 1. Характеристики электростанций

| Номер | Располагаемая мощность, МВт | Условные пост издержки, ед. | Удельные условные пост издержки, ед./МВт |
|---|---|---|---|
| 1 | 1100 | 3300 | 3 |
| 2 | 350 | 1400 | 4 |
| 3 | 500 | 5500 | 11 |
| 4 | 425 | 15725 | 37 |
| 5 | 465 | 22320 | 48 |
| 6 | 275 | 18975 | 69 |
| 7 | 1200 | 85200 | 71 |
| 8 | 300 | 25500 | 85 |
| 9 | 405 | 47385 | 117 |
| 10 | 500 | 60500 | 121 |
| 11 | 160 | 19520 | 122 |
| 12 | 1200 | 146400 | 122 |
| 13 | 240 | 31200 | 130 |
| 14 | 35 | 4725 | 135 |
| 15 | 750 | 111750 | 149 |
| СУММА | 7905 | 599400 | |

Результаты решения задачи конкурентного отбора мощности по рассмотренным моделям приведены на рис. 5.

Видно, что использование модели с эластичным спросом несколько изменяет отбор поставщиков, но делает это в довольно узком диапазоне мощности (фактически был организован ценовой коридор). То есть изменение модели КОМ не дает экономии затрат на поддержание мощности, а в первую очередь направлена на большую вариативность в предоставлении мощности (продать большую мощность, но по меньшей цене или меньший объем мощности по большей цене). Например, для значения прогнозируемого спроса 5200 МВт обе модели отбирают всех поставщиков до 10-го, обеспечивая суммарные издержки на поддержание мощности в размере 285805 ед. Для значения прогнозируемого спроса 5500 МВт результаты расходятся. Вариант 1 дает издержки в размере 285805 ед. (отобраны первые 10 поставщиков). Вариант 2 дает издержки в размере 305325 ед. (отобраны все поставщики кроме 12-15). Номера отобранных

в этих двух случаях поставщиков и их суммарные затраты приведены в таблице 2.

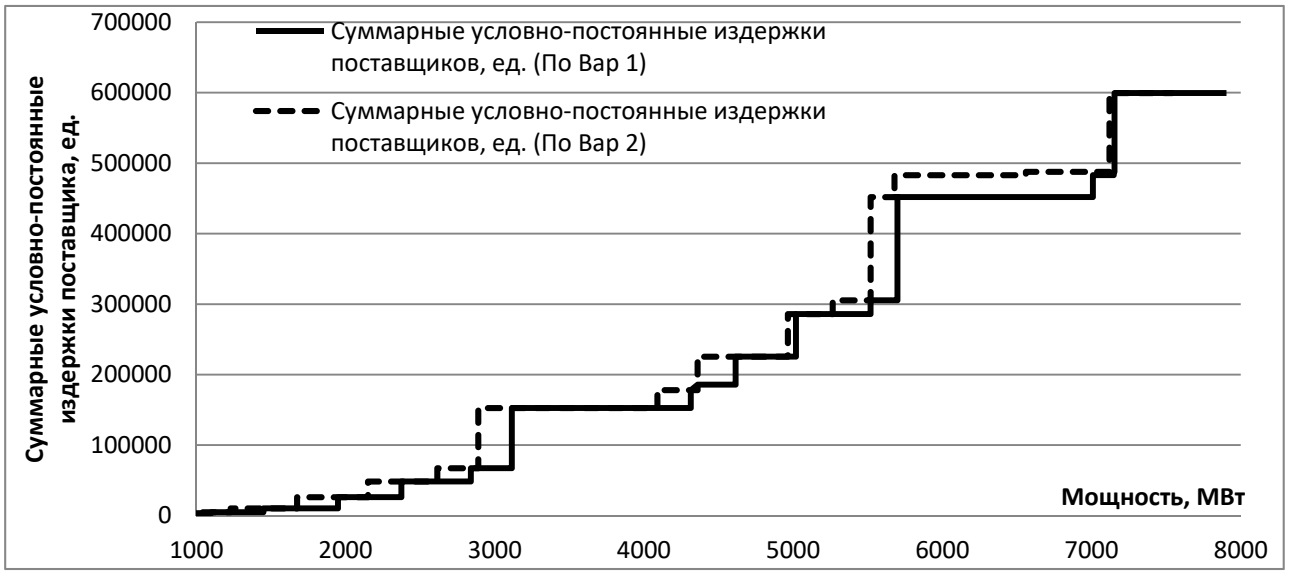



Рис. 5 – Суммарные условно-постоянные издержки поставщиков электрической мощности, отобранных в результате КОМ для а) линейной модели со спросом, не зависящим от цены (КОМ до 2015 года); б) линейной модели со спросом, зависящим от цены (КОМ с 2015 года).

Таблица 2. Отобранные поставщики и суммарные издержки на мощность для разных вариантов модели рынка мощности

| Прогнозируемый спрос, МВт | Модель КОМ до 2015 года | | Модель КОМ после 2015 года | |
|---|---|---|---|---|
| | Поставщики | Затраты, ед. | Поставщики | Затраты, ед. |
| 5200 | 1-10 | 285805 | 1-10 | 285805 |
| 5500 | 1-10 | 285805 | 1-11 | 305325 |

При этом надо понимать, что внесенные изменения были направлены в первую очередь на увеличение заинтересованности в инвестициях на строительство новой генерации путем ухода от договоров о предоставлении мощности (ДПМ) в пользу цен, полученных посредством КОМ. Проведение же КОМ на перспективу шести лет накладывает необходимость в прогнозировании спроса на этот же период.

Рассмотрим влияние изменения спроса на цену отобранную в результате КОМ. Хорошо видно, что спрос напрямую влияет на формируемую цену, а увеличение периода прогнозирования ведет к возрастанию ошибки планирования максимума нагрузки. Процедура определения спроса проводится в соответствии с Приказом № 431 по которому она формируется из величины совмещенного максимума нагрузки и планового коэффициента резервирования. Анализ, приведенный в [6], что величина совмещенного максимума нагрузки растет с увеличением периода упреждения. Причем этот рост никак не связывается с анализом ретроспективной информации об изменении фактических параметров [7]. С учетом данных приве-

денных в работе СиПР ЕЭС на 2019-2025 гг. видно, что увеличение периода прогнозирования до шести-семи лет приведет как минимум к 4-х процентному увеличению максимальной нагрузки в обеих ценовых зонах ЕЭС России. К этому следует добавить несоответствие НТД в виде Приказа № 431 и МР 2003 г. в части учета температурного фактора холодного периода года. Этот фактор учитывается в утвержденных Минэнерго России МР 2003 г. Таким образом, увеличение периода упреждения при проведении процедуры КОМ и несоответствие разных НТД приводят, как минимум к уменьшению спроса на мощность на 8%.

Таблица 3. Составляющие цены КОМ

| Составляющая, %/Год | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |
|---|---|---|---|---|---|
| ДПМ | 13,10352 | 12,63054 | 0,770387 | 2,66743 | 3,190224 |
| ВР | 0,524141 | 0,421018 | 0,042799 | 0,160046 | 0,151915 |
| Спрос | 3,843699 | 7,999345 | 0,613456 | 2,507384 | 4,253631 |
| Тариф | 117,4714 | 121,0509 | 101,4266 | 105,3349 | 107,5958 |
| Влияние несовершенства приказа №431 в части учета температурного фактора | 0,307496 | 0,639948 | 0,049077 | 0,200591 | 0,340291 |
| Влияние заблаговременности прогноза нагрузки | 0,039206 | 0,083193 | 0,006503 | 0,02708 | 0,04679 |
| Влияние обоих факторов | 0,346702 | 0,723141 | 0,055579 | 0,22767 | 0,38708 |
| Приведено к 1% роста тарифа | 0,019844 | 0,034352 | 0,038958 | 0,042676 | 0,05096 |

Таблица 4. Вклад в цену единицы продукции затрат на ЭЭ

| | Металлурги | Угольщики | Агрокомплекс | Нефтепереработка | ЦБП |
|---|---|---|---|---|---|
| Затраты на ЭЭ при производстве единицы продукции, % | 18,5 | 13,9 | 4,5 | 51,8 | 21,2 |

Таблица 5. Вклад в себестоимость затрат год к году

| Компания\ Вклад в себестоимость затрат год к году (19/20), % | Тариф на ЭЭ | Цена готовой продукции | Маржа | % от маржи |
|---|---|---|---|---|
| Металлурги | 1,1 | -19,6 | 12,1 | 9,090909 |
| Угольщики | 0,9 | -13,7 | 18,3 | 4,918033 |
| Нефтепе-реработка | 3,7 | -33,3 | 10,2 | 36,27451 |

Все эти действия ведут к росту цены КОМ, что казалось бы улучшает инвестиционную привлекательность, но это же ведет к дальнейшему росту резерва, увеличению его доли в общем тарифе и увеличению себестоимость всей производимой продукции.

В то же время такая деятельность подталкивает все больше крупных производств уходить от централизованного электроснабжения в пользу своих источников питания с меньшей ценой и затратами на обслуживание. А это в свою очередь ведет к еще большей нагрузки на остальных потребителей.

## 4. Тарифы на передачу

Первая составляющая это инвестиционная программа, по которой сетевые компании должны строить линии, подстанции, обновлять текущее оборудование. Во время реформирования энергетики для сетевых компаний были заложены планы по существенному росту спроса и соответственно генерирующих мощностей. Основывалось это на имеющейся статистики за последние к тому моменту 10 лет. Но при этом не учли, что эти показатели во многом достигались за счет «низкой базы». По факту в период с 2010 по декабрь 2019 на 7%. А за первые полгода 2020 эта цифра сократилась до 3.2%. Конечно, свою роль помимо двух экономических кризисов (которые всегда есть и будут повторяться) сыграло и стремление потребителей оптимизировать свое потребление, в том числе за счет новых технологий. Все это наложило дополнительное бремя на потребителей, которые вынуждены оплачивать эти излишние возможности «транспортной» системы. Многие из них предпочли развивать собственную генерацию, что еще больше увеличивает нагрузку на остальных. На основе этого в последнее время многие инвестиционные программы сетевых компаний пересматриваются и корректируются. Данная проблема характерна для стран всего мира, так как техническое перевооружение — это дорогостоящий процесс, но его необходимо проводить в энергетике раз в несколько десятков лет.

Другой немаловажный аспект, это большое количество сетевых компаний. На момент начала реформы их было больше сотни сейчас эта цифра намного ниже и влияние на тариф незначительно.

Последним, но не менее важным моментом является так называемое перекрестное субсидирование, это когда расходы на транспортировку электроэнергии для населения частично перекладывают в счета, выставляемые промышленным предприятиям. Проблема перекрестки довольно существенна для многих регионов РФ, но на данный момент никакого решения по данной проблеме не принято. Была попытка частично начать уменьшение этой составляющей, но на данный момент все остается как есть.

## 5. Выводы

Рассмотрев основные составляющие тарифа можно выделить два основных направления, где на наш взгляд следует внести изменения в существующую модель. Первое, это изменение формы формирования цены по результатам КОМ. На наш взгляд более верным будет проводить

КОМ на 3 года с фиксированием цены, а на последующие 3 года указывать ориентировочные цены с дальнейшим их уточнением в каждый последующий год. Это снизит ошибку при прогнозировании нагрузки. Второе, что необходимо изменить это несоответствие НТД в виде Приказа № 431 и МР 2003 г. в части учета температурного фактора холодного периода года. Этот фактор учитывается в утвержденных Минэнерго России МР 2003 г. В нынешней форме совместно с увеличением прогнозирования спроса это приводит к 3-5% увеличению тарифа, а если учесть, что превышение спроса закладывается и при учете тарифов на передачу, то цифра вырастает до 6-9%. Нельзя обойти стороной и проблему роста платежей по ДПМ, которая согласно нынешнему плану начнет снижаться только к 2027 году. При этом надо понимать, что модернизация или строительство современной генерации не приведет к снижению тарифа в ближайшее время, т.к. не измениться политика завышения спроса, а следовательно цена КОМ будет определяться по самому не эффективному оборудованию.

На взгляд автора правильным было бы не искусственно завышать спрос и цену КОМ для увеличения инвестиционной привлекательности, а дать генерирующим компаниям рекомендации к проведению политики раскрытия стоимости компании за счет большей открытости, оптимизации производственных процессов и за счет этих денег проводить работы по модернизации и строительству оборудования. В то время как сейчас компаниям поставщикам это не интересно, а все сверхдоходы они уводят в различного рода списания, тем самым не раскрывая свою рыночную стоимость, уменьшая привлекательность для инвесторов и снижая налоговые поступления в бюджет.

**Литература**

1. Besser J.G, Farr J.G, Tierney S.F. The Political Economy of Long-Term Generation Adequacy: Why an ICAP Mechanism is Needed as Part of Standard Market Design // Electricity Journal. 2002, Vol.15, Issue 7, p. 53–62.
2. Cramton P., Stoft S. A Capacity Market that Makes Sense // Electricity Journal. 2005, Vol.18, Issue 7, p. 43–54.
3. [Электронный ресурс]. – URL: https://so-ups.ru/index.php?id=markets
4. [Электронный ресурс]. – URL: https://www.np-sr.ru/ru/market/wholesale/index.htm
5. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 №35-ФЗ.
6. Чукреев Ю.Я. Влияние состаляющих расходной части баланса мощности на процедуру конкурентного отбора мощности ЕЭС России // текущий сборник.
7. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. (Утверждено Приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 г., № 281). М.: Минэнерго РФ, СО 153-34.20.118-2003.

УДК 621.315.318

# ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКОВ В ЗАЗЕМЛЕННОМ НА КАЖДОЙ ОПОРЕ ГРОЗОЗАЩИТНОМ ТРОСЕ ПРИ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ НА ОПОРУ ИЛИ НА ЗЕМЛЮ, МИНУЯ ОПОРУ

Зимин*К.А., Рубцова**Н.Б., Рябченко***В.Н., Токарский****А.Ю.

**Аннотация**

Рассмотрены алгоритмы одновременного расчета токов короткого замыкания (КЗ) и токов, наведенных в заземленном на каждой опоре грозозащитном тросе (ГТ), при КЗ на опору воздушной линии (ВЛ) электропередачи, а также на землю, минуя опору.

**Ключевые слова:** воздушная линия электропередачи, грозозащитный трос, заземление, ток короткого замыкания, замыкание на опору, замыкание на землю.

## Введение

Воздушные линии электропередачи оснащены грозозащитными тросами, содержащими оптические каналы связи (ОКГТ). Технологически ОКГТ заземляются на каждой опоре ВЛ. При КЗ магнитным полем (МП) тока поврежденной фазы ВЛ, а также самим током КЗ в ОКГТ создается ток, величина которого не должна превышать значения, допустимого по термической стойкости. В [1,2] рассмотрена двухцепная ВЛ 220 кВ протяженностью 46,956 км, без транспозиций на опорах марки ПКф220-2+5 (рис. 1), для фаз и ГТ которой по уравнениям Карсона [3,4,5] при удельном сопротивлении земли $\rho_3$=100 Ом·м и длине пролета 0,33 км определены собственные и взаимные индуктивные сопротивления, сопротивление земли, а также наведенные в ГТ ЭДС при известных токах однофазных КЗ на землю. Для схемы подключения ВЛ к ПС2 с меньшим сопротивлением сети и холостого хода (ХХ) на стороне ПС1 проведены расчеты наведенных в ГТ МП токов КЗ на землю ближайшей к тросу

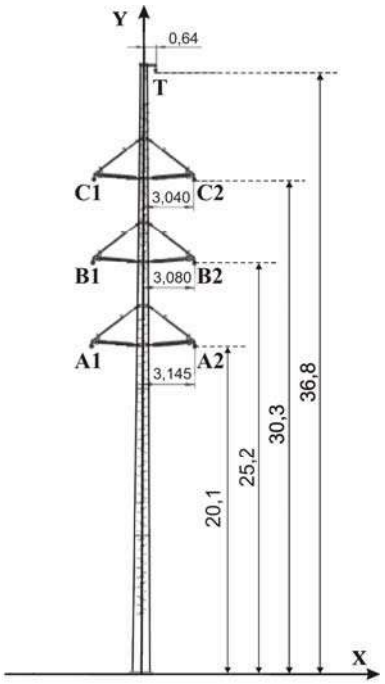



Рис. 1 – Двухцепная ВЛ 220кВ на опоре ПКф220-2+5.

* АО «НТЦ ФСК ЕЭС», Москва, Россия, zimin@ntc-power.ru
** ФГБНУ «НИИ МТ», Москва, Россия, rubtsovanb@yandex.ru
*** АО «НТЦ ФСК ЕЭС», Москва, Россия, ryabchenko.vn@yandex.ru
**** АО «НТЦ ФСК ЕЭС», Москва, Россия, tokar48@mail.ru

фазы С2 на расстоянии 0,5; 1; 2; 3; 4; 5; 7,8 и 10 км от ПС2.

Расчеты выполнены для ГТ следующих марок: ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93, ОКГТ-с-1-16(G.652)-14,7/61, ОКГТ-с-1-24(G.652)-13,1/54 и ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94. Для всех ОКГТ наибольший ток наводился в 6-ом пролете при КЗ на расстоянии 5 км от ПС2 (для ОКГТ-…-18,7/93 $I_{Tmax} = I_{T6}$ = 5,48 кА). Определены токи, наведенные в ОКГТ, для мало вероятного случая одновременного КЗ на землю фаз С1 и С2 на расстоянии 5 км от ПС2. В этом случае для ОКГТ-…-18,7/93 $I_{Tmax} = I_{T6}$ = 6,296 кА. В [2] рассмотрен вариант КЗ на землю на расстоянии 5 км от ПС2 фазы С2 ВЛ 220 кВ, подключенной к ПС1 и ПС2, работающей без передачи мощности, и получен результат для ОКГТ-…-18,7/93 $I_{Tmax} = I_{T6}$ = 5,152 кА. Для варианта ХХ ВЛ 220 кВ на стороне ПС1 и КЗ на землю фазы С2 на расстоянии 5 км от ПС2 [1,2] было проведено одновременное определение тока КЗ и токов, создаваемых в ГТ (рис. 2).

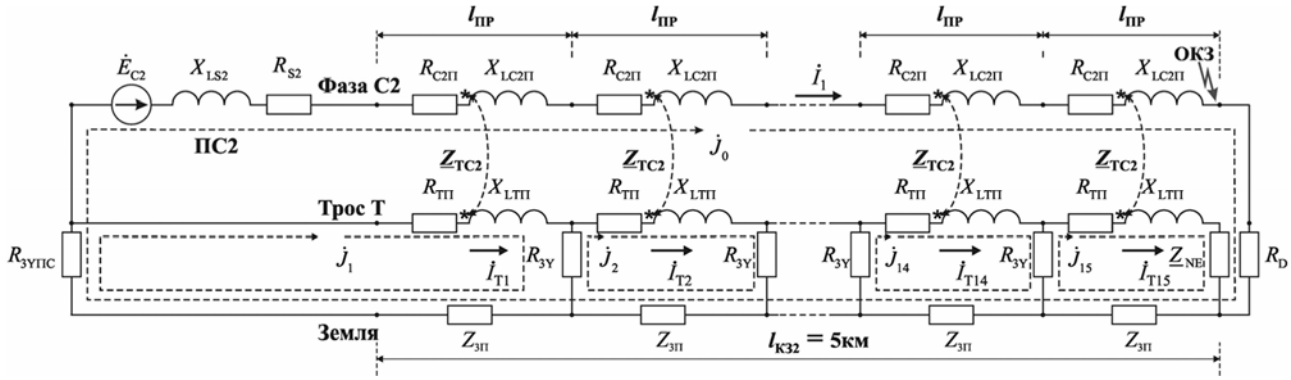



Рис. 2 – Схема одновременного определения тока КЗ на землю фазы С2 и токов в ГТ.

Такой метод позволяет участь влияние тока в ГТ на величину тока КЗ, а также затекание тока КЗ в ГТ. При расчете по одновременному методу наибольшее значение тока в ГТ приходится на первый пролет от ПС2 и для ВЛ 220 кВ с ОКГТ-…-18,7/93 $I_{Tmax} = I_{T1}$ = 6,876 кА.

**1. Ток в ГТ в зависимости от расстояния до ПС2 места КЗ на землю фазы С2 ВЛ 220 кВ, работающей в режиме ХХ на стороне ПС1**

Для рассматриваемых марок ОКГТ проведем одновременное определение токов КЗ и токов в тросах при КЗ фазы С2 на землю в конце пролета под номером $n_{ПРКЗ}$, имеющим следующие значения: 1÷5, 8, 10÷15 и 18. Для всех рассчитанных вариантов наибольшее значение модуля тока в ОКГТ приходится на первый от ПС2 пролет, т.е. ток $I_{T1}$ имеет наибольшее значение.

На рис. 3. представлены гистограммы изменения модуля тока для ВЛ 220 кВ с ОКГТ-…-18,7/93, на рис. 4 – с ОКГТ-…-14,7/61 и ОКГТ-…-13,1/54 и на рис. 5 – с ОКГТ-…-12/94.

Наибольшие значения токов $I_{T1}$ достигаются для:

ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 при $n_{ПРКЗ}$ = 12, $I_{T1}$ = 7,42 кА;

ОКГТ-с-1-16(G.652)-14,7/61 при $n_{ПРКЗ}$ = 11, $I_{T1}$ = 6,86 кА;

ОКГТ-с-1-24(G.652)-13,1/54 при $n_{ПРКЗ}$ = 10÷11, $I_{T1}$ = 6,42 кА;
ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12,0/94 при $n_{ПРКЗ}$ = 8, $I_{T1}$ = 4,64 кА.

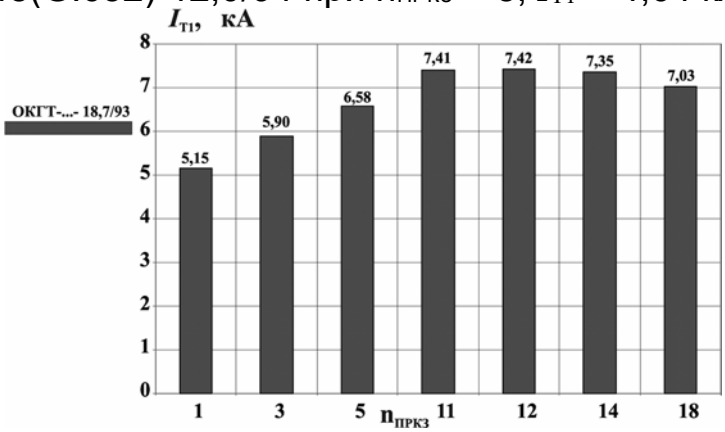



Рис. 3 – Гистограммы тока $I_{T1}$ для ВЛ 220 кВ с ОКГТ-…-18,7/93 при КЗ на землю фазы С2 в конце пролетов с номерами $n_{ПРКЗ}$ = 1, 3, 5, 11, 12, 14 и 18.

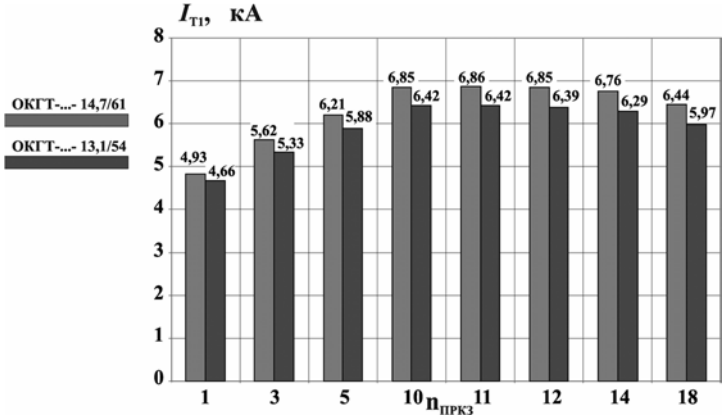



Рис. 4 – Гистограммы тока $I_{T1}$ для ВЛ 220 кВ с ОКГТ-…-14,7/61 и ОКГТ-…-13,1/54 при КЗ на землю фазы С2 в конце пролетов с номерами $n_{ПРКЗ}$ = 1, 3, 5, 10, 11, 12, 14 и 18.

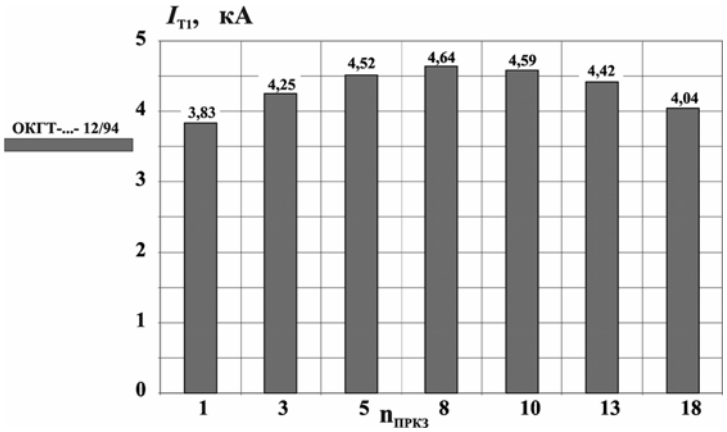



Рис. 5 – Гистограммы тока $I_{T1}$ для ВЛ 220 кВ с ОКГТ-…-12/94 при КЗ на землю фазы С2 в конце пролетов с номерами $n_{ПРКЗ}$ = 1, 3, 5, 8, 10, 13 и 18.

**2. Ток в ГТ в зависимости от расстояния до ПС2 места КЗ на землю фаз С1 и С2 ВЛ 220 кВ, работающей в режиме ХХ на стороне ПС1**

Проведем расчет токов одновременного КЗ на землю фаз С1 и С2, а также токов в ГТ. КЗ происходит в конце 15-го пролета от ПС2 ВЛ 220 кВ,

работающей в режиме ХХ. Схема расчета показана на рис. 6.

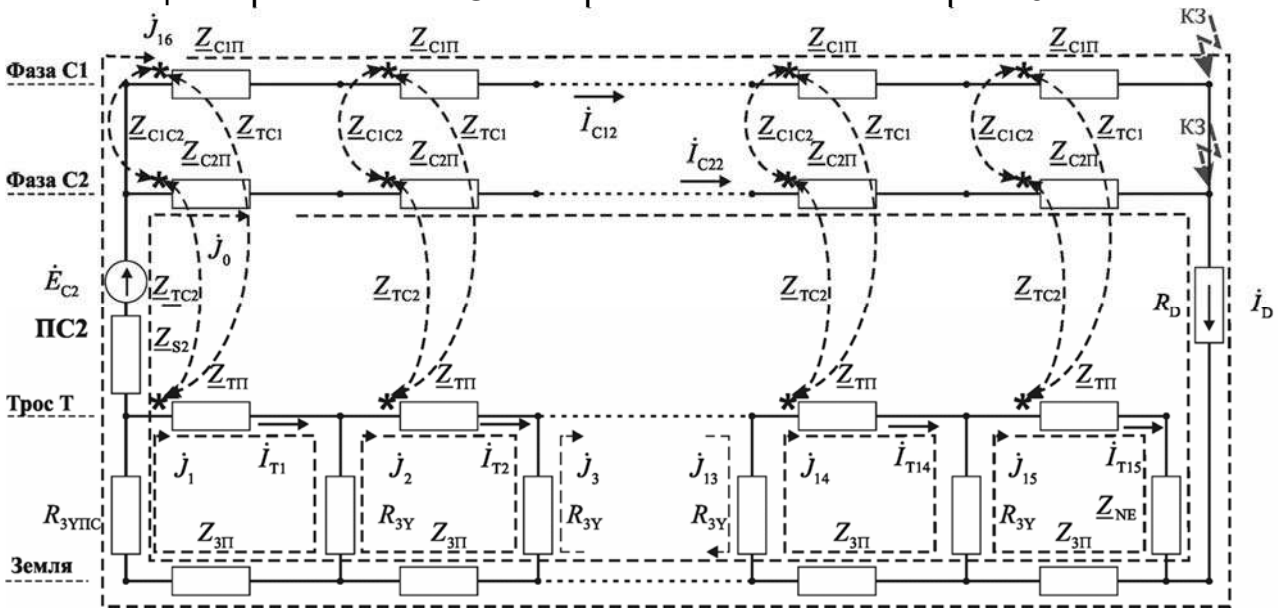



Рис. 6 – Схема одновременного КЗ на землю фаз С1 и С2
в конце 15-го пролета от ПС2.

Рассмотрим ВЛ 220 кВ с ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93. Тогда для схемы рис. 6: $\underline{Z}_{С1П} = R_{С1П} + jX_{LC1П} = \underline{Z}_{С2П} = R_{С2П} + jX_{LC2П} = 0{,}02433 + j0{,}23388$ Ом; $\underline{Z}_{ТП} = R_{ТП} + jX_{LТП} = 0{,}0667 + j0{,}2422$ Ом; $Z_{3П} = 0{,}01533$ Ом; $\underline{Z}_{TC1} = 0{,}0154 + j0{,}100$ Ом; $\underline{Z}_{TC2} = 0{,}015 + j0{,}101$ Ом; $\underline{Z}_{C1C2} = 0{,}0155 + j0{,}1167$ Ом; $\underline{Z}_{S2} = R_{S2} + jX_{LS2} = 0{,}841 + j5{,}796$ Ом; $\underline{Z}_{NE} = 1{,}257 + j0{,}816$ Ом; $R_{3YПС} = 0{,}5$ Ом; $R_{3Y} = 10$ Ом; $R_D = 0{,}42$ Ом; $\dot{E}_{C2} = 127017\angle 120°$ В.

Система уравнений по методу контурных токов для схемы рис. 6:

$$\left.\begin{aligned}
&\dot{J}_0(\underline{Z}_{S2} + 15\underline{Z}_{C2П} + 15Z_{3П} + R_D + R_{3YПС}) + \dot{J}_1(R_{3YПС} + Z_{3П} + \underline{Z}_{TC2}) + \dot{J}_2\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC2}\right) + \ldots \\
&\quad \ldots + \dot{J}_{15}\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC2}\right) + \dot{J}_{16}\left(\underline{Z}_{S2} + R_D + 15Z_{3П} + R_{3YПС} + 15\underline{Z}_{C1C2}\right) = \dot{E}_{C2}; \\
&\dot{J}_0(R_{3YПС} + Z_{3П} + \underline{Z}_{TC2}) + \dot{J}_1(\underline{Z}_{ТП} + R_{3Y} + Z_{3П} + R_{3YПС}) - \dot{J}_2 R_{3Y} + \\
&\quad + \dot{J}_{16}\left(R_{3YПС} + Z_{3П} + \underline{Z}_{TC1}\right) = 0; \\
&\dot{J}_0\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC2}\right) - \dot{J}_1 R_{3Y} + \dot{J}_2(\underline{Z}_{ТП} + 2R_{3Y} + Z_{3П}) - \dot{J}_3 R_{3Y} + \dot{J}_{16}\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC1}\right) = 0; \\
&\text{----------} \\
&\dot{J}_0(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC2}) - \dot{J}_{13} R_{3Y} + \dot{J}_{14}(\underline{Z}_{ТП} + 2R_{3Y} + Z_{3П}) - \dot{J}_{15} R_{3Y} + \dot{J}_{16}\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC1}\right) = 0; \\
&\dot{J}_0(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC2}) - \dot{J}_{14} R_{3Y} + \dot{J}_{15}(\underline{Z}_{ТП} + Z_{NE} + Z_{3П} + R_{3Y}) + \dot{J}_{16}\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC1}\right) = 0; \\
&\dot{J}_0\left(\underline{Z}_{S2} + 15\underline{Z}_{C1П} + 15Z_{3П} + R_D + R_{3YПС}\right) + \dot{J}_1(R_{3YПС} + Z_{3П} + \underline{Z}_{TC2}) + \dot{J}_2\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC1}\right) + \\
&\quad \ldots + \dot{J}_{14}\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC1}\right) + \dot{J}_{15}\left(Z_{3П} + \underline{Z}_{TC1}\right) + \\
&\quad + \dot{J}_{16}(\underline{Z}_{S2} + 15\underline{Z}_{C1П} + 15Z_{3П} + R_D + R_{3YПС}) = \dot{E}_{C2}.
\end{aligned}\right\} \quad (1)$$

Решая систему уравнений (1) и учитывая, что $\dot{I}_{C12} = \dot{J}_{16}$, $\dot{I}_{C22} = \dot{J}_0$, $\dot{I}_{T1} = \dot{J}_1, \ldots, \dot{I}_{T15} = \dot{J}_{15}$ è $\dot{I}_D = \dot{J}_0 + \dot{J}_{16}$, получим:

$\dot{I}_{C12}$ = 7,868 ∠43,5° кА; $\dot{I}_{C22}$ = 7,822 ∠43,3° кА; $\dot{I}_D$ = 15,691 ∠43,4° кА;

$\dot{I}_{T1}$ = 8,055 ∠-138,3° кА; $\dot{I}_{T2}$ = 7,696 ∠-138,2° кА; $\dot{I}_{T3}$ = 7,357 ∠-137,8° кА;

……

$\dot{I}_{T13}$ = 4,160 ∠-133,0° кА; $\dot{I}_{T14}$ = 3,767 ∠-134,5° кА; $\dot{I}_{T15}$ = 3,358 ∠-137,5° кА.

Ток $I_{T1}$ имеет наибольшее значение.

Для рассматриваемых марок ОКГТ проведено одновременное определение токов КЗ и токов в тросах при КЗ фаз С1 и С2 на землю в конце пролета под номером $n_{ПРКЗ}$, имеющим значения: 1, 3, 5, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 18.

Наибольшие значения токов $I_{T1}$ для:

ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 при $n_{ПРКЗ}$ = 13, $I_{T1}$ = 8,09 кА;

ОКГТ-с-1-16(G.652)-14,7/61 при $n_{ПРКЗ}$ = 12÷13, $I_{T1}$ = 7,45 кА;

ОКГТ-с-1-24(G.652)-13,1/54 при $n_{ПРКЗ}$ = 12, $I_{T1}$ = 6,96 кА;

ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12,0/94 при $n_{ПРКЗ}$ = 8÷10, $I_{T1}$ = 4,93 кА.

**3. Ток в ГТ в зависимости от расстояния до ПС2 места КЗ на опору фазы С2 ВЛ 220 кВ, работающей в подключенном режиме, но без передачи мощности**

Проведем одновременный расчет токов в ГТ и тока КЗ фазы С2 ВЛ 220 кВ, работающей в подключенном с обеих сторон режиме, но без передачи мощности, на опору 1-го от ПС2 пролета (см. схему на рис. 7).

Система уравнений по методу контурных токов для схемы рис. 7:

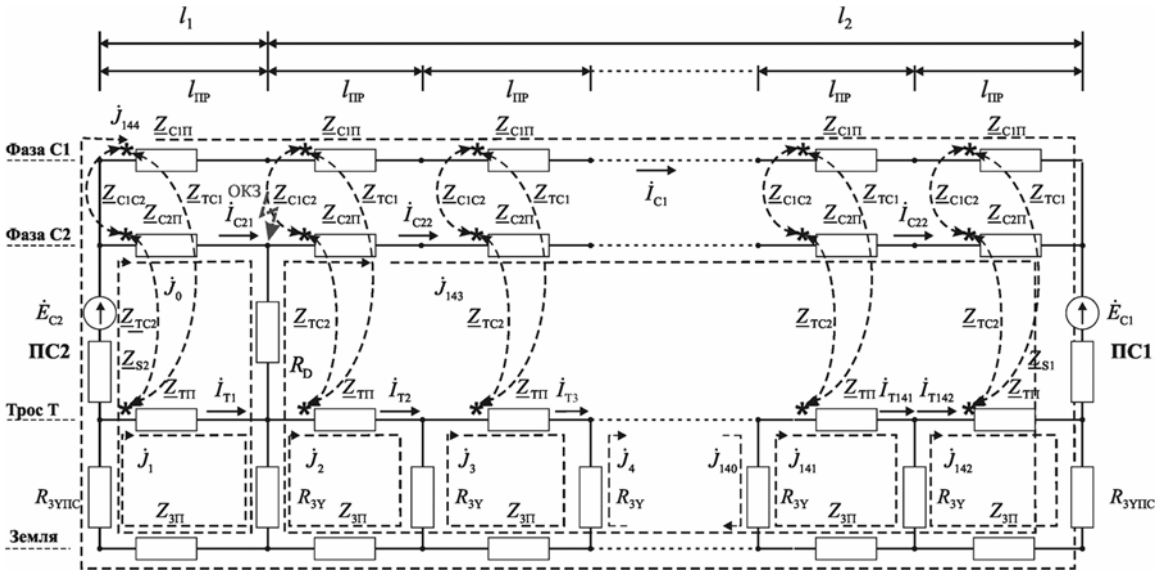



Рис. 7 – Схема определения токов при КЗ фазы С2 на опору 1-го от ПС2 пролета.

$$\left.\begin{aligned}
&\dot{J}_1[\underline{Z}_{S2}+\underline{Z}_{C2П}+Z_{3П}+R_{D}+R_{3Y}+R_{3YПC}]+\\
&\quad+\dot{J}_2(R_{3YПC}+Z_{3П}+R_{3Y}+\underline{Z}_{TC2})-\dot{J}_3R_{3Y}+0+\ \dots\ +0+\\
&\quad+0-\dot{J}_{144}\left(R_{3Y}+R_{D}\right)+\dot{J}_{145}\left(\underline{Z}_{S2}+R_{3YПC}+Z_{3П}+\underline{Z}_{C1C2}\right)=\dot{E}_{C2};\\
&\dot{J}_1(R_{3YПC}+Z_{3П}+R_{3Y}+\underline{Z}_{TC2})+\dot{J}_2(\underline{Z}_{TП}+R_{3Y}+Z_{3П}+R_{3YПC})-\dot{J}_3R_{3Y}+0+\dots+0-\\
&\quad-\dot{J}_{144}R_{3Y}+\dot{J}_{145}\left(R_{3YПC}+Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1}\right)=0;\\
&-\dot{J}_1R_{3Y}-\dot{J}_2R_{3Y}+\dot{J}_3(\underline{Z}_{TП}+2R_{3Y}+Z_{3П})-\dot{J}_4R_{3Y}+0+\dots+0+\\
&\quad+0+\dot{J}_{144}\left(Z_{3П}+R_{3Y}+\underline{Z}_{TC2}\right)+\dot{J}_{145}\left(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1}\right)=0;\\
&-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\,-\\
&0+\dots+0-\dot{J}_{142}R_{3Y}+\dot{J}_{143}(\underline{Z}_{TП}+R_{3YПC}+R_{3Y}+Z_{3П})+\\
&\quad+\dot{J}_{144}\left(R_{3YПC}+Z_{3П}+\underline{Z}_{TC2}\right)+\dot{J}_{145}\left(R_{3YПC}+Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1}\right)=0;\\
&-\dot{J}_1\left(R_{3Y}+R_{D}\right)-\dot{J}_2R_{3Y}+\dot{J}_3\left(R_{3Y}+Z_{3П}+\underline{Z}_{TC2}\right)+\dot{J}_4\left(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC2}\right)+\\
&\quad+\dot{J}_5(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC2})+\dots+\dot{J}_{141}(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC2})+\dot{J}_{142}(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC2})+\\
&\quad+\dot{J}_{143}(R_{3YПC}+Z_{3П}+\underline{Z}_{TC2})+\dot{J}_{144}\left[\underline{Z}_{S1}+141(\underline{Z}_{C2П}+Z_{3П})+R_{D}+R_{3Y}+R_{3YПC}\right]+\\
&\quad+\dot{J}_{145}\left(\underline{Z}_{S1}+R_{3YПC}+141Z_{3П}+141\underline{Z}_{C1C2}\right)=-\dot{E}_{C1};\\
&\dot{J}_1\left(\underline{Z}_{S2}+R_{3YПC}+Z_{3П}+\underline{Z}_{C1C2}\right)+\dot{J}_2(R_{3YПC}+Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1})+\dot{J}_3(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1})+\\
&\quad+\dot{J}_4(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1})+\dots+\dot{J}_{141}(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1})+\dot{J}_{142}(Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1})+\\
&\quad+\dot{J}_{143}(R_{3YПC}+Z_{3П}+\underline{Z}_{TC1})+\dot{J}_{144}\left(\underline{Z}_{S1}+R_{3YПC}+141Z_{3П}+141\underline{Z}_{C1C2}\right)+\\
&\quad+\dot{J}_{145}\left[\underline{Z}_{S2}+\underline{Z}_{S1}+142(\underline{Z}_{C1П}+Z_{3П})+2R_{3YПC}\right]=\dot{E}_{C2}-\dot{E}_{C1}.
\end{aligned}\right\}\qquad(2)$$

Решая систему уравнений (2), получим значения тока КЗ, токов в ГТ и в фазах С1 и С2. На рис. 8 показаны гистограммы модулей токов для ВЛ 220 кВ с ОКГТ-…-18,7/93 ($\underline{Z}_{TП}$ = 0,066 + j0,240 Ом) и с ОКГТ-…-12/94 ($\underline{Z}_{TП}$ = 0,368 + j0,249 Ом), а на рис. 9 – с ОКГТ-…-14,7/61 ($\underline{Z}_{TП}$ = 0,109 + j0,245 Ом) и с ОКГТ-…-13,1/54 ($\underline{Z}_{TП}$ = 0,146 + j0,427 Ом).

При КЗ фазы С2 на опору 1-го пролета ток дуги составил для ОКГТ-…-18,7/93 $\dot{I}_{D}$ = 24,74$\angle$43,3° кА, для ОКГТ-…-12/94 $\dot{I}_{D}$ = 24,01$\angle$43,0° кА, для ОКГТ-…-14,7/61 $\dot{I}_{D}$ = 24,65$\angle$44,0° кА, а для ОКГТ-…-13,1/54 $\dot{I}_{D}$ = 24,54$\angle$44,5° кА. На рис. 10 показана гистограмма токов при КЗ фазы С2 ВЛ 220 кВ с ОКГТ-…-18,7/93 и с ОКГТ-…-12/94 на 5-ю, а на рис.11 – на 30-ю опору от ПС2. При удалении места КЗ на опору от ПС2 значения токов в фазах, в тросе и тока дуги $I_{D}$ уменьшаются. Бóльшее значение тока в тросе достигается в пролете, расположенном в сторону ближней ПС от опоры, на которую произошло КЗ, в нашем случае в сторону ПС2. Наибольшее значение имеет ток $I_{T1}$ при КЗ на опору первого пролета.

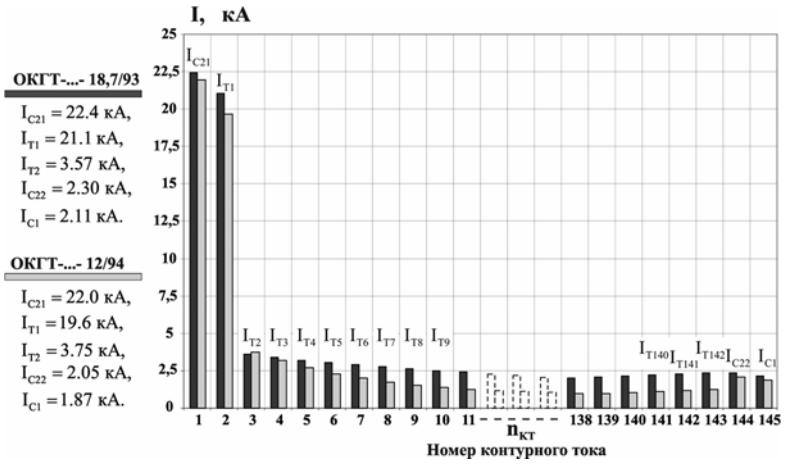



Рис. 8 – Гистограммы изменения модулей токов при КЗ фазы С2 на опору 1-го пролета для ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 и ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94.

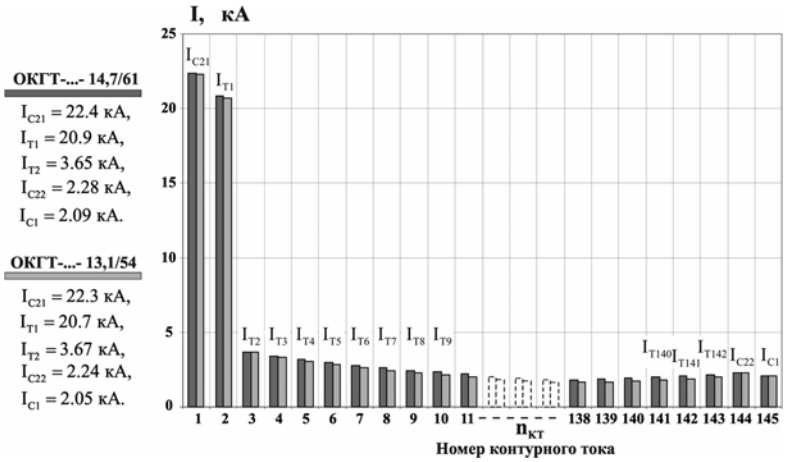



Рис. 9 – Гистограммы изменения модулей токов при КЗ фазы С2 на опору 1-го пролета для ОКГТ-с-1-16(G.652)-14,7/61 и ОКГТ-с-1-24(G.652)-13,1/54.

На рис. 12 показаны гистограммы наибольших значений модулей тока $I_{Tmax}$ в ГТ при КЗ в опору 1 ÷ 5-го, 10-го, 15-го, 20-го, 30-го и 40-го пролета со стороны ПС2 для ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 и ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94.

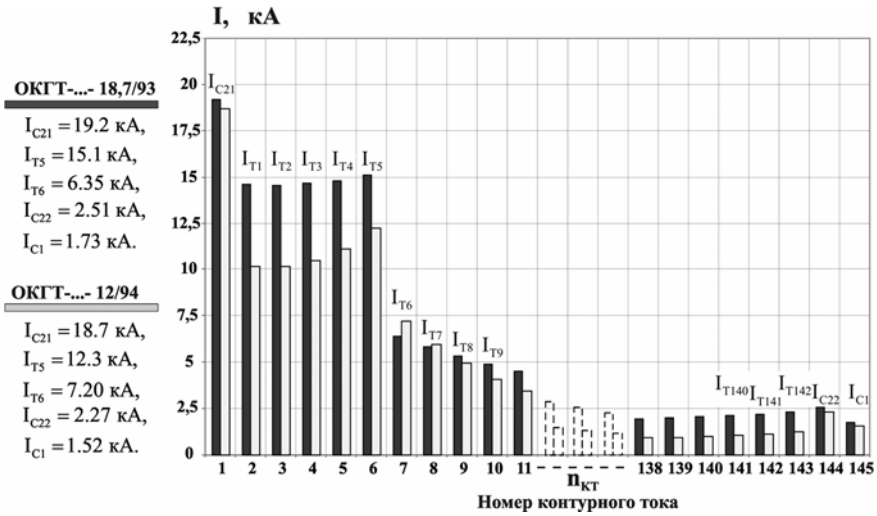



Рис. 10 – Гистограммы изменения модулей токов при КЗ фазы С2 на опору 5-го пролета для ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 и ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94.

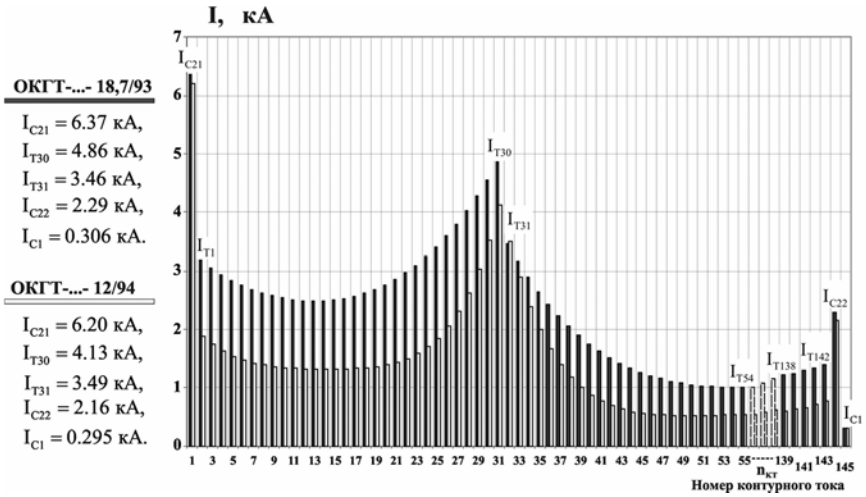



Рис. 11 – Гистограммы изменения модулей токов при КЗ фазы С2 на опору 30-го пролета для ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 и ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94.

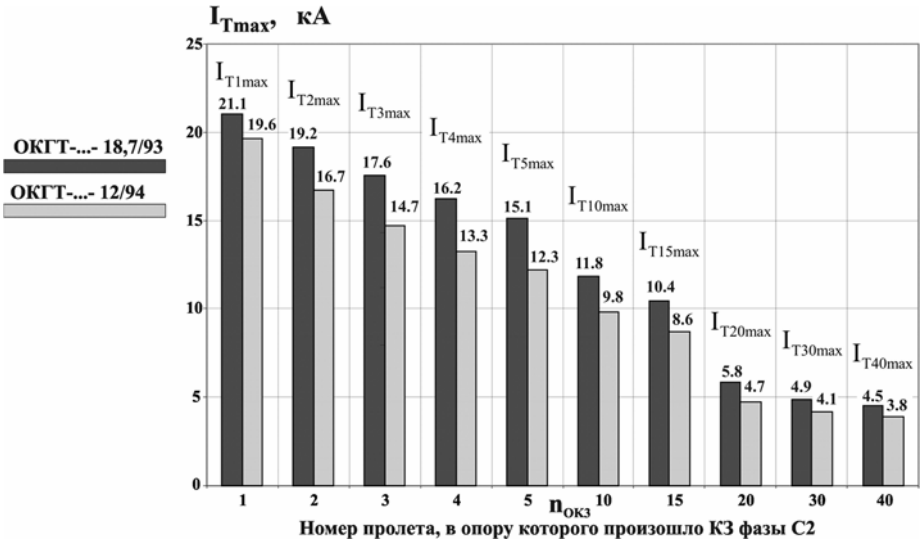



Рис. 12 – Гистограммы изменения модулей тока $I_{Tmax}$ при КЗ фазы С2 на опору 1 ÷ 5-го, 10-го, 15-го, 20-го, 30-го и 40-го пролета со стороны ПС2 для ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 и ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94.

Наибольшие значения токов $I_{T1}$ при КЗ на опору первого пролета:
ОКГТ-…-18,7/93, $I_{T1}$ = 21,1 кА; ОКГТ-…-14,7/61, $I_{T1}$ = 20,9 кА;
ОКГТ-…-13,1/54, $I_{T1}$ = 20,7 кА; ОКГТ-…-12,0/94, $I_{T1}$ = 19,6 кА.

**4. Токи КЗ и токи в ГТ ВЛ 220 кВ, работающей в подключенном режиме, но без передачи мощности, при одновременном КЗ фаз С1 и С2 на опору первого пролета от ПС2**

Проведем одновременный расчет токов КЗ на землю фаз С1 и С2, а также токов в ГТ, наведенных МП токов КЗ на опору первого пролета от ПС2 ВЛ 220 кВ, работающей в подключенном режиме, но без передачи мощности. Схема расчета показана на рис. 13.

На рис. 14 даны гистограммы изменения модулей контурных токов, токов в пролетах ГТ, а также токов в фазах С1 и С2 при одновременном КЗ фаз С1 и С2 на опору 1-го пролета для ГТ, выполненного ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 и ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94, а на рис. 15 - выполненного ОКГТ-с-1-16(G.652)-14,7/61 и ОКГТ-с-1-24(G.652)-13,1/54.

При одновременном КЗ фаз С1 и С2 на опору 1-го пролета ток дуги составил для ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 $\dot{I}_D$ = 25,01∠43,4° кА, для ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94 $\dot{I}_D$ = 24,27∠46,7° кА, для ОКГТ-с-1-16(G.652)-14,7/61 $\dot{I}_D$ = 24,92∠44,1° кА, а для ОКГТ-с-1-24(G.652)-13,1/54 $\dot{I}_D$ = 24,78∠44,6° кА.

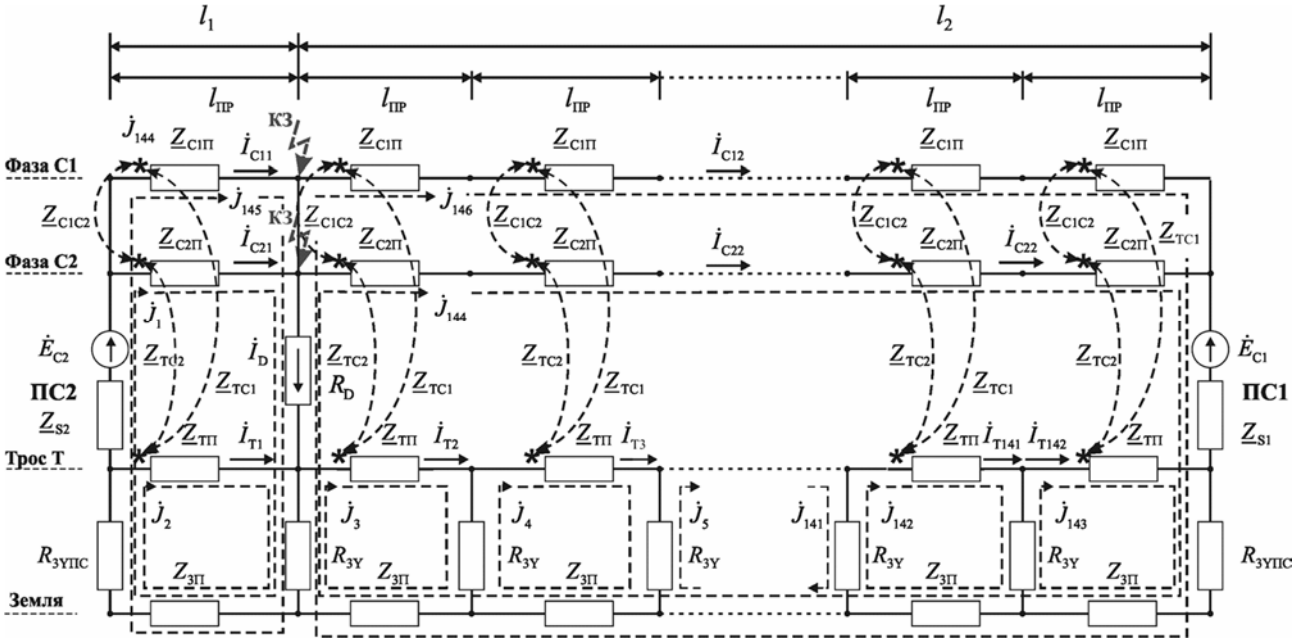



Рис. 13 – Схема определения токов КЗ на опору первого пролета фаз С1 и С2, а также токов в ГТ, наведенных МП токов КЗ 220 кВ ВЛ, работающей в подключенном режиме, но без передачи мощности.

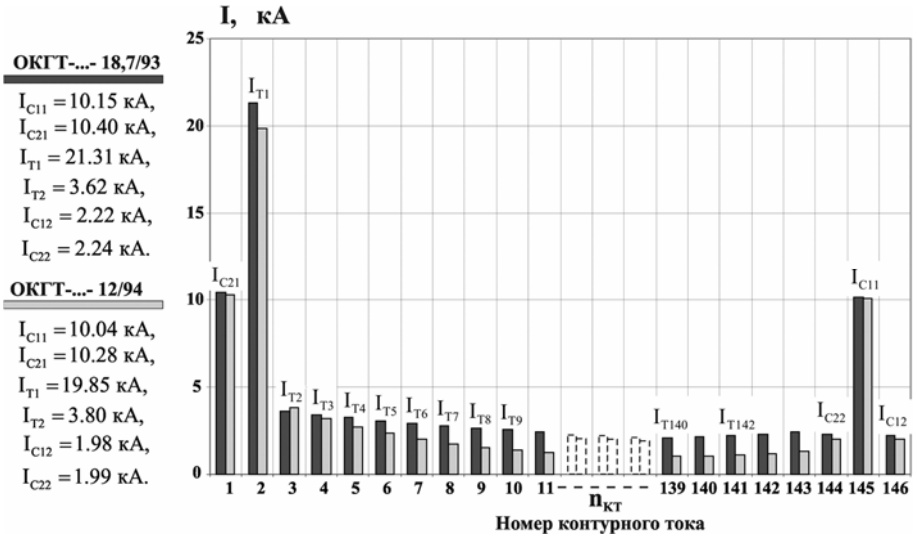



Рис. 14 – Гистограммы изменения модулей токов в ГТ и фазах ВЛ 220 кВ при одновременном КЗ фаз С1 и С2 на опору 1-го пролета для ОКГТ-с-1-24(G.652)-18,7/93 и ОКГТ-ц-1-48(G.652)-12/94.

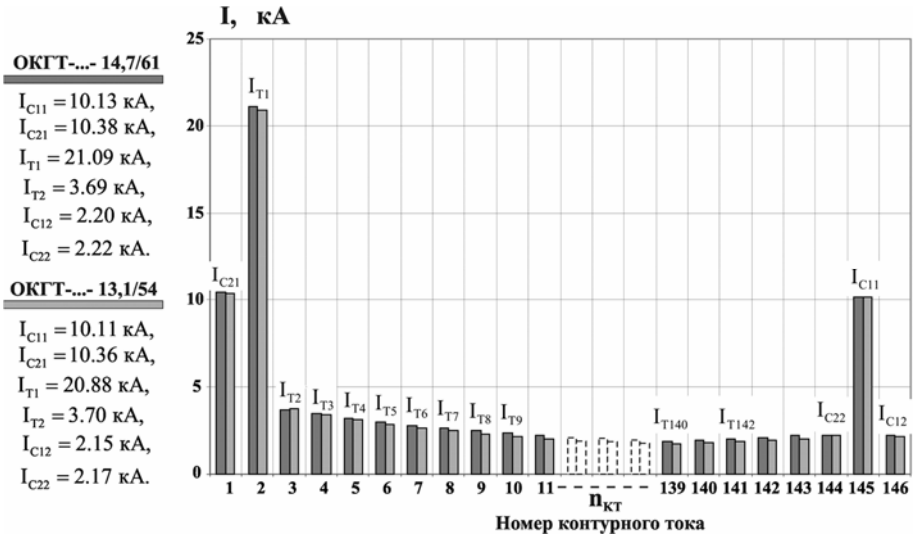



Рис. 15 – Гистограммы изменения модулей токов в ГТ и фазах ВЛ 220 кВ при одновременном КЗ фаз С1 и С2 на опору 1-го пролета для ОКГТ-с-1-16(G.652)-14,7/61 и ОКГТ-с-1-24(G.652)-13,1/54.

Наибольшие значения токов $I_{T1}$ при КЗ фаз С1 и С2 на опору первого пролета:

ОКГТ-…-18,7/93, $I_{T1}$ = 21,31 кА; ОКГТ-…-14,7/61, $I_{T1}$ = 21,09 кА;

ОКГТ-…-13,1/54, $I_{T1}$ = 20,88 кА; ОКГТ-…-12,0/94, $I_{T1}$ = 19,85 кА.

Токи, создаваемые в ГТ, имеют наибольшие значения при их одновременном определении с токами совместного КЗ фаз С1 и С2 на опору первого от ПС2 пролета.

Предельно допустимое время $t_{ПДоткл}$ отключения тока КЗ на ПС2 найдем по термической стойкости (ТС, кА$^2$с) ОКГТ и наибольшему полученному значению тока ($I_{T1}$) в пролете ГТ: $t_{ПДоткл}$ = ТС / $I_{T1}^2$. Результаты расчета предельно допустимого времени $t_{ПДоткл}$ отключения тока КЗ на ПС2 для рассмотренных типов ОКГТ даны в табл. 1.

Таблица 1. Предельно допустимое время $t_{ПДоткл}$ отключения тока КЗ на ПС2

| ОКГТ | 18,7/93 | 14,7/61 | 13,1/54 | 12/94 | 22,5/113 |
|---|---|---|---|---|---|
| ТС, кА$^2$с | 350,2 | 132,7 | 78,7 | 31,2 | 969,9 |
| $I_{T1}$, кА | 21,31 | 21,09 | 20,88 | 19,85 | 21,48 |
| $t_{ПДоткл}$, с | 0,771 | 0,298 | 0,164 | 0,079 | 2,102 |

**Заключение**

Рассмотренные марки ОКГТ имеют малое предельно допустимое время $t_{ПДоткл}$ отключения (менее 1 с). Поэтому выбран ОКГТ-с-1-24(G. 652)-22,5/113 диаметром 22,5 мм, с удельным сопротивлением 0,12 Ом/км и термической стойкостью ТС = 969,9 кА$^2$·с, для которого при КЗ фаз С1 и С2 на опору первого от ПС2 пролета $I_{T1}$ = 21,48 кА, $I_{C11}$ = 10,16 кА, $I_{C21}$ = 10,42 кА, $I_{C12}$ = 2,24 кА, $I_{C22}$ = 2,26 кА и $t_{ПДоткл}$ = 2,1 с.

**Литература**

1. Зимин К.А., Рубцова Н.Б., Рябченко В.Н., Токарский А.Ю. Токи в грозозащитном тросе воздушной линии электропередачи при однофазных коротких замыканиях // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 69. Надежность развивающихся систем энергетики. В 2-х книгах/ Книга 2/ отв. ред. Н.И. Воропай. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018, с. 247-256.

2. Kirill Zimin, Nina Rubtsova, Vladimir Riabchenko, Andrey Tokarskskiy. «Currents in the overhead transmission line lighting wire in case of single-phase short circuit» // E3S Web of Conferences 69, 02010 (2018) Green Energy and Smart Grids 2018 https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186902010

3. Костенко М.В., Перельман Л.С., Шкарин Ю.П. Волновые процессы и электрические помехи в многопроводных линиях высокого напряжения. М.: Энергия, 1973, 272 с.

4. Костенко М.В. Приближенные формулы для определения модуля сопротивления между линиями с учетом конечной проводимости земли. В кн. Защита устройств связи и сигнализации от влияния электротехнических установок высокого напряжения. М. Госэнергоиздат, 1959, 335 с.

5. Цицикян Г.Н. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике. СПб: «Элмор», 2007, 184 с.

УДК 621.314

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОМБИНИРОВАННЫХ ЦИФРОВЫХ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Юсупова[1]* А.С., Юсупов* Б.С., Дебиев* М.В.

**Аннотация**

Рассматривается и анализируется использование комбинированных цифровых измерительных трансформаторов (ЦИТ) нового поколения с оптоэлектронным блоком преобразования и модулем объединения или отдельно стоящим модулем объединения, внешним источником синхронизации или внутренним тактовым генератором и цифровыми интерфейсами.

**Ключевые слова:** измерительный трансформатор, синхронизация, модуль объединения.

## Введение

Ключевым элементом в системе управления режимами работы электрических сетей являются первичные измерительные трансформаторы тока и напряжения, которые обеспечивают средства защиты измерительной информацией, а также проведение измерений, учета и регистрации перетоков электроэнергии в энергосистеме [1].

Находящиеся в эксплуатации и производстве электромагнитные трансформаторы прошли в своем развитии большой путь и в данное время являются довольно несовершенными устройствами, которые имеют свои недостатки.

На смену им должны прийти электронные трансформаторы (датчики), которые имеют большой потенциал и возможности в эксплуатации: устойчивость и сжатость, сокращение объемов электромонтажа и расширенный динамический диапазон, широкая полоса пропускания и самодиагностика, снижение стоимости и т.п. Цифровые измерительные трансформаторы (ЦИТ) – электронные измерительные трансформаторы с цифровыми интерфейсами, поддерживающими протокол IEC 61850-9.2 [8] представляют собой новый класс изделий, основанных на самых последних достижениях в оптике, электронике, системах цифровой обработки и передачи сигналов. Эти устройства отличаются исключительной устойчивостью, высокой точностью, быстродействием, малыми габаритами и весом [1].

[1] * Грозненский государственный нефтяной технический университет, г. Грозный, Россия, e-mail: yusupova-as@mail.ru, boyshar_95@bk.ru, mair76@mail.ru

Примером построения измерительной системы в высоковольтной подстанции с применением комбинированных ЦИТ является решение, функциональная схема которого приведена ниже на рис. 1 [2]. Изоляционные колонны установлены на опорных конструкциях на участке открытого распределительного устройства (ОРУ) электрической подстанции, причем первичные датчики тока расположены на верхней части колонны, а первичные датчики напряжения находятся внутри полости трубчатого изолятора колонны.

Измеренные первичными датчиками сигналы (значения) передаются по изолирующим оптоволоконным кабелям на уровень земли и далее направляются к вторичным преобразователям, объединенным в оптоэлектронном блоке преобразования, обычно размещаемом в ОПУ или в ОРУ электрической подстанции. Взаимодействие между первичными датчиками (измерителями) и вторичными преобразователями оптико-электронного блока, как правило, является важным решением конкретного завода.

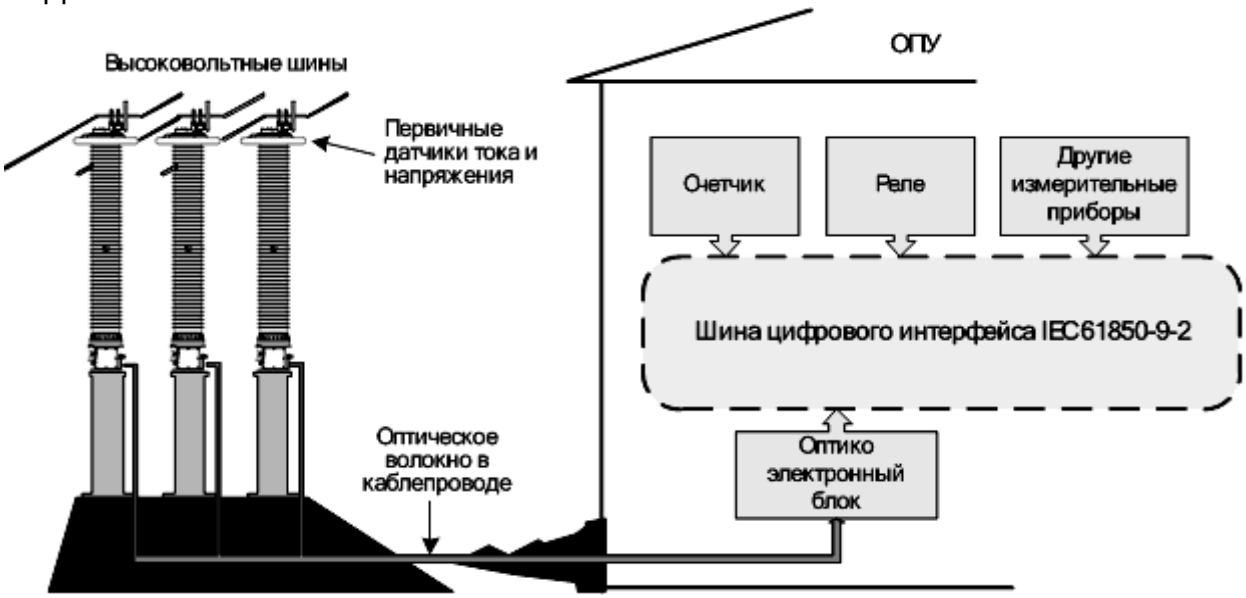



Рис. 1 – Функциональная схема измерительной системы [2].

В оптоэлектронном блоке данные первичных датчиков объединяются в единый цифровой поток данных в соответствии с протоколом IEC 61850-9.2 [8] и далее распространяются через сеть Ethernet к получателям измерительной информации. Функциональная схема ИТ с цифровым выходом (ЦИТ) приведена на рис. 2 [2].

В состав ЦИТ необязательно должны быть включены все указанные на рисунке части. Число первичных входов и их тип (напряжение или ток) в отдельном ЦИТ может отличаться от приведенного примера.

Для сравнения на рис. 3 приведена общая функциональная схема ЦИТ с использованием отдельно стоящего модуля объединения (ОСМО или полевого преобразователя). ОСМО – устройство, не являющееся компонентом ЦИТ.

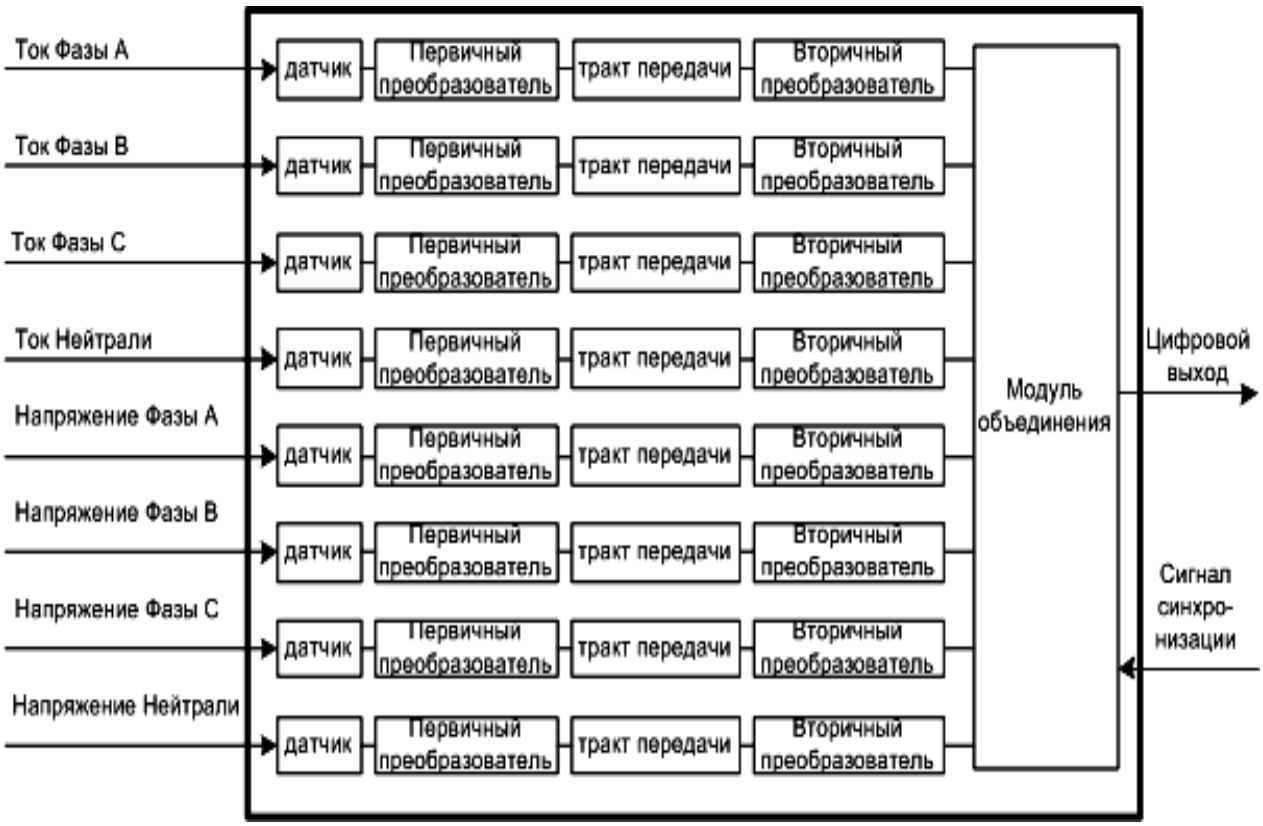



Рис. 2 – Общая функциональная схема измерительных трансформаторов с цифровым выходом.

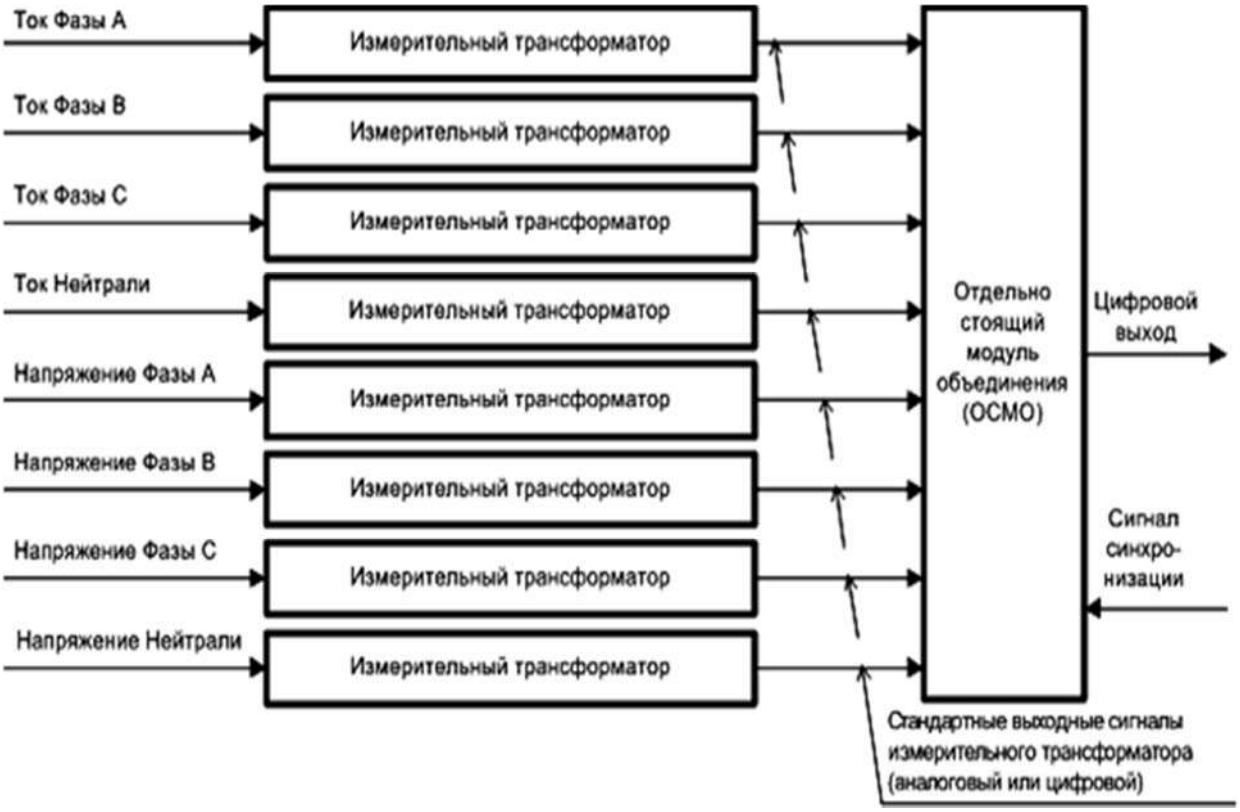



Рис. 3 – Пример построения цифрового измерительного трансформатора с отдельным модулем объединения.

Точка интерфейса ЦИТ должна оканчиваться цифровым выходом с волоконно-оптическим или электрическим разъемом, соответствующим требованиям к модулю объединения или датчику с коммуникационным интерфейсом. Рекомендованный уровень волоконно-оптической системы передачи данных 100Base-FX (полный дуплекс, двухжильный оптоволоконный кабель с разъемами).

Используемые оптико-волоконные кабели должны соответствовать требованиям IEC 60794 [11].

Синхронизация. ЦИТ или модуль объединения должны иметь возможность принимать внешний сигнал синхронизации.

Сигналом синхронизации должен быть входной сигнал 1PPS в соответствии с требованиями в IEC 60044-8 [3]. По своему усмотрению синхронизация может быть осуществлена через сеть Ethernet в соответствии с IEC 61588 [12]. Значение времени нарастания импульса 1PPS может оказать влияние на синхронизацию внутреннего тактового генератора модуля объединения. Этим параметром можно пренебречь, если максимальное отклонение времени запуска составляет не более ±2 мкс, при времени длительности фронта не более 200 нс. Источник синхронизации должен иметь точность ±1мкс. Отсчеты от модуля объединения должны иметь метки времени, выдаваемые с точностью класса 4 в соответствии с IEC 61850-5 [7] (±4 мкс). По этой причине синхронизирующий вход модуля объединения может иметь джиттер ±2 мкс. Если задержка распространения между выходным сигналом 1PPS источника синхронизации и входом модуля объединения будет более 2 мкс, то каждый такой модуль должен быть в состоянии компенсировать задержку распространения сигнала.

До тех пор, пока модуль объединения синхронизируется, атрибут «SmpSynch» в сообщении SV должен иметь значение TRUE (истина). Атрибут «SmpCnt» должен вести себя, как определено в IEC 61850-7-2 [9]. Если синхросигнал потерян, ЦИТ или модуль объединения может начать работу в режиме удержания. Это означает, что в течение нескольких секунд – в зависимости от дрейфа внутреннего тактового генератора, модуль объединения способен отправлять отсчеты, все еще удовлетворяющие требованиям синхронизации в отношении точности.

**Функционирование без синхронизации**

Если модуль объединения не получает сигнала синхронизации и **выйдет из режима удержания, как описано выше, атрибут «SmpSynch»** в сообщении SV должен принять значение FALSE. «SmpCnt» должен продолжать считать, как если бы импульс синхронизации присутствовал на его входе.

Источники синхронизации, генерирующие сигнал 1PPS, обычно реализуются на основе приемников GPS. Импульс 1PPS имеет точность ±1 мкс по сравнению с абсолютным временем (GPS эталон единицы времени). В случае потери сигнала приемником GPS внутренний тактовый

генератор источника синхронизации начнет дрейфовать от идеального значения времени GPS. Есть две возможности для обработки этой ситуации: вычисления, выполняемые в модуле объединения, а в случае, если ток и (или) напряжение в нейтрали не измеряются настоящим датчиком, модуль объединения должен рассчитать эти величины как сумму фазных значений. Однако, поскольку получатель должен знать, рассчитываются значения или измеряются, модуль объединения должен показать это в соответствующем описателе качества.

При автоматическом обнаружении неисправности ЦИТ должен быть поднят флаг о недостоверности данных на цифровом выходе. Отказ системы передачи должен быть автоматически обнаружен с формированием соответствующего сигнала о неисправности. При перерыве в электроснабжении источника питания или выходе входного напряжения за пределы допустимого диапазона должен быть остановлен вывод данных и отключен цифровой выход. После восстановления работы источника питания функционирование ЦИТ должно быть автоматически восстановлено.

В соответствии с IEC 60044-8 [3] максимально допустимое время задержки на обработку сигналов в модуль объединения составляет 3 мс (+10%,-100%). Задержка на обработку сигналов определяется как временной интервал, заключенный между моментом измерения на первичной стороне ЦИТ до момента, когда кадр, содержащий в себе это измеренное значение, публикуется на коммуникационном интерфейсе ЦИТ. Измерение задержки, связанной с обработкой сигналов, производится при синхронизации ЦИТ от внешнего эталонного источника времени с помощью прецизионной временной маркировки/фиксации отдельных кадров, отправляющихся с коммуникационного интерфейса ЦИТ.

Производитель должен предоставить информацию в соответствии с такими стандартами, как IEC 60812 [10] и IEC 61025 [6] по функциональной и эксплуатационной надежности электронных измерительных трансформаторов, включающую оценку средней наработки до отказа (MTTF), среднее время между отказами (MTBF) и анализ вида и результата отказов (FMEA), связанный с главной частью при условии обслуживания. Должна быть предоставлена функциональная схема, описывающая взаимосвязь между подсистемами и показывающая, как осуществляется резервирование, если оно организовано. Должны быть определены узлы ЦИТ, для которых проводятся соответствующие операции технического обслуживания.

Применяемые в конструкции трансформаторов материалы должны соответствовать требованиям по взрыво- и пожаробезопасности.

## Сравнительные результаты измерительных трансформаторов

Таблица 1. Сравнительные результаты измерительных трансформаторов

| Электромагнитные | Электронные |
|---|---|
| Достоинства | |
| 1.Высокий класс точности;<br>2.Простота и надежность;<br>3.Температурная стабильность характеристик ТТ. | 1.Соответствуют инновационной концепции развития электроэнергетики по направлению «Цифровая подстанция»;<br>2.Совместимы как с традиционными, так и с передовыми микропроцессорными приборами учета электроэнергии и РЗ;<br>3.Точно воспроизводят формы кривых токов в нормальных и переходных режимах (не насыщаются, не подвержены явлению остаточной намагниченности);<br>4.Имеется возможность использования оптических кабелей связи;<br>5 Безопасны от пожара и взрыва;<br>6.Малогабаритны. |
| Недостатки | |
| 1.Насыщение магнитопровода электромагнитного ТТ апериодической составляющей тока короткого замыкания (КЗ) и отсутствие передачи информации о первичном токе в первые периоды аварийного переходного процесса;<br>2. Проблемы с высоковольтной изоляцией;<br>3.Взрыво- и пожароопасность | - |

### Заключение

Использование цифровых комбинированных трансформаторов тока и напряжения на подстанциях позволит ускорить переход объектов электроэнергетики от традиционных аналоговых сигналов к цифровым, где все информационные потоки циркулируют и обрабатываются в цифре, что в свою очередь повысит надежность, и селективность работы средств защиты и автоматики, а также устройств учета электроэнергии.

### Литература

1. Чичёв, С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций. Москва: Издательский дом «Спектр», 2011, 141 с.

2. Корсунов П. Ю., Моржин Ю. И., Попов С. Г. Разработка Концепции «Цифровая подстанция». Договор № И-11-41/10 / ОАО «НТЦЭ». Москва, 2011, 248 с.

3. ГОСТ Р МЭК 60044-7-2010. Трансформаторы измерительные Часть 7. Электронные трансформаторы напряжения. М.: Стандартинформ, 2012, 54 с.

4. Калинкин, С.Ю. Технические решения в области АСУТП для цифровых подстанций 110/35 кВ. Энергия под ключ / С.Ю. Калинкин, 2010.

5. Моржин, Ю.И. Цифровая подстанция ЕНЭС / Ю.И. Моржин, С.Г. Попов, П.А. Горожанкин, В.Г. Наровлянский, М.А. Власов, А.А. Сердцев // ЭнергоЭксперт, 2011, №4(27), с. 27-32.

6. ГОСТ Р 51901.13-2005 (МЭК 61025:1990) Менеджмент риска. Анализ дерева неисправностей. М.: Стандартинформ, 2005, 23 с.

7. ГОСТ Р МЭК 61850-5-2011. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 5. Требования к связи для функций и моделей устройств. М.: Стандартинформ, 2013, 88 с.

8. Законьшек Я. Цифровая подстанция // Комплекс RTDS для моделирования цифровых подстанций в реальном времени: электронный журнал. 2013, [Электронный ресурс]. URL: https://web.archive.org/web/20130628013600/http://xn--61850-txen0l.xn--p1ai/ (дата обращения: 25.02.2020).

9. ГОСТ Р МЭК 61850-7-2-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 2. Абстрактный интерфейс услуг связи (ACSI). М.: Стандартинформ, 2011, 266 с.

10. ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006) Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов. М.: Стандартинформ, 2008, 23 с

11. ГОСТ Р МЭК 60794-1-2-2017 Кабели оптические. Часть 1-2. Общие технические требования. Основные методы испытаний оптических кабелей. Общее руководство. М.: Стандартинформ, 2011, 11 с.

12. Чичёв С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Ч-72 Методология проектирования цифровой подстанции в формате новых технологий. Москва: Издательский дом «Спектр», 2014, 228 с.

УДК 621.311

# ПРИМЕНЕНИЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ ФАЗОВОГО УГЛА НАПРЯЖЕНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ С НЕРАВНОМЕРНО ЗАГРУЖЕННОЙ ПИТАЮЩЕЙ СЕТЬЮ[1]

Рахманов Н.Р., Ильясов О.В., Гулиев[2] Г.Б.

**Аннотация**

В реальной энергосистеме часто встречаются ситуации неравномерной загруженности питающих линий, входящих в сечение, образующих связь между источником и энергосистемой или отдельным выделенным узлом нагрузки. В таких ситуациях одна из линий электропередачи (ЛЭП) будет нагружена ниже номинально установленной мощности, в то время как другая параллельная линия связи будет перегружена. Устранение неравномерности нагрузки в ЛЭП связи может быть выполнено регулирования фазового угла между напряжениями в начале и конце связи. Одним из эффективных средств для регулирования фазового угла является фазоповоротный трансформатор (ФПТ), управлением которого обеспечивается перераспределение потоков мощности в отдельных ЛЭП сечения с устранением их неравномерной загруженности. На примере моделирования и расчетных экспериментов, выполненных в энергосистеме Азербайджана показана эффективность применения регулирования фазового угла напряжения в энергосистеме со значительной неравномерной загруженностью в контролируемых сечениях питающей сети системы. Дается анализ влияние устранения неравномерности на сокращение потерь в сети и повышение эффективности использования выработки мощности на станциях.

**Ключевые слова:** фазоповоротный трансформатор, перераспределение потоков мощности, регулирование угла фазы напряжения, режимы энергосистемы с регулированием фазы напряжения.

## Введение

Управление потоками мощности в электрических сетях энергосистемы является главным средством поддержания надежности и экономичности ее функционирования. В питающих и распределительных сетях высокого напряжения управление потокораспределением осуществляется посредством регулирования напряжения и реактивной мощности в контролируемых узлах этих сетей.

---

[1] Данная работа выполнена при финансовой поддержке Фонда Развития Науки при Президенте Азербайджанской Республики
**Грант № EİF-BGM-4-RFTF-1/2017-21/09/1**

[2] Азерэнержи" ООО, Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики, huseyngulu@mail.ru

Одним из свойств электрических сетей энергосистемы, определяющих необходимость оперативного перераспределения потоков мощности является неоднородность, неравномерность загруженности высоковольтных линий в питающих и распределительных сетях, а также периодическая необходимость коррекции режима для выполнения условий минимума потерь в этих сетях.

Для решения задач управления режимом энергосистемы с учетом указанных свойств разработаны различные методы и программно-технические средства. Например, для устранения неоднородности предлагаются различные подходы основанные на размыкании схемы замкнутых сетей [1]. Методы размыкания не всегда себя оправдывают из-за высокой стоимости практической реализации и значительного ослабления надежности электроснабжения.

Другая группа подходов по устранению неоднородности замкнутых электрических сетей основаны на принудительном изменении параметров схемы сети с помощью подключения средств FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems) [2-7]. Одним из вариантов такого подхода является продольная компенсация параметров ЛЭП в питающей сети [8].

В работе проведены исследования по применению регулирования фазы напряжения на линиях образующих параллельную связь источника с энергосистемой и обладающих различной степенью неравномерной загруженности этих ЛЭП. Одним из средств регулирования напряжения с целью перераспределения потоков активной и реактивной мощности в сети, устранения неравномерности загруженности линий в сечениях, обеспечивающих передачу мощности от электростанций в энергосистему, являются ФПТ [9-15].

Напряжение регулируется в начале питающей линии по величине и по фазе между векторами напряжения в начале и конце электропередачи.

**Модель и схема регулирования фазового угла напряжения в энергосистеме на базе ФПТ**

Управление потоком активной мощности линии можно осуществить изменением фазового угла или изменением реактанса данной линии. Изменение реактанса можно выполнить размещением емкостных элементов вдоль линии с целью компенсации индуктивности линии.

В основном для перераспределения потока в передающей сети и уменьшение загруженности одной из отходящих от источника линии применяется регулирования фазы угла между векторами напряжений в начале и конце линии. Поток мощности в ЛЭП может быть увеличен за счет увеличения угла сдвига фаз. Величина дополнительного прироста угла управляется в определенно заданном интервале. В соответствии с соотношением между фазовым углом и дополнительным сдвигом угла фазы напряжения в сторону увеличения предлагаются два типа регулирования [16]:

- регулирование фазы и величины напряжения (угол между фазой напряжения и дополнительным приращением угла фазы, изменяются между $0^0$ и $90^0$);

- регулирование фазового угла (угол между напряжениями).

На рис.1 показана схема питающей сети, состоящей из параллельных ЛЭП, в одной из которых связь между источником (система 1) и узлом потребления (нагрузка 2) осуществляется на другом классе напряжения с подключением ФПТ.

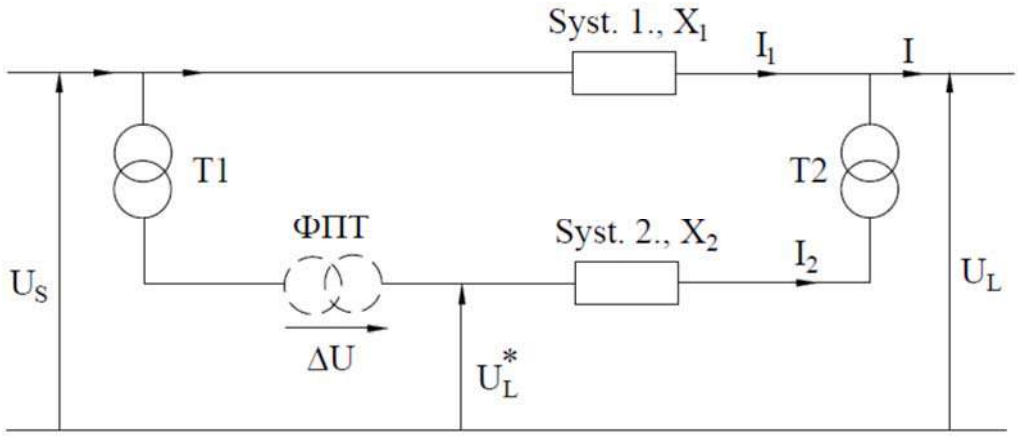



Рис. 1 – Типичная схема двух параллельных питающих систем электропередачи.

При отсутствии включенного ФПТ токи в линиях $I_1$ и $I_2$ будут распределены пропорционально значениям их импеданса, соответственно [16]:

$$I_1 = \frac{X_2}{X_1 + X_2} \cdot I$$

$$I_2 = \frac{X_1}{X_1 + X_2} \cdot I$$

При увеличении мощности в ЛЭП-2 дополнительное напряжение $\Delta U$ должно быть приложено чтобы компенсировать падение напряжения в этой ЛЭП.

В принципе источник $\Delta U$ может быть подключен к любой из двух параллельных систем. На рис. 2 показаны векторные диаграммы напряжений для обеих случаев подключения ФПТ.

Рис.2 соответствует случаю подключения к ЛЭП-2 (рис. 1), которая имеет большой импедансе. Дополнительное напряжение уменьшает падение напряжения в ЛЭП-2.

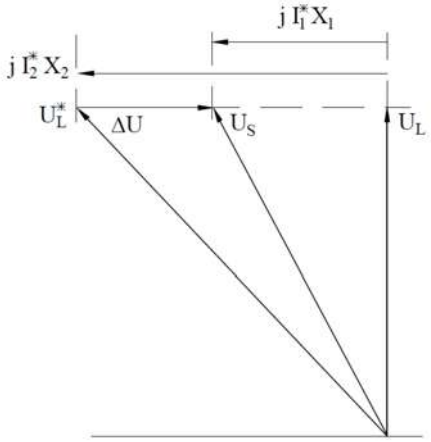



Рис.2 - Векторная диаграмма напряжения при использовании ФПТ

Другим очень важным применением ФПТ является управление потоком активной мощности между двумя большими независимыми энергообъединениями (ЭО) (рис.3). Опережающий угол фазы необходим для того чтобы, поддерживать поток мощности из ЭО-1 в ЭО-2.

$$U_S + \Delta U - I^* jX - U_L = 0$$

при $U_S = U_L = U$:

$$\Delta U - I^* jX = 0$$

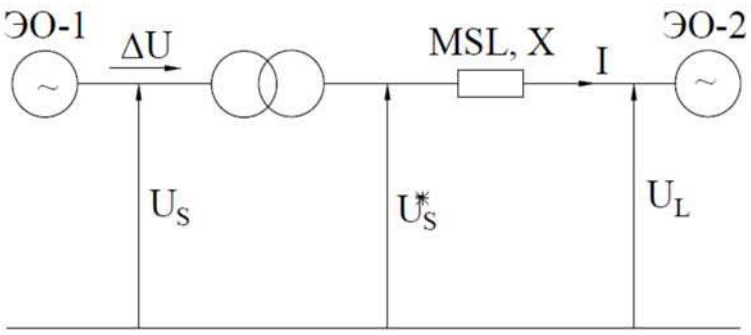



Рис. 3 – Межсистемная связь.

**Использование регулирования фазового угла напряжения для перераспределения потока активной мощности в питающий сети системы Азерэнержи**

Исследования были выполнены для участка системообразующий сети 220/110 кВ, связывающей парогазовую электростанцию Шимал (Шимал-1 и Шимал-2) с энергосистемой через параллельно работающих ЛЭП 110 кВ и 220 кВ.

Структурная схема исследуемого энергорайона 220/110 кВ энергосистемы представлена на рис.4. Установленная мощность электростанции (ЭС) Шимал составляет 2х400 МВт (ЭС Шимал-1 - 400 МВт, ЭС Шимал-2 - 400 МВт). Электростанция связана с ПС Говсан 220/110 кВ линиями 3, 4 Говсан 220 кВ, с ПС Забрат 220/110 кВ линиями 3, 4 Забрат 220 кВ, а также и ПС Маштага, Гала и Дюбенди 110/10 кВ линиями 1-5 Шимал напряжением 110 кВ.

Существенное влияние на потокораспределение в электрической сети напряжением 110 кВ энергорайона оказала вводимая в эксплуатацию электростанция ЭС Шимал-2. В то же время энергорайон 220/110 кВ характеризуется большими неоднородностями, так как отношение $x/r$ для ветвей в контурах отличаются более чем в 10 раз (где $x$ – индуктивное сопротивление ветвей; $r$ – активное сопротивление ветвей).

В результате влияния указанных факторов в энергорайоне возникает одна из самых ярких проблем, существующих в современных энергосистемах - ограничение пропускной способности электрических сетей, связанных с перегрузкой ЛЭП напряжением 110 кВ [15]. В то же время, происходит недогруженность ЛЭП более высокого напряжения (220 кВ). Например, выполненные расчеты по нормальной схеме, на основании данных измерений в период летнего максимума энергосистемы (19.07.2019, $21^{00}$ ) свидетельствует о том, что нагрузка линий 4 и 5 Шимал

110 кВ составляет соответственно 72,1 МВт (390А) и 71,1МВт (390А), в то же время нагрузка 3 и 4 Говсан 220 кВ составляла 103,8 МВт (310А).

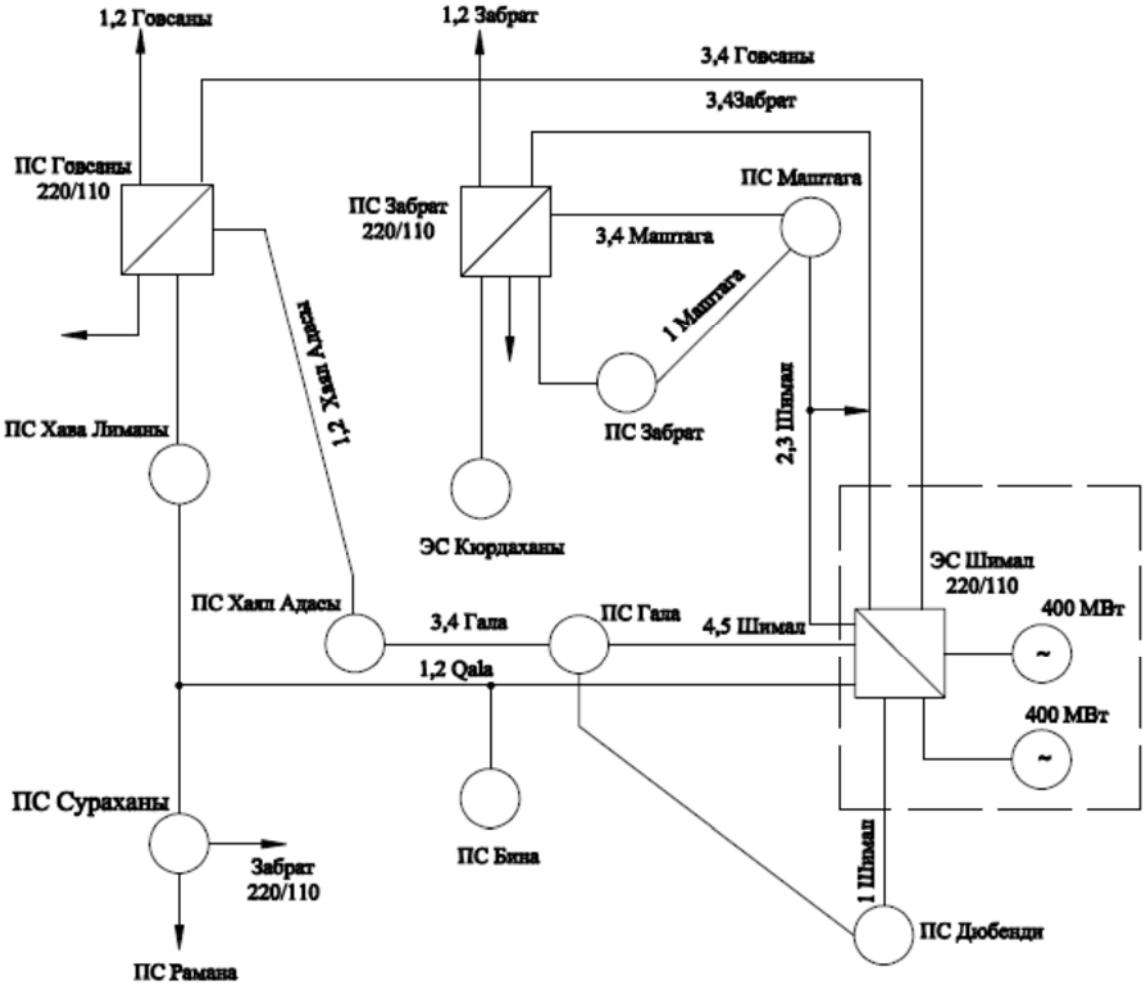



Рис. 4 – Схема участка системообразуюшей сети системы Азерэнержи 220/110 кВ.

По причине ограничения пропускной способности электрических сетей напряжением 110 кВ в районе расположения ЭС Шимал-1 и Шимал-2 происходит угроза превышения допустимых значений режимных параметров в ремонтных и послеаварийных режимах и соответственно возникает необходимость ограничения выдачи мощности электростанции или нагрузки потребителей. Например, во время аварийного отключения ЛЭП 4 Шимал 110 кВ, ЛЭП 5 Шимал 110 кВ загружается до 99,3 МВт (545 А) и при этом загрузки ЛЭП 3 и 4 Говсан 220 кВ составляют 112,6 МВт (340 А). В это время при выводе в ремонт или аварийного отключения одной из ЛЭП 4 и 5 Шимал 110 кВ в зависимости от температуры воздуха загрузка оставшейся в работе ЛЭП выходит за допустимый предел. Поэтому в таких случаях неизбежно применение ограничений.

**Анализ результатов применения ФПТ в Азерэнержи**

Для анализа эффективности применения ФПТ в рассматриваемом энергорайоне 220/110 кВ приведены сравнительные расчеты для следующих вариантов:

a) случай отсутствия ФПТ;

b) случай установки ФПТ в цепи автотрансформаторов на ЭС Шимал-1 и Шимал-2.

Как указано выше, в нормальной схеме в различных схемно-режимных ситуациях (отключения ЛЭП 4 Шимал 110 кВ, одновременное отключение ЛЭП 1 и 4 Шимал 110 кВ, отключение ЛЭП 1,4 Шимал 110 кВ и ЛЭП 3 Говсан 220 кВ и т.д.) загрузка ЛЭП 5 Шимал 110 кВ в зависимости от температуры воздуха может выходить за допустимый предел и в результате чего выдача мощности станции в полном объеме станет невозможным. При этом объем ограничений в зависимости от сезона и нагрузочного режима примерно составляет 60 МВт (6,25% от установленной мощности электростанций).

Результаты расчета потокораспределения по элементам прилегающих электрических сетей энергорайона для нормальной схемы при отсутствии и при присутствии ФПТ соответственно показал, что потери мощности составляют 65,73 МВт или 2,05% от мощности генерации и 64,62 МВт или 2,02% от мощности генерации.

Расчеты выполнены на основе данных измерений периода летнего максимума и при этом генерация по энергосистеме составляла 3199 МВт и 829 МВАр, а потребление 3129,7 МВт и 1663,7 МВАр.

На рис. 5 представлены профили токовых нагрузок ветвей по нормальной схеме с ФПТ и без него. Как видно из рисунка при установке ФПТ на ЭС Шимал токовые нагрузки ЛЭП 4,5 Шимал 110 кВ понижаются от 390 А до 260 А, при этом степень уменьшения потерь мощности составляет 1,7%. Уменьшаются и токовые нагрузки других ЛЭП 110 кВ и загрузка прилегающих сетей относительно уравнивается. Токовая нагрузка ЛЭП 3,4 Говсан 220 кВ повышается от 320 А до 370 А, а ЛЭП 3,4 Забрат 220 кВ до 280 А.

Вышеуказанные результаты соответствуют положению переключателя поперечной части ФПТ $K_t = 3$ и более ярко выражены полученные результаты при регулирования разветвления трансформатора. Зависимость профилей токов от положения переключателя можно увидеть на рис. 6. Как видно из рис. 6, изменением положения переключателя ФПТ можно понизить загрузку ЛЭП 4,5 Шимал 110 кВ на 82,1%.

На рис.7. показано изменение потерь мощности в зависимости от положения переключателя и видна тенденция уменьшения потерь в сетях.

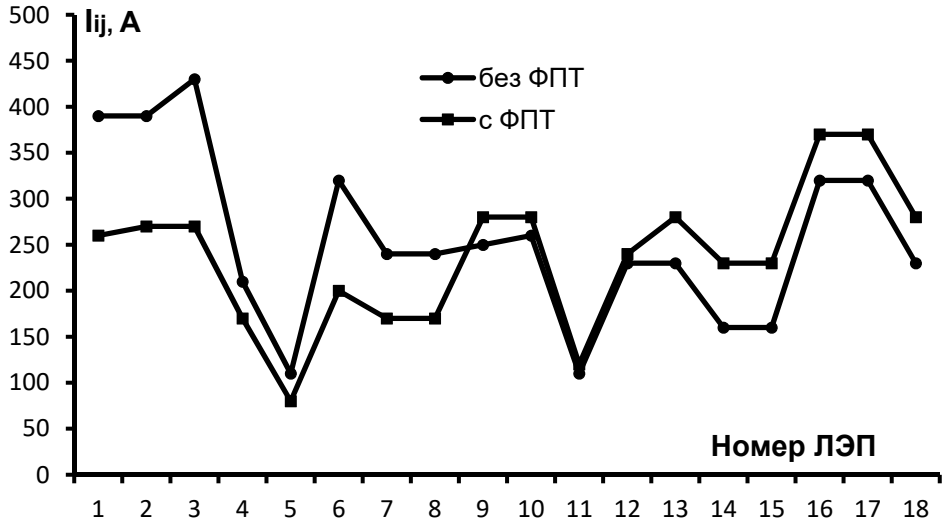



Рис. 5 – Профили токов для ветвей энергорайона по нормальной схеме в случаях присутствия и отсутствия ФПТ.

Таким образом, выполняя принудительное распределение мощностей в энергорайоне с использованием ФПТ можно существенно уменьшить загрузки ЛЭП напряжением 110 кВ и при этом обеспечить экономичное потокораспределение в прилегающих электрических сетях рассматриваемого энергорайона. Соответственно при этом устраняется необходимость применения каких либо ограничений в различных схемно-режимных ситуациях.

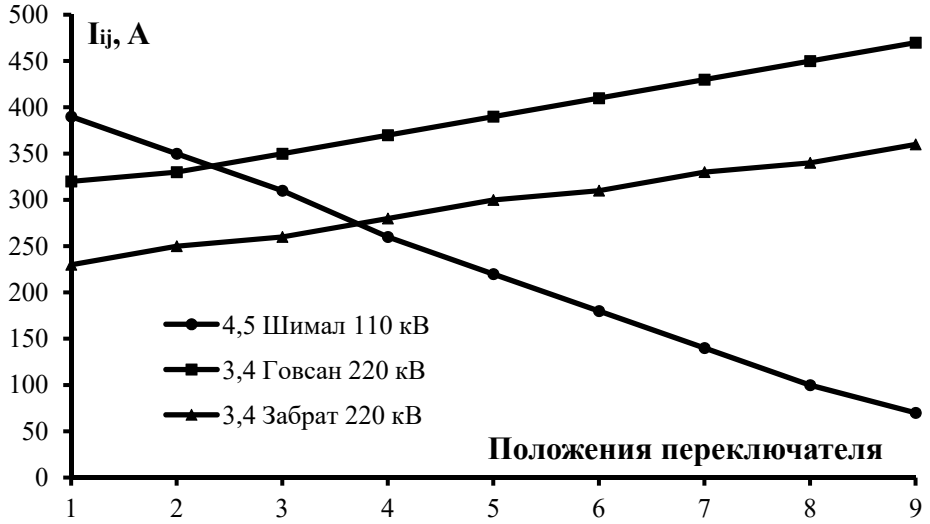



Рис. 6 – Значение токов ЛЭП в зависимости от положения переключателя ФПТ.

Для оценки эффективности применения ФПТ на рис. 8 показаны результаты значений активных и реактивных перетоков по линиям 110 и 220 кВ, выпускаемые от шин ЭС Шимал-1 и Шимал-2, а также и через автотрансформаторы связи в трех положениях переключателя ФПТ. Как

видно, изменение положения переключателя ФПТ существенно увеличивает передаваемые мощности по линиям 3,4 Говсан и 3,4 Забрат 220 кВ, при этом уменьшаются передаваемые мощности по ЛЭП 4,5 Шимал 110 кВ.

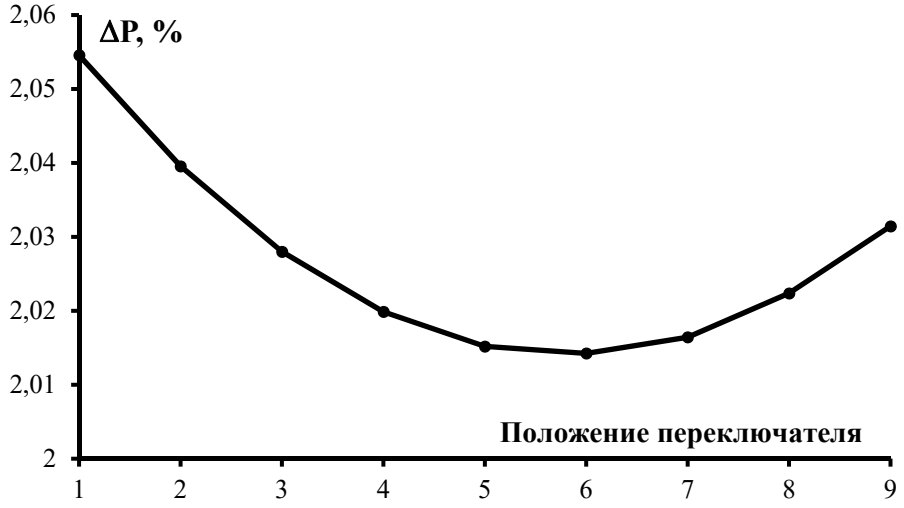



Рис. 7 – Динамика изменения потер активной мощности при работе ФПТ.

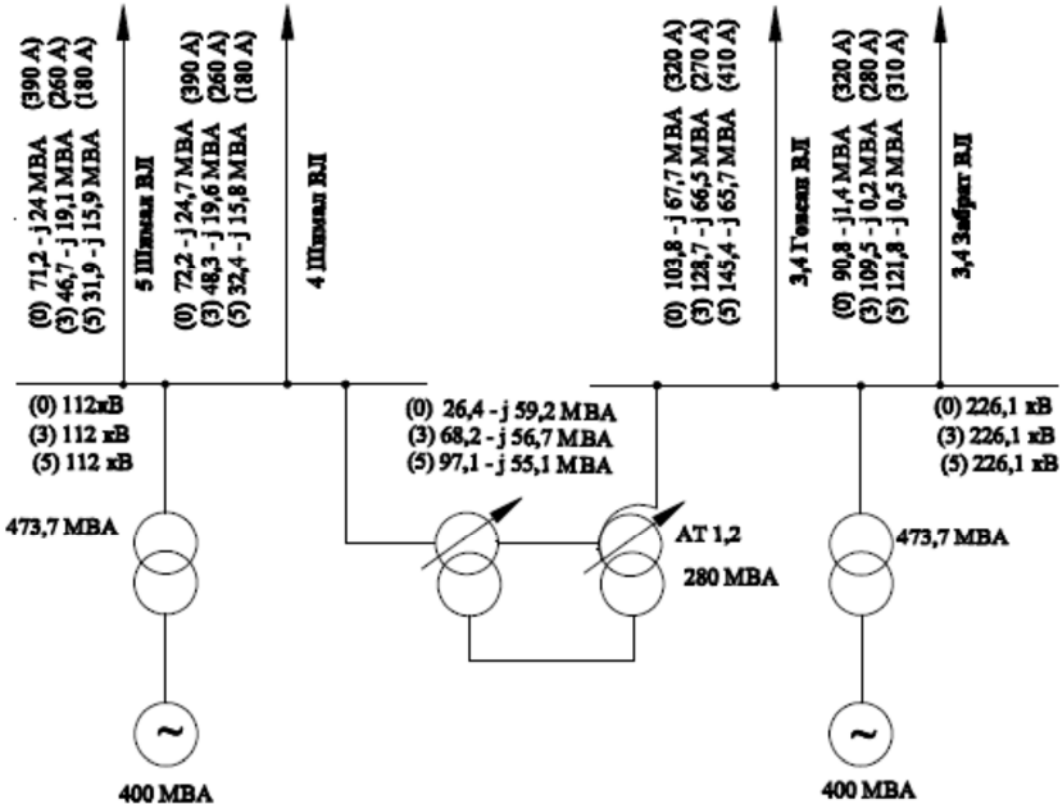



Рис. 8 – Распределение выдаваемых мощностей от шин ЭС Шимал-1 и Шимал-2 по ЛЭП 110 и 220 кВ с использованием ФПТ.

Вышеизложенные результаты подтверждают эффективность применения ФПТ для обеспечения экономичного потокораспределения в данном энергорайоне 220/110 кВ Азербайджанской энергосистемы. Считая

уровень ущерба от применения ограничений в различных схемно-режимных ситуациях (примерно 4,5 млн долларов) и стоимости ФПТ, включая и цены установки (4,5-9 млн долларов), можно предположить, что окупаемость составляет примерно 1-2 год.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Естественное нерациональное распределение мощностей прилегающих электрических сетей в энергорайоне 220/110 кВ Азербайджанской энергосистемы обуславливает неравномерную загрузку ЛЭП разных напряжений. Степень неоднородности по ветвям сети достигает примерно около 12.

2. Определено, что переходом на принудительное распределение мощностей можно обеспечить экономичное потокораспределение для рассматриваемого энергорайона. С этой целью рассмотрен вариант применения ФПТ в цепи автотрансформаторов связи, установленного между шинам 220 кВ и 110 кВ ЭС Шимал.

3. Для оценки эффективности применения ФПТ проведены исследования потокораспределения по нормальной схеме. Данные полученных результатов расчетных экспериментов подтверждают необходимость установки ФПТ в цепи автотрансформаторов связи 220/110 кВ ЭС Шимал.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лырев П.В. Электрические системы и сети. Минск, УП «Техно-ирикт», 2004, 720 с.

2. Tirupathi R, Aruna G, Khan M.I., Ramesh K. Application of Phase Shifting Transformer in Indian Power System // International Journal of Computer and Electrical Engineering, Vol.4, No.2, April 2012, pp. 242-245.

3. Kalinin L.P., Zaitsev D.A., Tirsu M.S., Qolub I.V. The Opportunities for Efficiency Increase of Phase-Shifting Transformers in Power Transmission Operational Modes // 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe). doi: 10.1109/ISGTEurope.-2019.890548029 Sept.-2 Oct. 2019, Bucharest, Romania, p.1-5.

4. Verboomen J., Van Hertem D. Phase shifting transformers: Principles and applications, in Future Power Systems (FPS), Amsterdam, the Netherlands, November 2005, p.6.

5. Thomas J. Morrell, Jeff G. Eggebraaten. Applications for Phase-Shifting Transformers in Rural Power Systems // 2019 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC). doi: 10.1109/REPC.2019.00020, 28 April-1 May 2019, Bloomington, MN, USA, p. 70-74.

6. Брилинский А.С., Крицкий В.А., Смирнова Л.С. Особенности применения фазоповоротках комплексов в электроэнергетических системах // Известия НТЦ Единой Энергетической системы. Москва, 2018, №1(78), с. 6-10.

7. Добрусин Л.А. Тенденции применения фазоповоротных трансформаторов в электроэнергетике // Энергоэксперт, 2012, №3, с. 50-57.

8. Youssef R.D. Phase-shifting transformers in load flow and short-circuit analysis: modelling and control // IEE Proceedings C Generation, Transmission and Distribution, Vol. 140, Iss. 4, July 1993, pp. 331-336.

9. José M. Cano, Md. Rejwanur R. Mojumdar, Joaquín G. Norniella, Gonzalo A. Orcajo. Phase shifting transformer model for direct approach power flow studies // Electrical Power and Energy Systems, 2017, Vol. 91, pp. 71-79.

10. Thatarad S., Kiatiyuth K. Load Alleviation in Transmission System by Using Phase Shifting Transformer // 2018 International Electrical Engineering Congress (iEECON). 7-9 March 2018, Krabi, Thailand.

11. Thompson M. Protection System for Phase-Shifting Transformers Improves Simplicity, Dependability, and Security // 39th Annual Western Protective Relay Conference, May 2015, 13 p.

12. Брилинский А.С., Евдокунии Г.А., Крицкий В.А., Матвиенков Ю.В., Сидельников А.П., Смирнова Л.С. Фазоповоротный трансформатор в схеме выдачи мощности крупной Гидростанции //Известия НТЦ Единой Энергетической системы. Москва, 2019, №1 (80), с. 6-14.

13. Алексей Б. Фозоповоротные трансформаторы: Ключи к эффективности магистралных и распределительных электрических сетей. [Електронный ресурс]. Режим доступа: http://www.energovector.com/energoznanie-fazopovorotnye-transformatory.html

14. Manolis B., Keith R., BellW. Use of phase-shifting transformers on the Transmission Network in Great Britain // 45th International Universities Power Engineering Conference UPEC2010. 31 Aug.-3 Sept. 2010, Cardiff, Wales, UK.

15. Евдокунин Г. и др. Фазоповоротный трансформатор впервые в СНГ применен в Казахстане // Новости Электротехники, 2008, № 6(48), с.12-16.

16. Vizca P., Sejid T., Tomislav T. Power Flow Redistribution in Croation Power System Network using Phase-Shifting Transformer // (2015) Research Gate https://www.researchgate.net/publication / 274391037, Doi:1013140/RG2.1.2541.7765, University of Zagreb, p.17

УДК 621.311

# БЕЗЫТЕРАЦИОННАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА МЕТОДОМ РЕЛИНЕАРИЗАЦИИ

Баламетов* А.Б., Халилов* Э.Д., Салимова* А.К., Исаева** Т.М.

**Аннотация**

Информация о текущем режиме электроэнергетической системы (ЭЭС) поступает в центры диспетчерского управления в виде телеизмерений и телесигналов комплексами Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), и от устройств phasor measurement units (PMU). При этом телеизмерения включают информацию о параметрах режима, а телесигналы информацию о состоянии коммутационного оборудования. Так как система уравнения состояния является нелинейной, задача оценивания состояния традиционно решается с помощью итерационных методов. В данной статье представлены результаты решения задачи оценивания состояния не итеративным методом, основанным на методе линеаризации Кипниса – Шамира, который позволяет решать ее не итерационным образом. Приведены результаты решения на примере линии электропередачи с напряжением 500 кВ.

**Ключевые слова**: измерения, оценивание состояния, PMU, полиномиальные уравнения, релинеаризация.

## Введение

Основной тенденцией развития современной электроэнергетики является интеллектуализация управления. Традиционно информация о текущем режиме ЭЭС $Y=[P_{ij},Q_{ij},I_{ij},P_i,Q_i]$ поступала в центры диспетчерского управления в виде телеизмерений и телесигналов [1-4].

Так как для контроля за состоянием всей энергосистемы в целом телеизмерения от SCADA недостаточны и содержат погрешности, для уточнения телеизмерений и расчета неизмеренных параметров используются методы оценивания состояния.

После оценивания состояния (ОС)выполняется расчет установившегося режима (текущего состояния) ЭЭС для мониторинга, анализа и оперативного управления ЭЭС.

В современных условиях управление ЭЭС требует выполнения в реальном времени ОС больших и сложных энергосистем.

Комплексы SCADA принимают и обрабатывают телеинформацию

*АзНИИ Э и ЭП, Баку, Азербайджан, balametov.azniie@gmail.com
*АзНИИ Э и ЭП, Баку, Азербайджан,elmanxalilov2010@mail.ru
*АзНИИ Э и ЭП, Баку, Азербайджан, afag_sk@mail.ru
**АГУНП, Баку, Азербайджан, taranaisaeva@rambler.ru

один раз в секунду, без синхронизации измерений по астрономическому времени. С созданием систем спутниковой связи появилось новое измерительное оборудование – PMU.В отличие от SCADA измерениями PMU являются Y = [$U_i$, $I_{ij}$, $\delta_i$, $\varphi_{ij}$].

Измерительные системы мониторинга, управления и защиты энергосистемы (WAMS), состоящие из устройств PMU, позволяют получить более реальное состояния энергосистемы [5, 6].

Оценивание состояния всей ЭЭС только на основе PMU-измерений в настоящее время невозможно из-за дороговизны соответствующего оборудования, поэтому их обычно устанавливают на наиболее ответственных объектах.

Математическую основу задачи ОС ЭЭС составляет метод наименьших квадратов.

## 1. Традиционная оценка состояния

При классической постановке задачи ОС минимизируется критерий:

$$J(x) = (\bar{y} - z)^T R_y^{-1} (\bar{y} - z) \to \min,$$

где x=(δ, U)- вектор состояния, состоящий из модулейU и фазовых углов δ напряжений всех узлов схемы ЭЭС кроме фазы базисного узла;

$\bar{y}$ - измеренные параметры режима;

$z = y(\hat{x})$- нелинейная функция, выражающая измеренные параметры режима через модули и углы напряжения;

$R_y$ - диагональная матрица, элементы которой являются дисперсиями измерений [1-4].

Уравнения состояния являются нелинейными, поэтому задача ОС решается итеративным способом, например, методом Ньютона.

На каждой итерации вычисляются поправки:

$$\Delta x_i = \left[H_i^T \cdot R_y^{-1} \cdot H_i\right]^{-1} \cdot H_i^T R_y^{-1} \left[\bar{y} - y(x_i)\right],$$

и следующее приближение без $x_{i+1} = x_i - \Delta x_i$, где H – матрица Якоби измерений.

После вычисляются все неизмеренные параметры режима через вектор состояния.

В качестве исходных приближений компонентов вектора состояния могут использоваться:

- измерения,
- псевдоизмерения,
- номинальные значения модулей напряжений и нулевые значения фаз напряжений.

Для решения задачи ОС в [2] разработан и реализован в виде программы метод контрольных уравнений (КУ). КУ представляют собой уравнения состояния (установившегося режима). В эти уравнения входят только измеренные переменные режима и переменные, вычисленные через измеренные.

При совместном использовании PMU и SCADA измерений в задаче ОС сохраняются все недостатки, присущие традиционному оцениванию состояния:

- проблемы с достоверизацией из-за существенного различия в точности PMU и SCADA измерений;
- плохая обусловленность матрицы Якоби и за счет этого замедление сходимости итеративного процесса.

## 2. Использование векторных измерений при решении задачи ОС ЭЭС

Установка PMU в узле ЭЭС позволяет использовать новые измерения, высокой точности. При этом повышается избыточность измерений, что способствует выявлению грубых ошибок в телеизмерениях, и улучшает качество оценивания состояния. Основные виды измерений, получаемые от PMU - модули и фазы узловых напряжений ($U_i$, $\delta_i$) и токов ($I_{ij}$,$\varphi_{ij}$) в отходящих линиях.

По векторам узловых напряжений и токам отходящих линий по нижеприведенным формулам можно вычислить модули и фазы узловых напряжений в соседних узлах:

$$U_j^{расч} = \sqrt{U_i^2 - 2\sqrt{3}U_i I_{ij}\left(r_{ij}\cos\left(\delta_i - \varphi_{ij}\right) - x_{ij}\sin\left(\delta_i - \varphi_{ij}\right)\right) + 3I_{ij}^2\left(r_{ij}^2 + x_{ij}^2\right)}$$

$$\delta_j^{расч} = \delta_i - arctg\left[\frac{U_i\sin\left(\delta_i\right) - \sqrt{3}I_{ij}\left(r_{ij}\sin\left(\varphi_{ij}\right) + r_{ij}\cos\left(\varphi_{ij}\right)\right)}{U_i\cos\left(\delta_i\right) - \sqrt{3}I_{ij}\left(r_{ij}\cos\left(\varphi_{ij}\right) - x_{ij}\sin\left(\varphi_{ij}\right)\right)}\right]$$

Здесь $r_{ij}$, $x_{ij}$- активное и реактивное сопротивление линии i-j.

Эти значения являются так называемыми расчетными.

Кроме того, по измерениям PMU можно вычислить ПИ перетоков мощности. Например, ПИ перетоков мощности в начале линии $P_{ij}^{ПИ}$ может быть вычислено как:

$$P_{ij}^{ПИ} = \sqrt{3}\cdot I_{ij_{PMU}} U_{i_{PMU}} \cos\left(\delta_{ijPMU}\right),$$

$$Q_{ij}^{ПИ} = \sqrt{3} I_{ij_{PMU}} U_{i_{PMU}} \sin\left(\delta_{ijPMU}\right),$$

где $I_{ij_{PMU}}$ – ток ветви ij, $U_{i_{PMU}}$ - напряжение узла i, $\delta_{ijPMU}$ =($\delta_i$- $\delta_j$)- угол между векторами напряжений узлов ij.

Исходной информацией для задачи ОС являются измерения SCADA и PMU, расчетные PMU и ПИ перетоков мощности. Точности измерений расчетных PMU практически равняются точностям измерений физического PMU. Точность ПИ перетоков существенно выше, чем точность телеизмерений в SCADA. Это связано с высокой точностью измерений PMU. Метод контрольных уравнений, используя измерения PMU, позволяет также проверить качество SCADA-измерений.

Например, при установке PMU в одном отдельно взятом узле, каждое PMU, установленное в узле, может обеспечить измерение модуля и фазы

напряжения в этом узле, и модуля и фазы токов в отходящих линиях. Независимые измерения векторов напряжения в одном узле можно использовать для достоверизации этих измерений. [1, 2].

Итерационные методы хорошо работали для оценивания состояния, но эти методы требуют первоначального приближения и могут столкнуться с проблемами сходимости, если первоначальное приближение слишком далеко от фактического состояния системы.

Большая размерность схем, сложность и необходимость высокого быстродействия требует разработки и применения специальных алгоритмов и вычислительных процедур для ОС.

Традиционные методы оценивания состояния не удовлетворяют требованиям по скорости. PMU-измерения выполняются с высокой частотой дискретизации, поэтому представляется возможность оценивания состояния отдельных объектов ЭЭС (электрических станций, подстанций, районов электрической сети) в "темпе процесса" с очень высокой точностью.

Линейное оценивание состояния ЭЭС по PMU-измерениям выполняется за одну итерацию [6].

При этом вектор-состояний и вектор-измерений равны:

$$x = \begin{bmatrix} \dot{U}_i = U_i' + j \cdot U_i'' \\ \dot{U}_j = U_j' + j \cdot U_j'' \end{bmatrix}, \qquad \bar{y} = \begin{bmatrix} \dot{U}_i = U_i' + j \cdot U_i'' \\ \dot{U}_j = U_j' + j \cdot U_j'' \\ \dot{I}_{ij} = I_{ij}' + j \cdot I_{ij}'' \\ \dot{I}_{ji} = I_{ji}' + j \cdot I_{ji}'' \end{bmatrix},$$

соответственно.

Вектор измерений связан с вектором состояния ЭЭС как:

$$\bar{y} = H \cdot x,$$

где

$$H = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \\ \dot{Y}_{ij} + \dot{Y}_{i0} & -\dot{Y}_{ij} \\ -\dot{Y}_{ij} & \dot{Y}_{ij} + \dot{Y}_{j0} \end{bmatrix}$$

матрица Якоби.

Линейный вектор состояния вычисляется как [4,6]:

$$x = \left[H^T R^{-1} H\right]^{-1} \left[H^T R^{-1}\right] \cdot z.$$

### 3. Оценка состояния, основанная на методе релинеаризации

Рассмотренный подход ОС, основан на методе релинеаризации Кипниса-Шамира [7]. В этом способе уравнения измерения, которые представляют собой величину напряжения в узле линии электропередачи и

уравнения задающей мощности узла, формулируются с использованием прямоугольных координат напряжений на шине. При такой формулировке нелинейные уравнения измерений становятся квадратичными полиномами напряжения [8]. Затем метод использует два преобразования исходной системы в систему большей размерности для решения квадратичных переменных безытерационным способом. При точных измерениях этот метод дает те же результаты, что и метод взвешенных наименьших квадратов.

Исходные данные, необходимые для метода - это топология системы, информация о параметрах режима и измерения из системы.

Если параметры линии электропередачи выражены с использованием П-модели, и измерения представляют собой модули напряжения и линейные потоки, то уравнения измерения имеют вид [8,9]:

$$U_i^2 = U_{iR}^2 + U_{Ii}^2; \qquad U_j^2 = U_{jR}^2 + U_{ji}^2;$$
$$P_{ij} = g_{ij}\left(U_{iR}^2 + U_{Ii}^2 - U_{iR}U_{jR} - U_{iI}U_{jI}\right) + b_{ij}\left(U_{iI}U_{jR} - U_{iR}U_{jI}\right);$$
$$Q_{ij} = b_{ij}\left(U_{iR}^2 + U_{Ii}^2 - U_{iR}U_{jR} - U_{iI}U_{jI}\right) + g_{ij}\left(U_{iR}U_{jI} - U_{iI}U_{jR}\right) + b_s U_i^2;$$
$$g_{ij} = \frac{R_{ij}}{Z_{ij}^2},\ b_{ij} = \frac{X_{ij}}{Z_{ij}^2}; \qquad Z_{ij}^2 = R_{ij}^2 + X_{ij}^2;$$

где i – узел отправки, j – узел приема активной мощности, $R_{ij}$, $X_{ij}$, $b_s$ – активное сопротивление линии, реактивное сопротивление и проводимость на землю, соответственно.

Уравнения узловых мощностей составляются путем сложения всех уравнений линейных потоков, которые выходят из узла, плюс мощность, протекающая в любую внешнюю активную проводимость G или реактивную проводимость B, подключенную к узлу (например, шунтирующий конденсатор или реактор).

$$P_i = \sum P_{ij} + G_i U_i^2, Q_i = \sum Q_{ij} + B_i U_i^2.$$

где j - множество узлов, подключенных к узлу i.

Поскольку эти уравнения являются линейными относительно квадратичных членов напряжения ($U_{iR}^2$; $U_{iI}^2$; $U_{iR}U_{jR}$ и т. д.), их можно представить в матричной форме:

$$A_\xi \xi = C.$$

где C - вектор измеренных значений, ξ- вектор квадратичных переменных напряжения, а $A_\xi$ - матрица коэффициентов для ξ. Вектор ξ состоит из квадратичных переменных действительной и мнимой частей напряжений, которые обозначены $x_i x_j$, где индексы i и j не связаны с номерами узлов.

**4. Первое преобразование переменных**

Выполняется преобразование переменных, и система $A_\xi \xi = C$ переставляется в виде:

$$[A\ B]\begin{bmatrix} Y \\ Z \end{bmatrix} = C.$$

где A - содержит линейно независимые столбцы $A_\xi$, а B содержит остальные столбцы $A_\xi$, Y - вектор элементов ξ, соответствующих A, и Z - вектор элементов, соответствующих B.

Квадратичные переменные $x_i x_j$ в Y обозначим как $y_1$; $y_2$; , , , ; $y_{Ny}$, а через $N_y$ обозначим общее количество переменных Y. Квадратичные переменные $x_i x_j$ в Z обозначим как $z_1$; $z_2$; , , , ;$z_{Nz}$ в порядке а через $N_z$ - общее количество Z-переменных.

Кроме того, все квадратичные переменные, содержащие мнимый компонент балансирующего узла и соответствующие им столбцы матрицы, исключаются из системы, так как в балансирующем узле задана нулевая мнимая составляющая.

В переставленной системе переменные Y теперь могут быть выражены через переменные Z и значения измерений C [8]:

$$\begin{aligned} Y &= d + D \cdot Z \\ d &= (A^T A)^{-1} A^T C \\ D &= -(A^T A)^{-1} A^T B \end{aligned} .$$

Система принимает нижеследующий вид:

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_{Ny} \\ z_1 \\ \vdots \\ Z_{Nz} \end{bmatrix} = E \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ z_1 \\ \vdots \\ Z_{Nz} \end{bmatrix}.$$

где новая матрица E формируется путем объединения d и D с последующим добавлением нулевого столбца и единичной матрицы I размера $N_z$.

$$E = \begin{bmatrix} d & D \\ 0 & \\ \vdots & I \\ 0 & \end{bmatrix} .$$

В этой матрице d является единственной частью E, которая зависит от измеренных значений C. Следует отметить, что A и B определяются топологией и параметрами системы, и, следовательно, D и, соответственно, единичная матрица опускается ниже нее. Это означает, что до

тех пор, пока топологическая система остается неизменной, необходимо только пересчитывать d, когда поступает новая серия измерений и оставшиеся части E могут быть взяты из предыдущих вычислений.

## 5. Второе преобразование переменных

На этом этапе формируются комбинации парных произведений квадратичных переменных по определенным правилам. Правильные парные произведения соответствуют условию:

$s_{ij}s_{pq} = (x_ix_j)(x_px_q) = (x_ix_p)(x_jx_q) = s_{ip}s_{jq}$ .

Эти соотношения парных произведений используются, чтобы наложить дополнительные ограничения на неизвестные, таким образом, что может быть получено правильное решение. Для парных произведений, чтобы быть действительными, $s_{ij}$ и $s_{pq}$ должны существовать среди набора квадратичных переменных Y и Z, и $s_{ij}$ и $s_{pq}$ не могут быть той же самой парой как $s_{ip}$ и $s_{jq}$. Для каждого правильного парного произведения можно сгенерировать одно уравнение в виде: $s_{ij}s_{pq}$-$s_{ip}s_0$. Более подробно с этим можно ознакомиться в [8].

## 6. Моделирование

Моделирование было произведено на линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 500 кВ, длиной 350 км. (см. рис.1). В [10] моделирование режима такой линии выполнено с использованием уравнений линии с распределенными параметрами.

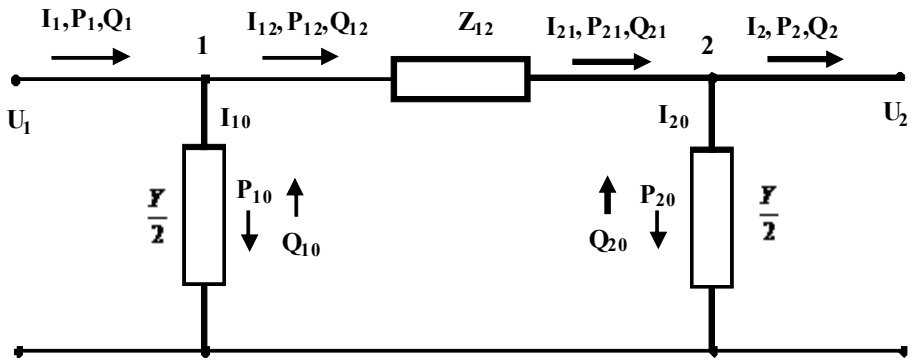



Рис. 1 – Двух узловая П-образная схема ЛЭП.

Для этого примера величины напряжений в обоих узлах известны. Измерения потока активной (P) и реактивной (Q) мощности от узла 1 к узлу 2 получается из четырех уравнений измерения. Узел 1 устанавливается в качестве балансирующего, и, следовательно, мнимая компонента его напряжения становится равной 0, в результате чего три неизвестных компонента напряжения должны быть определены из четырех уравнений измерений.

Параметры ВЛ в относительных единицах R = 0.0046; X = 0.04186; g =0.014; b = 3.2.

Измерения равны: $U_1$ = 520.06 кВ (1.042 о.е.); $U_2$ = 490 кВ; $P_{12}$ = 935.18 МВт; $Q_{12}$ =80.07 МВАр.

Результаты расчета установившегося режима 2-х узловой схемы представлены в таблицах 1, 2.

Таблица 1. Результаты расчета установившегося режима ЛЭП по узлам

| Узел | Напряжение, в о.е. | Угол, град | Генерация | | Нагрузка | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | P, МВт | Q, МВар | P, МВт | Q, МВар | |
| 1 | 1.042 | 0 | 935.18 | 80.07 | 0 | 0 | |
| 2 | 0.973 | -22.64 | 0 | 0 | 900 | 50 | |

Таблица 2. Результаты расчета установившегося режима ЛЭП по ветвям

| Ветвь | От узла | К узлу | Поток мощности от узла 1 | | Поток мощности к узлу 2 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | P, МВт | Q, МВар | P, МВт | Q, МВар |
| 1 | 1 | 2 | 935.18 | 80.07 | -900.00 | -50.00 |

Потери мощности составляют 35.184 МВт, 362.76 МВар.

Матрица узловых проводимостей равна:

$$Y = \begin{pmatrix} 2.30242 - 22.031152i & -2.29542 + 23.66652i \\ -2.29542 + 23.66652i & 2.30242 - 22.03152i \end{pmatrix}.$$

Формирование матриц измерений и коэффициентов C, A, B, d, D:

$$C := \begin{pmatrix} 1.08576 \\ 0.94673 \\ 9.3518 \\ -0.8007 \end{pmatrix}, \quad B := \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix},$$

$$A := \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ Y1R11 & 0 & YR12 & -YI12 \\ -YI11 & 0 & -YI21 & YR22 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 2.99542 & 0 & -2.2954 & -23.6665 \\ 22.03152 & 0 & -23.6665 & 2.99542 \end{pmatrix},$$

$$D := -\left(A^T \cdot A\right)^{-1} \cdot A^T \cdot B = \begin{pmatrix} 0 \\ -1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}, \quad d := -\left(A^T \cdot A\right)^{-1} \cdot A^T \cdot C = \begin{pmatrix} 1.08576 \\ 0.94673 \\ 0.93285 \\ -0.3482 \end{pmatrix}$$

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 2.99542 & 0 & -2.2954 & -23.6665 \\ 22.03152 & 0 & -23.6665 & 2.995424 \end{pmatrix} \cdot \mathrm{Ynev} = \mathrm{C} - \mathrm{B}_2 .$$

Тогда решение системы уравнений представляется как:

$$\mathrm{Ynev} = \begin{pmatrix} 1.08576 \\ 0.94673 \\ 0.93285 \\ -0.3482 \end{pmatrix}.$$

Далее решаются системы нижеследующих уравнений для нахождения t: $t=\begin{pmatrix} 1 \\ z_1 \\ z_1 \\ (z_1)^2 \end{pmatrix}$,

$$At1 \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ z_1 \\ z_1 \\ (z_1)^2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix},\ At1 := Find(At1) = \begin{pmatrix} 0.15749 & 0 & -1.17888 & 0 \\ 0.15749 & 0 & -1.17888 & 0 \end{pmatrix}.$$

Из элементов этой матрицы составляются матрицы к и $A_t$, где k - первый столбец $\mathrm{At}1$ t, а At содержит оставшиеся столбцы:

$$\mathrm{k} = \begin{pmatrix} 0.15749 \\ -015749 \end{pmatrix},\ \mathrm{At} = \begin{pmatrix} -1.17888 \\ 1.17888 \end{pmatrix},$$

для решения системы $\mathrm{At} = \mathrm{k}$, из которой можно найти t и соответственно:

$z_1$=0.13359 ,$t_1$=0.13359.

Переходя к исходным обозначениям получаем:

$$\mathrm{xSE}_1 := \sqrt{\mathrm{ynev}_1} = 1.042,\ \mathrm{xSE}_3 := \delta 1 = 0,$$

$$\mathrm{xSE}_2 := \sqrt{\mathrm{ynev}_2} = 0.9014,\ \mathrm{xSE}_4 := \sqrt{z_1} = -0.3655 .$$

**Заключение**

Преимущество ОС на основе метода релинеаризации в том, что этот метод лишен недостатков проблемы сходимости.

По сравнению с традиционными взвешенными методами наименьших квадратов безнеитеративный метод требует большего количества измерений для наблюдаемости, потому что безитеративный метод пытается вычислить решение, в то время как метод наименьших квадратов повторяется в направлении решения.

Приведены результаты применения метода на линии электропередачи напряжением 500 кВ.

**Литература**

1. Schweppe F.C., Wildes J. Power system static state estimation. Part 1: exact model // IEEE Trans. On Power Systems, 1970, №1, pp.120-125.
2. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976, 220 с.
3. ГаммА.З., ГерасимовЛ.Н., Голуб И.И. и др. Оценивание состояния в электроэнергетике / Под редакцией Ю.Н. Руденко. М.: Наука, 1983, 320 с.
4. Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Колосок И.Н., Коркина Е.С. Развитие алгоритмов оценивания состояния электроэнергетической системы // Электричество, 2009, № 6, с.2-9.
5. PhadkeA.G. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview.// IEEE PES Transmission and Distribution Conference. 2002, vol. 1, pp. 476-479
6. PhadkeA.G.and J. S. Thorp. Synchronized Phasor Measurements and Their Aplication / A.G. Phadke and J. S. Thorp. Springer Science + Business Media, 2008.
7. Kipnis A., Shamir A. Cryptanalysis of the HFE public key cryptosystem / In: Proceedings of Crypto ’99. Santa Barbara (CA); 1999, pp. 19–30.
8. Fardanesh B. Method and systems for power systems analysis: a non-iterative state solver/estimator for power systems operation and control. U.S. Patent 20 050 160 12; January 31, 2012.
9. Jiang X.T. Power system state estimation using a non-iterative direct state calculation method. Presented at CURENT annual site visit and industry conference, Knoxville, TN; 2013.
10. Balametov A., Halilov E., Isayeva T. On the increasing of accuracy of power transmission lines modes mathematical modeling / In Proceedings of the 6th International Conference on Control and Optimization with industrial Applications/ Baku, Azerbaijan, pp. 98-101.

УДК 621.316:681.3

# СОСТАВЛЯЮЩИЕ НАДЕЖНОСТИ ИНФОРМАЦИОННОЙ СЕТИ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМОВ

Успенский[1] М.И.

**Аннотация**

Управление режимами электроэнергетической системы (ЭЭС) в настоящее время может выполняться с использованием системы мониторинга переходных режимов (СМПР). Ее основу составляют устройства сбора векторной информации (УСВИ), связанные информационной сетью, покрывающей значительную территорию. Надежность функционирования такой сети во многом определяет правильную работу всей системы мониторинга. Для оценки ее надежности последнюю удобно разложить на четыре составляющие: аппаратную или техническую надежность, надежность трафика, программную надежность, противостояние внешнему отрицательному воздействию на передаваемую информацию, и рассмотреть каждую из них самостоятельно. В данной работе основное внимание уделено оценке надежности первых трех составляющих надежности информационной сети.

**Ключевые слова:** система мониторинга переходных режимов, локальная информационная сеть, надежность и готовность аппаратного и программного обеспечения, готовность трафика.

## Введение

Потребность в правильной оценке состояния электроэнергетической системы (ЭЭС) привела к созданию иерархической системы мониторинга переходных режимов (СМПР). В ее основе заложена измерительная технология фазоров (фазовых векторов), на устройствах сбора векторной информации (УСВИ) по сигналу глобальных навигационных систем, обеспечивающему одновременность измерения фазоров [1]. СМПР включает измерительные трансформаторы, УСВИ, концентраторы данных векторных измерений (КДВИ) и оборудование локальной информационной сети (ЛИС). Она позволяет контролировать поведение ЭЭС путем непрерывных наблюдений за системными событиями. Надежность функционирования СМПР определяется надежностью каждого из элементов системы мониторинга.

В статье рассмотрены структуры сетей СМПР, предложена оценка их надежности на основе звеньев сети. Отказ сети определяется потерей терминальной связи, причем в это понятие входит не только отсутствие

[1] Институт социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра УрО РАН, Сыктывкар, Россия, e-mail: uspensky@energy.komisc.ru

такой связи, но и искажение передаваемой информации. Тогда надежность сети включает четыре составляющих, а именно: 1) аппаратную или техническую надежность, связанную с отказом (разрушением) элементов канала передачи или целостностью линий связи, 2) надежность трафика, определяемую временной потерей или искажением данных без отказа элемента канала передачи, 3) программную надежность из-за ошибок при разработке программ исполнения обмена, и 4) противостояние внешнему целенаправленному воздействию на передаваемую информацию. Здесь внимание уделено первым трем составляющим надежности информационной сети СМПР. Приведен пример приложения оценки готовности сети 10-узловой электроэнергетической системы [2] по рассматриваемым позициям. В качестве носителей в примере приняты оптоволокно или высокочастотные каналы по линиям электропередачи.

**Аппаратная часть сети СМПР**

Аппаратную часть сети СМПР составляют связи сети, электроника УСВИ и КДВИ. Поскольку работа блоков центрального процессора и коммуникационного интерфейса КДВИ при дублировании подобна работе этих элементов в УСВИ, то воспользуемся оценкой надежности этих блоков в [3], полученной из системы Марковских уравнений вероятностей состояния, с учетом разных длин основного и резервного каналов связи. Тогда готовность звена связи сети из дублируемого источника информации (СМПР, КВДИ или, при необходимости, промежуточного усилителя) и линий канала связи можно определить как:

$$Г_{зв.св} = Г_{КВДИ} \cdot Г_{св.}, \quad (1)$$

где

$$Г_{КВДИ} = \frac{\mu_{\text{КВДИ}}^2}{(\mu_{\text{КВДИ}}+\lambda_{\text{КВДИ}})^2}, \quad (2)$$

$$Г_{св.} = \frac{\mu_{\text{ло}}\mu_{\text{лр}}}{(\mu_{\text{ло}}+\lambda_{\text{ло}})(\mu_{\text{лр}}+\lambda_{\text{лр}})}. \quad (3)$$

Здесь $Г_{КВДИ}$ – готовность дублируемого источника информации, $\lambda_{\text{КВДИ}}$ и $\mu_{\text{КВДИ}}$ – интенсивности отказа и восстановления источника, соответственно. Сюда же следует отнести и физическую готовность носителей информации (витой пары, оптоволокна, высокочастотного канала), каждый элемент которого характеризуется длиной $l_i$, удельной интенсивностью отказов основной – $\lambda_{\text{ло}}$ и резервной – $\lambda_{\text{лр}}$ и средним временем восстановления основной – $r_{\text{ло}}$ и резервной – $r_{\text{лр}}$ линий на единицу длины. Поскольку показатели надежности коммуникационных линий $\lambda_{лин.}$ и $r_{лин.}$ примерно линейно зависят от длины связи, а $\mu_{лин.} = 1/r_{лин.}$, то вероятность работоспособного состояния элемента носителя информации (готовность связи звена $i$) несложно оценить как:

$$Г_{св.зв..i} = \frac{\mu_{\text{лин}.i}}{\mu_{\text{лин}.i}+\lambda_{\text{лин}.i}} = \frac{1/(r_{\text{лин},i}\cdot l_i)}{1/(r_{\text{лин},i}\cdot l_i)+\lambda_{\text{лин},i}\cdot l_i} = \frac{1}{\lambda_{\text{лин},i}\cdot r_{\text{лин},i}\cdot l_i^2+1}\ . \quad (4)$$

Следует заметить, что $r_{лин.}$ включает две составляющие: переменную поиска нарушения, зависящую от расстояния, и постоянную, связанную с

восстановлением. Но поскольку вторая составляющая имеет небольшие значения, мы ею пренебрегаем. Следовательно, готовность коммуникационной линии обратно пропорциональна квадрату ее длины. В отличие от дублирования в электронике, где резервное устройство обычно повторяет основное, дублирование носителей информации чаще всего обеспечивается элементами различных показателей надежности. Это связано с тем, что в нормальном режиме связь обеспечивается по наикратчайшей линии в сети коммуникации, а в случае режима резервирования информация идет по оставшейся в сети связи, которая может быть существенно длиннее основной. При этом подход к решению такой задачи тот же, что и при дублировании электронных блоков (2), только с учетом разных значений $\lambda_j$ и $\mu_j$ для *j*-ой связи (3).

Алгоритм такого расчета следующий. После задания исходных данных по известным длинам звеньев информационных каналов и необходимых параметров надежности составляется таблица участия звеньев в формировании основного и резервных каналов (см. ниже пример табл. 1). Далее вычисляются характеристики надежности звеньев ($\lambda_j$, $\mu_j$ и $Г_j$ для *j*-ого звена), определяются эти же параметры для основного и резервных каналов обмена информацией и рассчитываются готовности и характеристики каналов с резервированием. При этом все изменения в конфигурации сети определяются исходными данными и таблицей участия звеньев. Расчетная часть остается без изменений.

Таблица 1. Маршруты основных и резервных каналов обмена информацией

| Узел- источник | Основной канал | Резервный канал |
|---|---|---|
| 1 | 1-7-4 | 1-9-8-6-4 |
| 2 | 2-7-4 | 2-9-7-4 |
| 3 | 3-4 | 3-5-4 |
| 5 | 5-4 | 5-6-4 |
| 6 | 6-4 | 6-5-4 |
| 7 | 7-4 | 7-6-4 |
| 8 | 8-6-4 | 8-9-7-4 |
| 9 | 9-7-4 | 9-8-6-4 |
| 10 | 10-2-7-4 | - |

Показатели аппаратной надежности для тестовой ЭЭС получены для схемы информационной сети на рис.1 и приведены в работе [4].

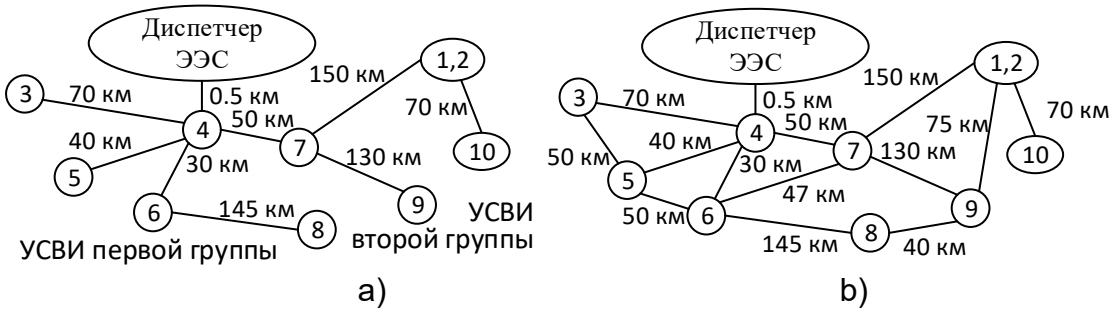



Рис. 1 – Каналы обмена информацией:
a) без резервирования, b) с резервированием.

Здесь только отметим, что при сложной сети информационных связей можно найти резервную связь от узла сервера до узла источника, минуя отказавшую связь. Для этого используем алгоритм поиска сначала вглубь, а затем вширь, как предложено в работе [5]. Он позволяет с учетом отказавших связей найти резервный путь, если такой существует, либо предупредить об его отсутствии. При поиске строится колонка “Резервный канал” табл. 1 и затем производится оценка аппаратной надежности найденного пути. Эти резервные пути запоминаются в табл. 1 в порядке снижения надежности. Подобная операция выполняется в процессе построения сети. В реальном режиме при необходимости используется резервный канал с рабочими связями и наивысшей готовностью.

**Надежность трафика**

Надежность трафика заключается в передаче информации своевременно, без потерь и искажений, связанных с загрузкой канала обмена. Потери из-за трафика связаны с недопустимой задержкой или потерей части информации по причине перегрузки канала информации, но не связаны с отказом элементов устройств этого канала, что учтено в аппаратной надежности. Следовательно, надежность трафика определяется выбором пропускной способности с учетом задержки передаваемой информации.

Кадр информации от узла генерации или линии электропередачи, формируемый каждым УСВИ, объединяет 9 измерений векторов: 3 тока и 3 напряжения (величина и фаза), 3 мощности (активная и реактивная составляющие); 2 аналоговые величины: ток и напряжение возбуждения генератора; состояние устройства СВИ и состояние коммутирующих элементов. Кроме того, пакет передачи включает частоту и скорость ее изменения, метку времени и обвязку для взаимодействия с информационной сетью в стандарте С.37.118-2011. Структура кадра с данными приведена в табл. 2.

Таблица 2. Структура кадра С.37.118-2011

| **Поле** | **Размер** |
|---|---|
| Синхронизирующий байт (SYNC) | 2 байта |
| Число байт фрейма (FRAMESIZE) | 2 байта |
| Идентификатор PMU (IDCODE) | 2 байта |
| Секунды отсчета (SOC) | 4 байта |
| Доля секунды/флаг качества (FRACSEC) | 4 байта |
| Флаг состояния (STAT) | 2 байта |
| Векторы (PHASORS) | $8*n$ байт (с плавающей запятой) |
| Частота (FREQ) | 4 байта (с плавающей запятой) |
| Скорость изменения частоты (DFREQ) | 4 байта (с плавающей запятой) |
| Аналоговые данные (ANALOG) | $8*m$ байт (с плавающей запятой) |
| Цифровые данные (DIGITAL) | $2*l$ байт (дискретные значения) |
| Циклическая проверка избыточности (CHK) | 2 байта |

*l* – число источников дискретной информации; *m* – число источников аналоговой информации; *n* – синхронизированные векторы (величина и фаза).

Тогда объем информации от одного УСВИ занимает $b_и=8*9+2*8+2+2=92$

байта. Объем дополнительной информации на кадр одного узла составляет $b_к$ = 6 + 8 + 8 + 2 = 24 байта. В зависимости от числа УСВИ – источников измерительной информации, и передаваемых измерений в секунду объем пакета часто лежит в пределах 100 – 400 байт. Приблизительная пропускная способность канала в кбит/с в зависимости от числа устройств-источников и скорости выборки с учетом запаса в 10% приведена в табл. 3, [6]. При этом 1кбит = 1024 бита.

Задержка информации связана как с типом канала обмена, так и с временем разгрузки его приемного буфера. Доставка пакета приемнику требует затрат времени $T_д$, которое, в общем случае, определяется временем распространения сигнала $T_{рс}$, временем передачи пакета по линии связи $T_{пп}$ и временем ожидания пакета в очереди в узле связи $T_{ож.}$

Таблица 3. Требуемая пропускная способность канала, кбит/с

| Измерений в секунду | Количество устройств | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 2 | 10 | 40 | 100 |
| 25 | 50 | 249 | 997 | 2392 |
| 50 | 100 | 499 | 1994 | 4984 |
| 100 | 200 | 997 | 3988 | 9969 |

$$T_д = T_{рс} + T_{пп} + T_{ож}. \quad (5)$$

Время распространения сигнала $T_{рс}$ в большинстве систем связи определяется временем распространения электрического (электромагнитного поля) или оптического сигнала. Задержка импульса в оптоволокне (3.5···5)$*l$ (нс) [7], а в медном проводе 5$*l$ (мкс) [8], где $l$ – длина канала в км.

Время передачи пакета $T_{пп}$ зависит от скорости передачи данных по линии связи $v_п$ (кбит/с) и объема или длины пакета $L_п$ (кбит):

$$T_{пп} = L_п / v_п. \quad (6)$$

Очевидно, что скорость распространения зависит только от материала канала, следовательно, время распространения по каналу постоянно. Время передачи зависит только от длины пакета.

Основной задачей при проектировании сети передачи данных является обеспечение баланса между трафиком (потоком заявок $\lambda$, в нашем случае частота измерений), объемом ресурсов сети (пропускной способностью) и качеством предоставления услуги (потоком обслуживания $\mu$, параметр обработки запроса). При решении такой задачи рассматриваются два уровня модели взаимодействия открытых систем (ВОС): сетевой и канальный.

*Сетевой уровень.* На сетевом уровне рассматриваются маршруты пропуска трафика в сети. Для этого сеть связи удобно описать моделью графа [9] (в данном случае неориентированного), в которой узлы сети (маршрутизаторы) соответствуют вершинам графа, а линии связи дугам

графа. Время передачи к узлу-приемнику - это время, которое пакет проводит в линии сети. Это время в определенной степени случайно.

Интенсивность нагрузки на дуги графа сети $\rho_{ij}$, определяемая отношением $\lambda_i/\mu_j$ интенсивности потока заявок от узла-источника информации *i* к интенсивности потока обслуживания узлом-приемником *j,* зависит от количества устройств и объема информации от каждого устройства. В нашем случае интенсивность потока заявок определяется частотой измерений параметров в узлах энергосистемы: $\lambda = f_{\text{изм.}} = \frac{1}{T_{\text{изм.}}}$, интенсивность потока обслуживания – величиной, обратной времени доставки пакета: $\mu = \frac{1}{T_{\text{д}}} = \frac{1}{L_{\text{п}}/v_{\text{п}}+T_{\text{рс}}}$, и поскольку это время в нашем случае меньше периода заявки, то $T_{\text{ож}}$ = 0. Иначе произойдет потеря информации. С другой стороны, электроника приемника создает дополнительную задержку $T_{\text{эл}}$ в среднем примерно 5 мкс. Тогда:

$$\rho_{ij} = \frac{L_{\text{п}}/v_{\text{п}}+T_{\text{рс}}+T_{\text{эл}}}{T_{\text{изм.}}}\,. \tag{7}$$

*Канальный уровень.* На данном уровне требуется оценить необходимую пропускную способность линий связи между узлами сети. В общем случае, для оценки вероятности потерь может быть использована приближенная формула [10]:

$$q_{ij} = \frac{1-\rho_{ij}}{1-\rho_{ij}^{N_j+1}}\rho_{ij}^{N_j}, \tag{8}$$

где $N_j$ – число секций накопителя приемника *j*; $\rho_{ij}$ – интенсивность нагрузки линии *ij*. Отсутствие потерь при этом определится как:

$$p_{ij} = 1 - q_{ij}. \tag{9}$$

Понятно, что такая оценка соответствует одной информационной линии, связывающей два узла. С учетом последовательности включения линий связи двух узлов, проходящей через промежуточные узлы, общая оценка вероятности потери информации определится как:

$$P_{\Sigma} = \prod_{ij} p_{ij}. \tag{10}$$

Оценим информационные каналы СМПР для 10-узловой тестовой электроэнергетической системы, приведенной подробно в [2]. Карта информационных связей с масштабом расстояний представлена в [4], а схема информационных связей выше на рис. 1. Все информационные связи выполнены оптоволокном с задержкой распространения $T_{\text{рс}}$ = 5 нс. Задержка электроники $T_{\text{эл}}$ = 5мкс. Скорость передачи $v_{\text{п}}$ = 1 Мбит/с = =1048576 бит/с [11]. Частота передачи измерений 10 Гц или $T_{\text{изм.}}$ = 0.1 с. Поскольку диспетчерский центр определен в узле 4 системы, то маршруты информации в нормальном и режиме отказа одной из линий передачи информации даны в табл. 1, причем последняя графа показывает связь узла-источника с узлом 4 при отказе одной из составляющих связей обходными путями. Отметим, что отказ связи 10-2 приводит к полной потере обмена информацией с узлом 10. Исходные данные для расчетов –

в табл. 4. Здесь в третьем и четвертом столбце $b_и$ и $b_к$ число байт, связанных непосредственно с соответствующей линией, а $\Sigma b^н$ и $\Sigma b^а$ – группы байт, включая промежуточные пакеты для рассматриваемой связи, как в нормальном, так и в аварийном режиме, связанном с отказом одной из линий. Число секций накопителя *N* определено по максимуму кадров в нормальном режиме и равно 5.

Таблица 4. Исходные данные по информационной сети.

| Связь | l, км | $b_и$ | $b_к$ | $\sum b_и^н$ | $\sum b_к^н$ | $\sum b_и^а$ | $\sum b_к^а$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1-7 | 150 | 2 | 1 | 2 | 1 | 5 | 3 |
| 2-9 | 75 | 2 | 1 | 3 | 2 | 5 | 3 |
| 10-2 | 70 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 3-4 | 70 | 6 | 2 | 6 | 2 | 6 | 2 |
| 3-5 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 2 |
| 9-7 | 130 | 1 | 1 | 4 | 3 | 6 | 4 |
| 9-8 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 6 | 4 |
| 8-6 | 145 | 1 | 1 | 1 | 1 | 7 | 5 |
| 7-4 | 50 | 1 | 1 | 7 | 5 | 7 | 5 |
| 6-5 | 50 | 1 | 1 | 0 | 0 | 7 | 3 |
| 6-4 | 30 | 6 | 2 | 7 | 3 | 13 | 7 |
| 5-4 | 40 | 1 | 1 | 1 | 1 | 8 | 4 |
| 7-6 | 50 | 6 | 2 | 0 | 0 | 7 | 5 |
| 2-7 | 150 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 3 |
| 1-9 | 75 | 0 | 0 | 0 | 0 | 5 | 3 |

Результаты моделирования приведены в табл. 5 и 6, из которых видно, что при вычисленных нагрузках вероятность потери информации очень низкая. Зависимость вероятности потери информации от интенсивности нагрузки *ρ* рассмотрим на примере связи 7-4 при остальных тех же условиях.

Таблица 5. Нагрузки и вероятности $q_{ij}$ отсутствия потери информации отдельной связи

| Связь | $\rho_{ij}^н$ | $q_{ij}^н$ | $\rho_{ij}^а$ | $q_{ij}^а$ | Связь | $\rho_{ij}^н$ | $q_{ij}^н$ | $\rho_{ij}^а$ | $q_{ij}^а$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1-7 | 0.01593 | 1.008E-09 | 0.04065 | 1.0643E-07 | 7-4 | 0.05834 | 6.364E-07 | 0.05834 | 6.3645E-07 |
| 2-9 | 0.02477 | 9.099E-09 | 0.04064 | 1.0638E-07 | 6-5 | – | – | 0,05468 | 4.6204E-07 |
| 10-2 | 0.00890 | 5.545E-11 | 0.00890 | 5.5455E-11 | 6-4 | 0.05468 | 4.619E-07 | 0.10412 | 1.0961E-05 |
| 3-4 | 0.04583 | 1.929E-07 | 0.04580 | 1.9296E-07 | 5-4 | 0.00890 | 5.541E-11 | 0.06353 | 9.6904E-07 |
| 3-5 | – | – | 0.04583 | 1.9289E-07 | 7-6 | – | – | 0,05834 | 6.3644E-07 |
| 9-7 | 0.03363 | 4.154E-08 | 0.04949 | 2.8233E-07 | 2-7 | – | – | 0,04065 | 1.0649E-07 |
| 9-8 | – | – | 0,04949 | 2.8221E-07 | 1-9 | – | – | 0,04064 | 1.0638E-07 |
| 8-6 | 0.00891 | 5.557E-11 | 0.05835 | 6.3671E-07 | | | | | |

На этом же примере рассмотрим влияние *N*, табл. 7. Понятно, что при *N* = 0 вероятность потери информации равна 1, поскольку ее просто некуда принимать. С ростом *N* значение *q* довольно круто падает, обращаясь практически в ноль уже при *N* = 10. Также очевидно, что чем больше интенсивность нагрузки $\rho$, тем больше вероятность потери информации *q*, причем возрастание идет довольно быстро, требуя увеличения числа секций накопителя приемника *N.*

Таблица 6. Вероятности отсутствия потери информации маршрута

| Маршрут | $Q^{н}_{\Sigma м}$ | Маршрут | $Q^{н}_{\Sigma м}$ | Маршрут | $Q^{а}_{\Sigma м}$ | Маршрут | $Q^{а}_{\Sigma м}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1-7-4 | 6,37E-07 | 7-4 | 6,36E-07 | 1-9-8-6-4 | 1,199E-05 | 7-6-4 | 1,16E-05 |
| 2-9-7-4 | 6,87E-07 | 8-6-4 | 4,62E-07 | 2-7-4 | 7,429E-07 | 8-9-7-4 | 1,201E-06 |
| 3-4 | 1,93E-07 | 9-7-4 | 6,78E-07 | 3-5-4 | 1,162E-06 | 9-8-6-4 | 1,188E-05 |
| 5-4 | 5,54E-11 | 10-2-7-4 | 6,37E-07 | 5-6-4 | 1,142E-05 | – | – |
| 6-4 | 4,62E-07 | | | 6-5-4 | 1,431E-06 | | |

Таблица 7. Влияние интенсивности нагрузки и числа секций на вероятность потери информации *q* и безошибочной работы *p* связи 7-4

| № | *ρ* | *N* | *p* | *q* | № | *ρ* | *N* | *p* | q |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | | 0 | 0 | 1 | 5 | | 7 | 0.9998469 | 0.0001531 |
| 2 | | 1 | 0.99009901 | 0.00990099 | 6 | 0.3 | 10 | 0.999995867 | 4.13344E-06 |
| 3 | | 3 | 0.99999901 | 9.9E-07 | 7 | | 100 | 1 | 0 |
| 4 | 0.01 | 5 | 1 | 9.9E-11 | 1 | | 0 | 0 | 1 |
| 5 | | 7 | 1 | 9.88098E-15 | 2 | | 1 | 0.666666667 | 0.333333333 |
| 6 | | 10 | 1 | 0 | 3 | | 3 | 0.933333333 | 0.066666667 |
| 7 | | 100 | 1 | 0 | 4 | 0.5 | 5 | 0.984126984 | 0.015873016 |
| 1 | | 0 | 0 | 1 | 5 | | 7 | 0.996078431 | 0.003921569 |
| 2 | | 1 | 0.944874979 | 0.055125021 | 6 | | 10 | 0.99951148 | 0.00048852 |
| 3 | | 3 | 0.999813008 | 0.000186992 | 7 | | 100 | 1 | 0 |
| 4 | 0.058341 | 5 | 0.999999364 | 6.36452E-07 | 1 | | 0 | 0 | 1 |
| 5 | | 7 | 0.999999998 | 2.16628E-09 | 2 | | 1 | 0.588235294 | 0.411764706 |
| 6 | | 10 | 1 | 4.30211E-13 | 3 | | 3 | 0.864587446 | 0.135412554 |
| 7 | | 100 | 1 | 0 | 4 | 0.7 | 5 | 0.942856074 | 0.057143926 |
| 1 | | 0 | 0.000000000 | 1.000000000 | 5 | | 7 | 0.973782312 | 0.026217688 |
| 2 | | 1 | 0.909090909 | 0.090909090 | 6 | | 10 | 0.991354799 | 0.008645201 |
| 3 | | 3 | 0.999099909 | 0.000900090 | 7 | | 100 | 1 | 1.11022E-16 |
| 4 | 0.1 | 5 | 0.999990999 | 0.000009000 | 1 | | 0 | 0 | 1 |
| 5 | | 7 | 0.999999909 | 0.000000090 | 2 | | 1 | 0.500000025 | 0.499999975 |
| 6 | | 10 | 0.999999999 | 9.00007E-11 | 3 | | 3 | 0.750000038 | 0.249999962 |
| 7 | | 100 | 1.000000000 | 0.000000000 | 4 | 0.9999999 | 5 | 0.833333375 | 0.166666625 |
| 1 | | 0 | 0 | 1 | 5 | | 7 | 0.875000044 | 0.124999956 |
| 2 | 0.3 | 1 | 0.769230769 | 0.230769231 | 6 | | 10 | 0.909090955 | 0.090909045 |
| 3 | | 3 | 0.98094566 | 0.01905434 | 7 | | 100 | 0.990099059 | 0.009900941 |
| 4 | | 5 | 0.998297759 | 0.001702241 | | | | | |

**Отказ программного обеспечения**

Отказ программного обеспечения (ПО) связан с его несоответствием поставленным задачам. Существует множество определений программной ошибки. Наиболее приемлемым представляется определение [12]: *Надежность ПО – есть вероятность того, что программа какой-то период времени будет работать без сбоев с учетом степени их влияния на выходные результаты.* Частота появления ошибок из статистических данных, приведенная к 100% ошибок дана на рис. 2, причем позиция “Неполное или ошибочное задание” раскрыта более подробно.

ПО не подвержено износу и его надежность определяется только ошибками разработки. Таким образом, со временем этот показатель должен был бы возрастать, если коррекция выявленных ошибок не вносит новые ошибки.

| **Причина ошибки** | **Частота**, % |
|---|---|
| Отклонение от задания | 12 |
| Пренебрежение правилами программирования | 10 |
| Ошибочная выборка данных | 10 |
| Ошибочная логика или последовательность операций | 12 |
| Ошибочные арифметические операции | 9 |
| Нехватка времени для решения | 4 |
| Неправильная обработка прерываний | 4 |
| Неправильные константы или исходные данные | 3 |
| Неточная запись | 8 |
| Неполное или ошибочное задание | 28 |
| ⇓ | |
| *Ошибки в числовых значениях* | 12 |
| *Недостаточные требования к точности* | 4 |
| *Ошибочные символы или знаки* | 2 |
| *Ошибки оформления* | 15 |
| *Неправильное описание аппаратуры* | 2 |
| *Неполные или неточные основы разработки* | 52 |
| *Двусмысленность требований* | 13 |

Рис. 2 – Частота появления некоторых типов ошибок [14].

Для ответственных применений, к которым следует отнести ПО СМПР, к моменту поставки системы клиенту в нем может содержаться от 4 до15 ошибок на 100 000 строк кода программы [13]. Для наглядности отметим, что число строк кода WINDOWS XP более 45 млн., программы NASA – 40 млн., ядра Linux 4.11 более 18 млн. При оценке программы СМПР в 10 млн. строк кода число ошибок в начале эксплуатации программы $E = (V/100000) \cdot 4 = 400$ ошибок. Тогда, используя формулу средней наработки программного обеспечения на отказ, получим

$$\lambda_{\text{ПО}} = \beta \frac{E}{V} = 0.01 \frac{400}{10^7} = 4 \cdot 10^{-7} \text{ или } t_{\text{ПО}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ПО}}} = \frac{10^7}{4 \cdot 8760} \approx 285 \text{ лет,}$$

где $E$ – число ошибок на программу, принятую в эксплуатацию, $V$ – объем программы в строках кода, $\beta$ – коэффициент сложности программы, обычно в диапазоне 0.001…0.01, $\lambda_{\text{ПО}}$ – интенсивность отказов и $t_{\text{ПО}}$ – наработка на отказ программного обеспечения, 8760 – число часов в году. При значении 1 ошибка на 1000 строк кода, принятом для прикладных программных средств после тестирования при том же объеме строк кода $E$ = 10 000 ошибок,

$$\lambda_{\text{ПО}} = \beta \frac{E}{V} = 0.01 \frac{10000}{10^7} = 10^{-5} \text{ или } t_{\text{ПО}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ПО}}} = \frac{10^5}{8760} \approx 11.4 \text{ года}$$

или примерно один отказ в 12 лет.

**Заключение**

Правильность функционирования локальной информационной сети СМПР обеспечивается четырьмя составляющими надежности ее работы.

Аппаратная надежность такой сети во многом определяется надежностью носителей информации (оптоволокно, радиоволны и т.п.) и устройствами, обеспечивающими их работу – измерителями фазоров, концентраторами данных. При правильной организации резервирования аппаратная готовность сети удовлетворяет требованиям к надежности систем релейной защиты и автоматики.

Составляющая надежности по трафику определяется интенсивностью нагрузки каждой связи и возможностями приема информации, определяемыми объемом накопителя приемника. Готовность тестовой сети по трафику превышает три девятки.

В плане ПО рассмотрено влияние объема строк кода на величину параметра надежности и показана его оценка в зависимости от числа команд. Так для примера программы СМПР в 10 млн. строк кода среднее время наработки на отказ должно составить 285 лет.

Противостоянию внешнему отрицательному воздействию на передаваемую информацию посвящено много работ, например, [15, 16], и здесь оно не рассматривается.

**Литература**

1. Phadke A. G. and Thorp J. S. Synchronized Phasor Measurements and Their Applications. New York: Springer, 2008, 260 p.

2. Успенский М.И., Зарубин Ю.В. Моделирование восстановления ЭЭС после погашения с использованием искусственных нейронных сетей // Релейная защита и автоматизация, 2013, №4, с. 26-34.

3. Успенский М.И. Оценка надежности функционирования устройства синхронизированных векторных измерений // Релейная защита и автоматизация, 2017, №3, с. 39-44.

4. Успенский М.И. Оценка надежности коммуникационной сети системы мониторинга переходных режимов // Релейная защита и автоматизация, 2019, №1, с. 66-70.

5. Успенский М.И., Кызродев И.В. Методы восстановления электроснабжения в распределительных сетях. Сыктывкар, 2010,122 с. (Коми научный центр УрО РАН).

6. Real-Time Application of Synchrophasors for Improving Reliability 10/18/2010. [Электронный ресурс]. URL: http:// www.naspi.org (дата обращения: 09.12.2019).

7. Цуканов В.Н., Яковлев М.Я. Волоконно-оптическая техника. Практическое руководство. – М.: Инфра-Инженерия, 2014, 304 с.

8. Давыдов А.Е., Смирнов П.И., Парамонов А.И. Проектирование телекоммуникационных систем и сетей. Расчет параметров сетей связи и анализ трафика. СПб: Университет ИТМО, 2016, 47 с.

9. Асанов М.О., Баранский В.А., Расин В.В. Дискретная математика: графы, матроиды, алгоритмы. М.: «РХД», 2001, 288 с.

10. Зелигер Н.Б., Чугреев О.С., Яновский Г.Г. Проектирование сетей и систем передачи дискретных сообщений. М.:«Радио и связь»,1984,177с.

11. Гордиенко В. Н. и др. Оптические телекоммуникационные системы. Учебник для вузов / В. Н. Гордиенко, В. В. Крухмалев, А. Д. Моченов, Р. М. Шарафутдинов. М.: Горячая линия–Телеком, 2011, 368 с.

12. Морозов Ю.М. Надежность аппаратно-программных комплексов. Санкт-Петербург, 2011, 136 с.

13. Чуканов В.О., Гуров В.В., Прокопьева Е.В. Методы обеспечения программно-аппаратной надежности вычислительных систем // Презентация доклада на семинаре, 44 с. [Электронный ресурс]. URL: http://www.mcst.ru/files/5357ec/dd0cd8/50af39 /000000/seminar_metody_obespecheniya_apparatno-programmnoy_nadezhnosti_vy-chislitelnyh_sistem.pdf (дата обращения: 11.02.2020).

14. Шкляр В.Н. Надежность систем управления. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009, 126 с.

15. Zhang Y. etc. Cyber Physical Security Analytics for Transactive Energy Systems/ Y. Zhang, V. V. G. Krishnan, J. Pi, K. Kaur, A. Srivastava, A. Hahn and S. Suresh // IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 11, no. 2, March, 2020, pp. 931-941.

16. Martel E., Kariger R., Graf P.-A. Cyber Resilience in the Electricity Ecosystem: Principles and Guidance for Boards/ Centre for Cybersecurity and Electricity Industry Community. January, 2019, 29 p. [Электронный ресурс]. URL: http://www3.weforum.org (дата обращения: 03.03.2020).

УДК 621.315

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ СИСТЕМА НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Зарипов* Д.К., Насибуллин** Р.А.

**Аннотация**

В работе рассмотрена система контроля состояния изоляции воздушных линий электропередачи и подстанций на основе датчиков, устанавливаемых на опоры и изоляторы. Датчики работают на принципе емкостной связи с изолирующей конструкцией и регистрируют появление и рост электрических разрядов близи изоляторов. Данные с датчиков с заданной периодичностью (от 1 минуты и более) передаются через сотовую связь на компьютер (смартфон) эксплуатирующей службы и представляются на экране в виде изменяющихся графиков. Описаны принцип работы и функциональная схема системы. Приведены результаты испытаний и экспериментов с изготовленными образцами изделия в лабораторных и натурных условиях на действующей линии 110 кВ. По результатам натурных экспериментов показаны преимущества разработанной системы по контролю изоляции по сравнению с традиционными приборами дистанционного диагностирования.

**Ключевые слова**: воздушные линии электропередачи, контроль изоляции, датчики, электрические разряды, беспроводная передача данных.

## Введение

В ранних работах середины прошлого века (например,[1]), посвященных диагностированию изоляции высоковольтного оборудования, на основе анализа экспериментальных данных и расчетов было показано, что на выявление дефектов изоляторов существенное влияние оказывают внешние погодные условия и загрязнения. Тогда же отмечалось, что добиться существенных результатов при диагностировании внешней изоляции будет возможно при организация непрерывного контроля под рабочим напряжением. В те годы технически и экономически реализация подобных устройств была затруднительной.

В последнее десятилетие, благодаря существенном прогрессу в микроэлектронике и беспроводной связи, развивается направление по контролю элементов высоковольтного оборудования, основанное на системе датчиков для непрерывного контроля с передачей данных на радиочастотах (RF Sensor) [2], устанавливаемых, в том числе, и на изолирующие конструкции.

Если исключить производственные дефекты, внутренние и внешние

* Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия, e-mail: dzaripov@list.ru

** ПАО «Красногорский завод им. С.А. Зверева», г. Красногорск, Россия, e-mail: nasrus@yandex.ru

перенапряжения, то к повреждениям или перекрытию изоляторов в большинстве случаев приводит длительное воздействие частичных разрядов (ЧР) на изоляцию вследствие повреждения, загрязнения и увлажнения. При исправном состоянии изоляции ЧР на ней должны практически отсутствовать. Поэтому критерием оценки состояния изоляции при непрерывном контроле может служить появление и рост интенсивности ЧР. При периодическом диагностировании, например, с применением ультрафиолетовых камер отследить тенденцию деградации изоляции практически невозможно. Выявляемость дефектов изоляции при периодическом контроле существенно зависит от погоды во время проведения работ. Поэтому непрерывный контроль состояния изоляции имеет преимущество по сравнению с традиционным, основанным на периодическом использовании приборов дистанционного диагностирования.

Особое место среди дефектов занимают перекрытия изоляторов по «невыясненным причинам», происходящие, как правило, в ночные и утренние часы при слабом ветре и отсутствие осадков. «Спусковым крючком» для перекрытия изоляции могут служить: легкое загрязнение; высокие значения относительной влажности воздуха (порядка 91%); струи помета птиц [3] или ржавая вода, стекающая с траверсы на изоляцию [4]. Главная, наиболее вероятная причина частых отключений ВЛ в ночные и утренние часы пока не установлена и проводятся исследования [5-7].

На сегодняшний день имеется значительное количество разработок, посвященных онлайн системам мониторинга изоляции воздушных линий (ВЛ) и подстанций, основанных на регистрации токов утечки и ЧР, например, изложенные в статьях [8-11]. В статье предлагается система контроля ВЛ (СКВЛ) по сигналам ЧР на основе датчиков емкостного типа, устанавливаемых вблизи изолирующих конструкций.

**Структурная схема системы контроля изоляции**

Разработанная при финансировании и техническом содействии ОАО «Сетевая компания» СКВЛ состоит из датчиков, концентратора и программы отображения данных на смартфоне (рис.1,2). Датчики, устанавливаемые на изолирующих конструкциях ВЛ или вблизи них на опорах, передают данные с заданным временным интервалом, а концентратор, установленный на одной из опор ВЛ, получая данные от датчиков, передаёт их по радиоканалу GSM стандарта в службу линий (смартфон начальника службы ВЛ) (рис. 3). Программное обеспечение смартфона визуализирует полученные данные в виде графиков изменения напряженности электрического поля на изоляторе и интенсивности ЧР в относительных единицах (от 0 до 256), а также немедленно сигнализирует о перекрытии изоляции (сигнал КЗ). Периодичность обновления данных может быть установлена от нескольких секунд до нескольких часов.

Приемо-передающие устройства СКВЛ состоят из стандартных элементов. Датчики передают данные в концентратор на частоте 868 МГц, а он, в свою очередь, работает как обычный аппарат сотовой связи с sim-картой. Оригинальным является устройство датчика СКВЛ.

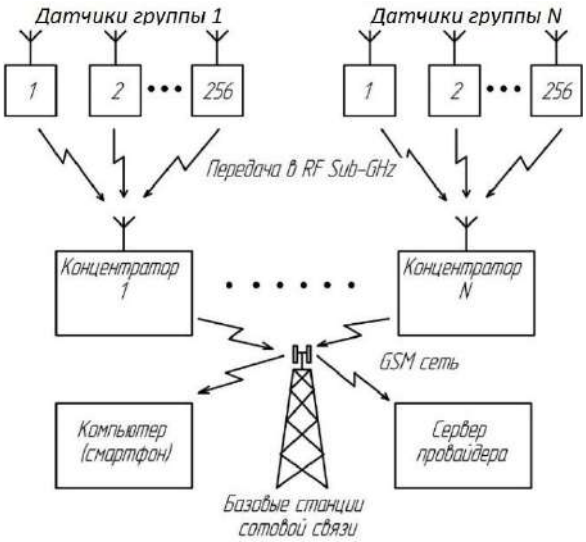



Рис. 1 – Структура СКВЛ.

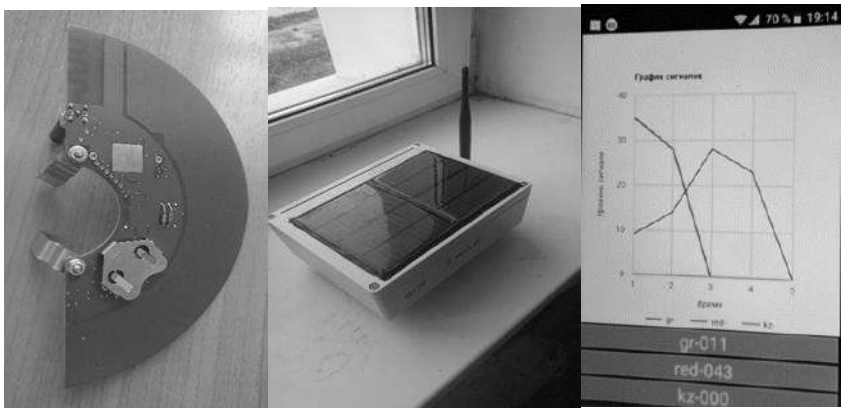



Рис. 2 – Внешний вид датчика, концентратора и графиков на смартфоне.

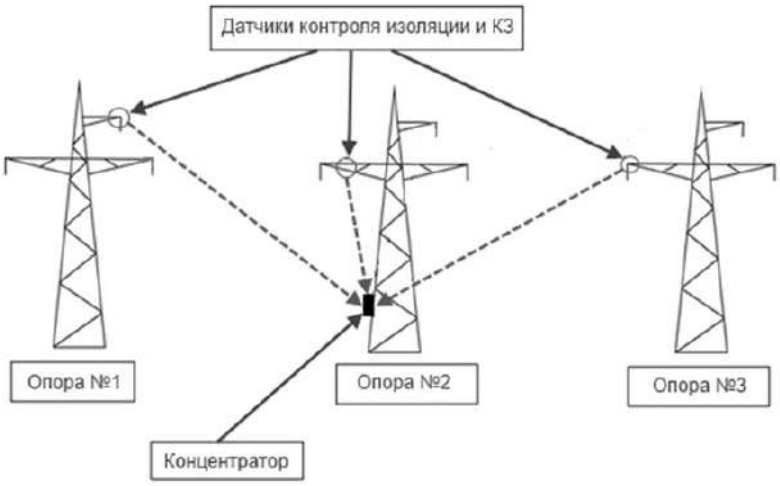



Рис. 3 – Расположение датчиков и концентратора на опорах ВЛ.

**Устройство датчика**

Датчик СКВЛ состоит электрода, выпрямителя, узла формирования импульсов, микроконтроллера, беспроводного передатчика и узла питания (рис. 4) [12]. Все узлы размещены на одной печатной плате, включая и электрод, который выполнен в виде слоя металлизации дугообразной формы. Данное устройство является развитием ранних разработок авторов [13, 14].

Электрод, выполняющий функцию обкладки конденсатора, образует совместно с высоковольтным проводом ВЛ конденсатор. Он соединён с опорой ВЛ через измерительную часть датчика. При наличии переменного электрического поля на линии электропередачи, через электрод начинает течь ток, который, проходя через датчик, выпрямляется и преобразуется в электрические импульсы в узле формирования импульсов. Частота импульсов пропорциональна величине тока. Для обеспечения требуемого напряжения питания и поддержания этого напряжения при кратковременном броске тока во время включения беспроводного передатчика, используется узел питания на батарее напряжением 3 В. Микроконтроллер подсчитывает импульсы и управляет их передачей.

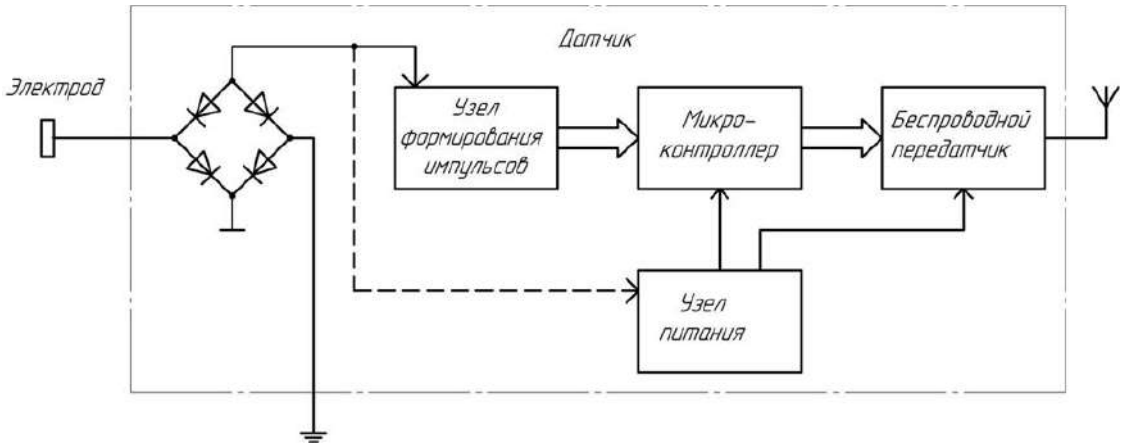



Рис. 4 – Функциональная схема датчика.

Беспроводной передатчик передает сигналы пропорциональные частоте следования импульсов с заданным интервалом, а также немедленно сигнал КЗ при поступлении на вход соответствующего импульса, что дает возможность контролировать работу и фиксировать перекрытие изолирующей конструкции оператору в режиме реального времени.

Важным фактором, определяющим реализуемость данной системы, является время автономной работы. Датчики должны сохранять работоспособность в течение как минимум нескольких лет при адекватной стоимости. Целью выбора схемотехники для датчиков СКВЛ являлось обеспечение передачи данных с заданным интервалом при минимизации потребления устройством энергии.

Устройство, схема которого представлена на рис. 5, работает следующим образом. Когда изоляция находится в исправном состоянии или дефект незначителен и частичные электрические разряды на изоляции отсутствуют, то датчиком фиксируются сигналы от электрического поля, создаваемого напряжением на ВЛ (НЧ сигналы). При достижении в процессе заряда конденсатора С1 на нем порогового напряжения открывания электронного ключа (30–50 В), происходит разряд его через формирователь 4, вызывая сигнал на первом входе регистратора импульсов 7. При этом напряжение на конденсаторе падает до некоторого нижнего порога, электронный ключ прекращает проводить ток и конденсатор С1 начинает заряжаться вновь. Далее цикл повторяется. Частота повторения

импульсов на входе регистратора носит периодический характер и зависит от ЭДС на электроде датчика, которая в свою очередь определяется распределением потенциала вдоль изолирующей конструкции, изменяющимся при ее повреждении или загрязнении. Регистратор импульсов 7 на выходе непрерывно формирует сигналы, пропорциональные частоте следования импульсов на входе, и передает их в беспроводной передатчик данных 9 для отправки на смартфон. Элементы схемы R1 и C2 подобраны таким образом, что низкочастотные колебания сети не проникают на второй формирователь импульсов 5. Кроме того, из-за падения напряжения на вентиле 6, пороговое напряжение включения электронного ключа второго формирователя импульсов 5 всегда выше и работает только первый формирователь импульсов 4.

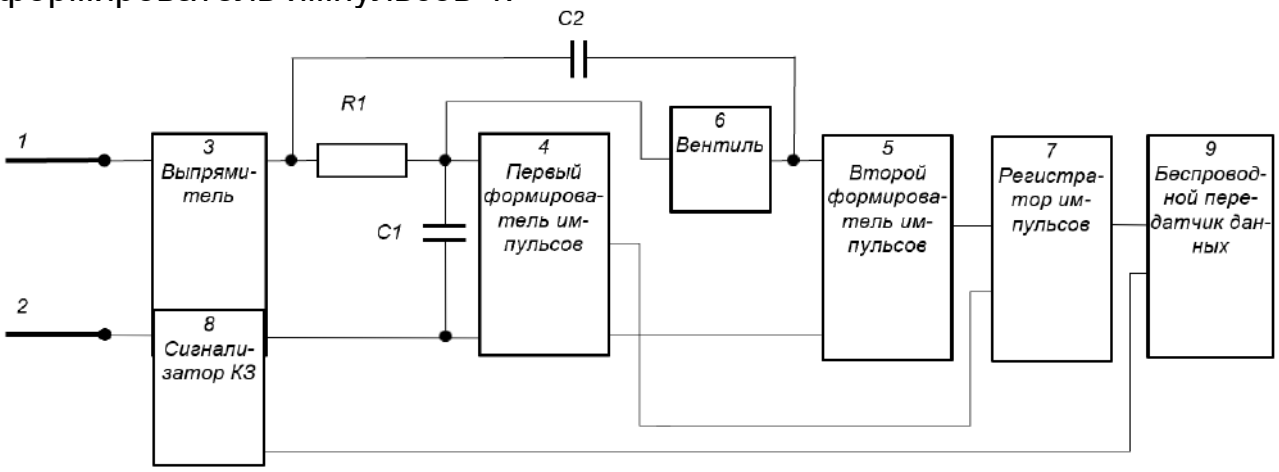



Рис. 5 – Схема датчика, служащая для иллюстрации принципа его работы.

Другая ситуация возникает, когда изоляция значительно повреждена или загрязнена и интенсивность частичных электрических разрядов высока. ЧР создают импульсы напряжения на входе датчика длительностью на много порядков меньше периода напряжения промышленной частоты (ВЧ сигналы). При определенной величине этих импульсов напряжение на входе второго формирователя импульсов 5 с электронным ключом, благодаря малому сопротивлению конденсатора C2 высокочастотным импульсам, может превысить напряжение на формирователе 4, и тогда он включится и сформирует импульс первым. При высокой интенсивности электрических разрядов регистратор 7 будет принимать только импульсы на второй вход с формирователя 5. Характер импульсов непериодический и при большой интенсивности ЧР переходящий в непрерывный. Благодаря наличию вентиля 6, импульсы, вызванные разрядами, не будут влиять на работу первого формирователя 5.

Средняя степень повреждения изоляции, когда интенсивность электрических разрядов мала, будет характеризоваться случайным появлением импульсов со второго формирователя 5 на фоне следования импульсов от первого (4). Порог и частота появления импульсов со второго формирователя будет определяться постоянной времени цепи второго конденсатора (C2) и данного формирователя (5), образующих вместе высокочастотный фильтр.

Дополнительно формирователи утроены так, что напряжение на их выходах ограничивается, предотвращая повреждение регистратора при значительных уровнях входных сигналов.

Таким образом, на вход беспроводного передатчика данных 9 от регистратора 7 могут непрерывно поступать две группы сигналов пропорциональные частотам следования импульсов от формирователей 4 и 5. Третий сигнал на входе передатчика 9 возникнет от сигнализатора КЗ 8 при превышении установленного порогового напряжения на входе. Сигнализатор КЗ настроен на фиксацию сильных магнитных полей, возникающих при перекрытии электрической дугой изолирующей конструкции на опору.

В отличие от аналогичных датчиков, измеряющих, как правило, величину тока утечки, в предложенном устройстве формируется сигнал пропорциональный частоте следования импульсов, что упрощает схемотехнику (не требуется оцифровка сигнала), снижает энергопотребление и повышает помехозащищенность.

**Экспериментальные исследования**

По описанной выше схеме были изготовлен экспериментальный образец СКВЛ, который прошел испытания в высоковольтной лаборатории КГЭУ и на ВЛ. В лаборатории датчики устанавливались на разных расстояниях от подвешенного изолятора ЛК70/110 на заземляющей штанге и ограждении высоковольтной установки (рис. 6). На изолятор подавалось напряжение от 46 до 65 кВ. Одновременно с регистрацией данных с датчиков, производились измерения тока утечки с помощью осциллографа TDS2000 подключенного к резистору 1 кОм, установленному в рассечку между изолятором и заземлением. Всего было проведено три серии экспериментов:

- на сухом изоляторе;
- на изоляторе, смоченном водопроводной водой из распылителя;
- на изоляторе с искусственным дефектом в виде искрового промежутка, шунтирующего первые от высоковольтного провода несколько юбок изолятора.

Рис. 6 – Датчик на заземляющей штанге в испытательной установке.

Сигналы с датчиков фиксировались по приходящим на смартфон SMS сообщениям. На рис. 7 приведены графики сигналов, поступивших

на смартфон при различных состояниях изолятора. На рис. 8 приведены графики тока утечки (Iут). Как и ожидалось, распыление воды на поверхность полимера не сильно повлияло на усредненные значения тока утечки, однако разрядная деятельность (ЧР) повысилась. Наличие дефекта легко обнаруживается и датчиками, и по измерению тока утечки.

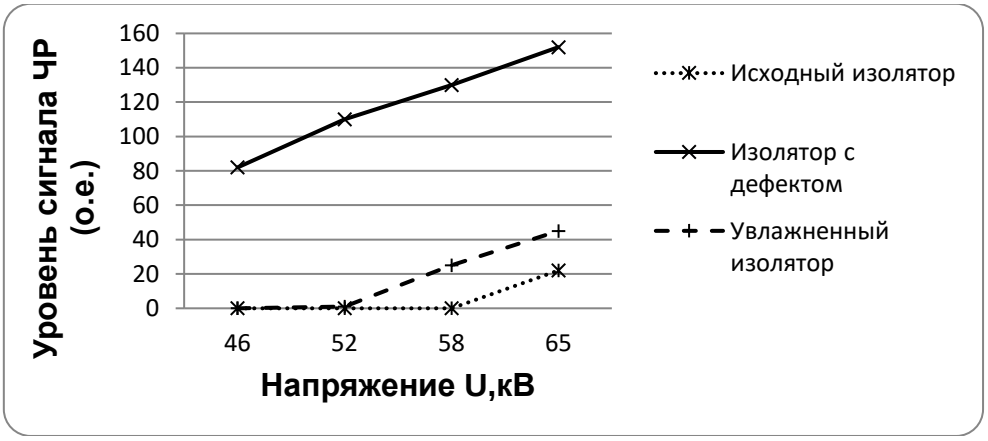



Рис. 7 – Значения сигналов на смартфоне от ЧР на изоляторе в относительных единицах.

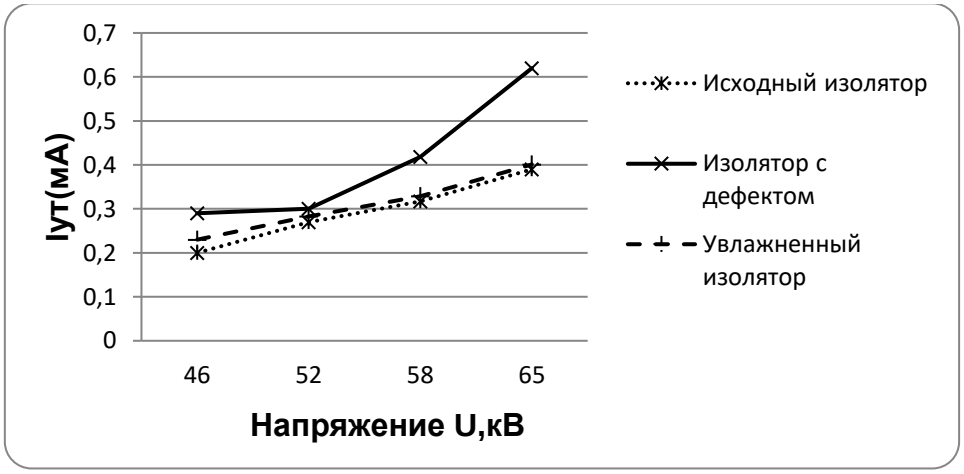



Рис. 8 – Среднеквадратичное значение тока утечки на изоляторе.

Для дальнейших испытаний СКВЛ, в составе нескольких датчиков и концентратора, была смонтирована на анкерной опоре высоковольтной линии 110 кВ «Абдрахманово-Узловая» Альметьевских электрических сетей, на которой повешены полимерные изоляторы. Один из датчиков был установлен на оконцовке изолятора во время планового отключения линии. Остальные монтировались на уголках опоры и траверсах вблизи контролируемых изоляторов без отключения напряжения на ВЛ. Сигналы на смартфон передавались с интервалом 20 мин.

Выбор мест размещения датчиков на опоре определялся возможностью их установки без снятия напряжения так, чтобы сигналы с мест расположения изоляторов превышали порог обнаружения. Практика показала, что для этого достаточно установить датчики на краях траверсы в месте крепления их к основанию опоры.

В ходе работы датчиков в течение нескольких месяцев в летне-осенний период на смартфон многократно поступали сигналы с датчиков о незначительной разрядной деятельности на полимерных изоляторах. В основном это происходило в непогоду. Из данного ряда выделяется ситуация, произошедшая в конце августа и начале сентября 2019г., когда на датчике №3, расположенном со стороны полимерного изолятора нижней фазы, появились сигналы об интенсивных ЧР, которые возникали рано утром и спадали к концу дня (см. график на рис. 9). Предположительно эта деятельность была обусловлена туманом.

Рис. 9 – Графики сигналов на смартфоне с датчика, расположенного на опоре ВЛ со стороны изолятора фазы А, в относительных единицах (29.08.2019–01.09.2019).

**Заключение**

Разработанная система контроля СКВЛ является развитием дистанционных приборов периодического диагностирования (ультрафиолетовые камеры, тепловизоры, ультразвуковые дефектоскопы), только замеры здесь осуществляются значительно чаще. Учитывая особенности изменения состояния изоляции от внешних условий, предлагаемая система является более информативной. Полученные первые результаты исследования с помощью СКВЛ позволяют надеяться на возможность ее практического применения уже сегодня для выявления участков линий или отдельных опор, где наиболее вероятно перекрытие или пробой изоляции.

Для полного охвата линий системой еще необходимо улучшить автономность и надежность ее работы.

**Литература**

1. Сви П.М. Контроль высоковольтной изоляции методом частичных разрядов. М.: Энергия, 1962, 106 с.

2. A. Phillips, D. Mcguire, C. S. Engelbrecht. RF Sensors Development and Condition Metric Development for Contaminated Substation Insulation // B3–301, CIGRE 2016.

3. Арбузов Р.С., Овсянников А.Г. «Птичьи» отключения ВЛ. Проблема и решения // Новости электротехники, 2008, №4(52).

4. Hoch DA. Mahatho N. Bolonga F. Water Induced Discharges on Transmission Voltage Silicone Rubber Insulators. 2006, Январь. [Электронный ресурс]. URL: https://www.researchgate.net/publication/255570809_water_induced_discharges_on_transmission_voltage_silicone_rubber_insulators (дата обращения: 06.09.2020).

5. Боровицкий В.Г. Исследование причин немотивированных отключений ВЛ 110 кВ и разработка рекомендаций по снижению их числа: дис. канд. техн. наук. Новосибирск, 2013, 201 с.

6. Research Provided Insight into Unexplained Line Outages. 24.08.2019 [Электронный ресурс]. URL: http://www.inmr.com/research-provided-insight-unexplained-line-outages/ (дата обращения: 06.09.2020).

7. Learning from Service Experience with Composite Line Insulators. 03.04.2020 [Электронный ресурс]. URL: https://www.inmr.com/learning-from-service-experience-with-composite-line-insulators-2/ (дата обращения: 06.09.2020).

8. A. Levinzon, D. Kottick, Dr. Roman Knijnik, Liron Frenkel. On-Line Wireless PD Monitoring System for Contamination Detection on High Voltage Overhead Transmission Lines Insulators, B2-205, CIGRE 2012.

9. X. Huang, Q. Sun and J. Ding. An On-line Monitoring System of Transmission Line Conductor De-icing // 2008 3rd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, Singapore, 2008, pp. 891-896.

10. A. J. Phillips, F. F. Bologna, J. M. Major, C. S. Engelbrecht. Development and demonstration of low cost robust leakage current sensors for evaluating contaminated insulators // August 2009, Proceedings of the 16th International Symposium on High Voltage Engineering, Cape Town, South Africa, paper 5-3, pp. 1-6.

11. Campello Oliveira S., Eduardo Fontana, Bandeira Lima R., et al. Fiber-Optic Sensor System for Leakage Current Detection on Insulator Strings of Overhead Transmission Lines // IEEE Transactions on Power Delivery. 2009. Vol. 24, N4. pp. 2257-2260.

12. Пат. 2731169 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Датчик для системы непрерывного контроля состояния изолирующих конструкций /Зарипов Д.К. Насибуллин Р.А., Ибрагимов Р.Р., Игтисамов М.Ч.; заявитель и патентообладатель ОАО «Сетевая компания» № 2019145586; заявл. 30.12.2019; опубл. 31.08.2020, Бюл. № 25, 10 с.

13. Пат. 2517776 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Способ оптической дистанционной диагностики изолирующей конструкции / Зарипов Д.К.; заявитель и патентообладатель Зарипов Д.К. № 2012151785/28; заявл. 03.12.2012; опубл. 27.05.2014, 6 с.

14. Пат. 2660754 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Световой индикатор состояния изолирующей конструкции /Зарипов Д.К. Насибуллин Р.А., Маргулис С.М., Ибрагимов Р.Р., Игтисамов М.Ч.; заявитель и патентообладатель ОАО «Сетевая компания» № 2017125424; заявл. 14.07.2017; опубл. 09.07.2018 Бюл. № 19, 10 с.

УДК 541.11

# ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ РЕНТГЕНОГРАФИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Дарьян* Л.А., Голубев П.В., Образцов Р.М.

**Аннотация**

В статье представлены результаты применения на практике рентгенографического комплекса для обследования маломасляных и элегазовых выключателей. Описаны возможности приборно-аналитического обеспечения рентгенографического контроля и приведена технология его выполнения. Показано, что предложенная технология позволяет обеспечить контроль контактной группы и элементов системы управления подвижным контактом выключателей без расшиновки, слива масла и разборки полюсов выключателей.

В работе также представлена оценка показателей надёжности высоковольтных выключателей, подтверждающая перспективность внедрения разработанной технологии рентгенографического контроля.

**Ключевые слова:** рентгенография, надёжность, поток отказов, рентгенограмма, выявление дефекта, высоковольтный выключатель.

## Введение

На объектах электроэнергетики Российской Федерации эксплуатируется более 4 тысяч маломасляных выключателей серии ВМТ класса напряжения 110 кВ (ВМТ-110). По данным АО «Техническая инспекция ЕЭС» за период с начала 2014 года поток отказов этих выключателей составил 0,0215 1/год. Этот показатель надежности почти в 2 раза превышает аналогичный показатель для высоковольтных выключателей классов напряжения 100–199 кВ, эксплуатирующихся за рубежом - 0,0125 1/год [1]. Для обеспечения требуемой эксплуатационной надёжности любого вида оборудования, в том числе и рассматриваемого в данной работе, необходимо применение новых эффективных средств и методов контроля их состояния. Учитывая, что показатели надежности оборудования определяются также продолжительностью, в том числе, и планового ремонта оборудования, то предпочтительными являются методы контроля, на подготовку и проведение которых уходит минимальное время. С этой точки зрения, наиболее предпочтительными являются системы удаленного диагностического мониторинга, если они обеспечивают достоверную оценку всех функциональных узлов оборудования. Для контроля состояния маломасляных выключателей во многих случаях требу-

* АО «Техническая инспекция ЕЭС», г. Москва, Россия, e-mail: LDarian@rambler.ru

ется их демонтаж, слив масла и разборка с привлечением специализированных организаций. Исключение указанных мероприятий позволит повысить оперативность контроля технического состояния при снижении трудозатрат [2, 3].

Целью настоящей работы явились исследование возможности и оценка эффективности применения рентгенографического контроля высоковольтного оборудования на примере маломасляных выключателей ВМТ-110 на месте эксплуатации без демонтажа и разборки.

Для достижения поставленной цели решены задачи определения информативности предлагаемой технологии и проверки ее реализуемости в «полевых» условиях.

**Объект рентгенографического контроля – маломасляный выключатель**

Выключатели ВМТ-110 относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых дугогасящей средой является трансформаторное масло (рис. 1). Три полюса выключателя установлены на общей раме и управляются одним приводом. Полюс выключателя представляет собой маслонаполненную колонну, состоящую из опорного изолятора ***1***, дугогасительного устройства ***2***, механизма управления подвижным контактом ***3*** и подогревательных устройств ***4***, встроенных в корпус механизма управления. Дугогасительное устройство ***2*** состоит из дугогасительной камеры ***5***, неподвижного контакта ***6***, колпака ***7***, изолятора ***8***, токопровода ***9*** и подвижного контакта ***10***. Дугогасительная камера ***5*** расположена внутри стеклопластикового цилиндра ***11*** [4].

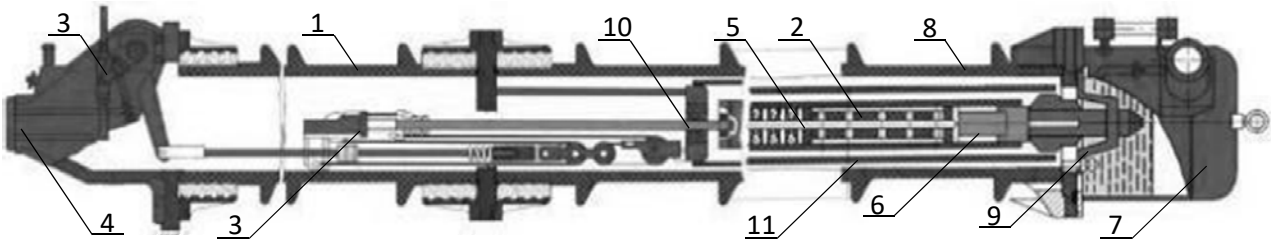



Рис. 1 – Разрез полюса выключателя ВМТ-110
(1 – опорный изолятор; 2 – дугогасительное устройство; 3 – механизм управления подвижным контактом; 4 – подогревательное устройство; 5 – дугогасительная камера; 6 – неподвижный контакт; 7 – колпак; 8 – изолятор; 9 – токопровод; 10 – подвижный контакт; 11 – стеклопластиковый цилиндр).

Несмотря на то, что рентгенографический метод контроля в последние годы начинает активно использоваться и в электроэнергетической отрасли [2, 3, 5-9], до настоящего времени оценка состояния высоковольтного маслонаполненного оборудования по рентгенографическим снимкам (рентгенограммам) не проводилась. Обзор литературных данных показал, что источниками рентгеновского излучения для контроля технического состояния электротехнического оборудования являются импульсные рентгеновские генераторы с максимальным значением напряжения

на катоде от 75 кВ до 300 кВ или аппараты постоянного действия с максимальным значением напряжения на катоде 300 кВ с максимальным анодным током 3–7 мА и диаметром фокусного пятна 1,2–3 мм [10]. Однако эти источники не могут применяться для рентгенографии высоковольтного маслонаполненного оборудования такого как, например, маломасляные выключатели.

Для получения информативных изображений внутренних элементов гетерогенных конструкций с массивными фарфоровыми или полимерными изоляторами необходимо применение специализированных технических средств и методик рентгенографического контроля. В настоящее время в Российской Федерации разработан специализированный приборно-аналитический комплекс (ПАК) для рентгенографического обследования маломасляных выключателей класса напряжения 110 кВ [11]. ПАК позволяет оперативно выявить и визуализировать большинство дефектов, связанных с изменением геометрических размеров внутренних элементов и узлов, например:

- деформация, износ, повреждение подвижного и неподвижного контактов;
- повреждение тросов, подшипников и пружин;
- сместившиеся или отсутствующие конструктивные элементы.

При этом часть имеющих место в эксплуатации дефектов маломасляных выключателей, таких как, повреждения деталей привода вне изоляторов, манометров, маслоуказателей и пр. доступны для визуального контроля, а электрические и скоростные характеристики работы выключателя могут быть проконтролированы существующими средствами технического диагностирования.

**Приборно-аналитический комплекс для рентгенографического контроля маломасляных выключателей**

Назначение разработанного комплекса обусловило определённые требования к рентгеновскому аппарату для получения информативных рентгенограмм внутренних элементов маломасляных выключателей ВМТ-110: источник генерирует рентгеновское излучение высокой энергии (до 400 кэВ) и содержит фильтрующий это излучение элемент и имеет малый размер фокусного пятна рентгеновской трубки (Ø1.5 мм) [12]. Такое сочетание позволило существенно улучшить визуализацию деталей и узлов маломасляного выключателя на рентгенограмме. При этом вес моноблока рентгеновского аппарата (источника излучения) не превышает 22 кг.

Система позиционирования комплекса сконструирована таким образом, что соединённые между собой две штанги с источником и приёмником излучения, могут поворачиваться вокруг полюса выключателя для изменения ракурса рентгенографической съёмки по углу. При этом с помощью тросов и лебёдок обеспечивается установка источника и приёмника на нужную высоту так, чтобы выходное окно источника излучения было на одном уровне с центром приёмника.

**Оценка информативности рентгенографического метода контроля**

Для оценки информативности рентгенографии на основе результатов анализа причин выхода из строя маломасляных выключателей в эксплуатации сформирован перечень характерных дефектов (табл. 1) и создан специальный дефектный образец (СДО) на базе маломасляного выключателя ВМТ-110 для лабораторных исследований.

Таблица 1. Перечень дефектов, нанесённых на элементы СДО

| Узел | Деталь | Дефект | № |
|---|---|---|---|
| Дугогасительное устройство | Контакт подвижный | Деформация контактного стержня (изгиб) | 1 |
| | | Износ контакта (уменьшение диаметра) | 2 |
| | | Обгар контактной поверхности | 3 |
| | | Уменьшение высоты наружной части контакта | 4 |
| | Контакт неподвижный | Трещины | 5 |
| Система управления подвижным контактом | Полиспастовое устройство | Повреждение троса | 6 |
| | | Нарушение опрессовки троса | 7 |
| | | Повреждение роликов | 8 |
| | | Повреждение подшипников (отсутствуют сепараторы) | 9 |
| | | Надлом пружины верхнего ролика (блока) | 10 |
| | Изоляционная тяга | Трещины | 11 |
| Опорный изолятор | Фарфоровая покрышка | Трещины | 12 |

Лабораторные рентгенографические исследования СДО выполнены в специальном помещении с поглощающими рентгеновское излучение стенами, полом и потолком (рис. 2а) в соответствии со схемой размещения объектов, представленной на рисунке 2б [13].

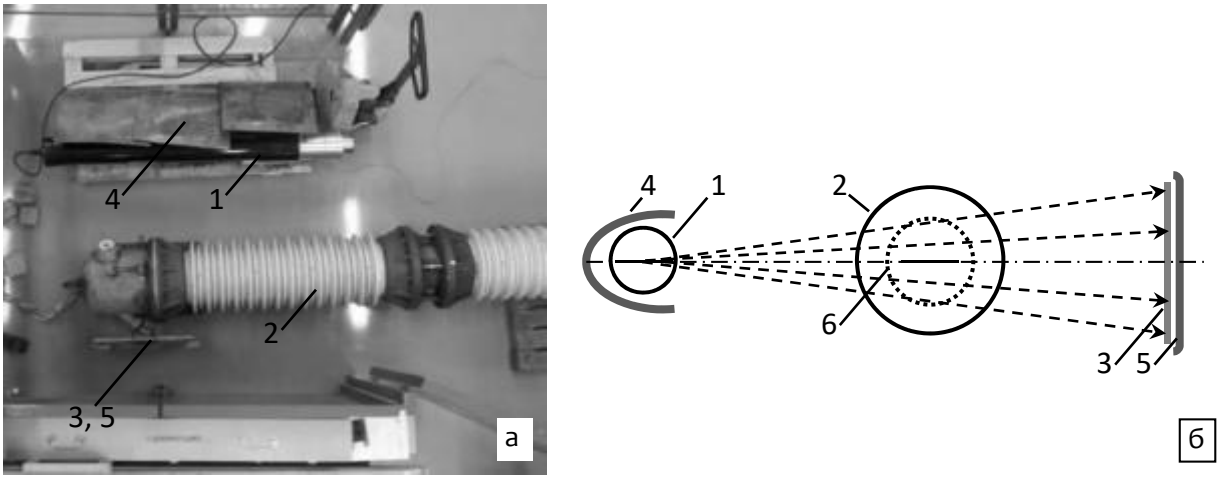



Рис. 2 – Лабораторные рентгенографические исследования СДО (вид сверху) (а) и схема размещения объектов (вид сбоку) (б) (1 – источник излучения (моноблок рентгеновского аппарата); 2 – СДО; 3 – приемник излучения (рентгеновская пленка); 4, 5 – защита от обратного рассеянного излучения (свинцовые пластины); 6 – обследуемая область СДО.

Некоторые полученные в лабораторных условиях рентгенограммы приведены на рисунке 3. Например, неподвижный контакт (рис. 3а) необходимо контролировать на предмет целостности и отсутствия деформаций и трещин на его кожухе. Визуальный контроль контуров левой, правой и верхней границ изображений кожуха на рентгенограмме (рис. 3б) показывает, что вертикальные границы изображения кожуха имеют разрывы и искажения (№ 1 и № 2), что свидетельствует о дефекте кожуха неподвижного контакта. Верхняя же граница изображения кожуха на рентгенограмме ровная и без разрывов, следовательно, дефекты в этой части неподвижного контакта СДО отсутствуют, что полностью соответствует действительности (рис. 3а) [14].

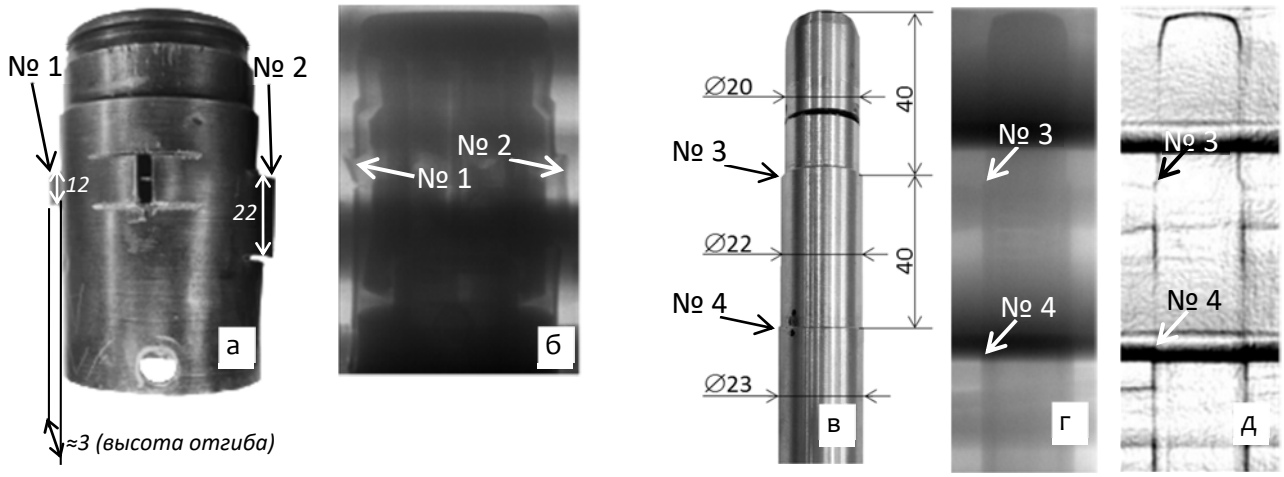



Рис. 3 – Идентификация дефектов неподвижного (а) и подвижного (в) контактов по их рентгенограммам (б), (г) и после цифровой обработки (д).

Одним из распространенных дефектов, на предмет наличия которого необходимо контролировать подвижный контакт (рис. 3в), является износ (уменьшение диаметра) в результате эрозии материала подвижного контакта при коммутациях выключателя. Визуальный контроль контуров левой и правой границ изображений контактной части на рентгенограмме (рис. 3г, 3д) показывает, что вертикальные границы изображения имеют «ступени» (№ 3 и № 4). Таким образом, износ подвижного контакта выявляется по изображению на рентгенограмме (рис. 3в).

Аналогичным образом проанализированы полученные в двух взаимно перпендикулярных проекциях рентгенограммы всех деталей СДО с нанесенными дефектами. Результаты сопоставления рентгенограмм этих деталей с фактически имеющимися дефектами показали, что рентгенографией могут быть выявлены 9 из 12 имитированных дефектов внутренних конструктивных элементов выключателя ВМТ-110. Таким образом, можно констатировать, что рентгенографический метод контроля позволяет выявить не менее 75% характерных видов дефектов внутренних элементов ВМТ-110.

Дефекты роликов системы управления подвижным контактом (дефект № 8 в табл. 1) не были выявлены по причине малой эквивалентной радиационной толщины кромок роликов, изготовленных из алюминиевого сплава. По той же причине не выявлены трещины в стеклопластиковых изоляционных тягах (дефект № 11 в табл. 1) и на фарфоровом изоляторе (дефект № 12 в табл. 1).

Несмотря на то, что фарфоровый изолятор и масло внутри полюса СДО являются источниками рассеянного излучения, «зашумляющего» изображение на рентгенограмме, и поглощают часть рентгеновского излучения, несущего полезную информацию, полученные рентгенограммы позволяют однозначно идентифицировать внутренние конструктивные элементы выключателя и выявить большую часть дефектов СДО [15]. При этом разрешение получаемого рентгенографического изображения не хуже 1 мм в оригинальном масштабе оборудования. Это подтверждено, в частности, результатами рентгенографии контактной части подвижного контакта (рис. 3д). Для повышения качества визуализации элементов конструкции СДО рентгенограммы обрабатывались с применением современных цифровых технологий (биннинг, сглаживающий и дифференциальный фильтры) (рис. 3д).

**Эксплуатация комплекса в «полевых» условиях**

На четырёх подстанциях, в том числе три из них принадлежат ПАО «Россети», в целях апробации ПАК выполнены рентгенографические обследования маломасляных выключателей ВМТ-110 (рис. 4). Рассмотрим в качестве примера результаты последовательно выполненного анализа и интерпретации пяти рентгенограмм одного из полюсов ВМТ-110, полученных в ходе апробации комплекса [11].

Дефекты №№ 1-4 в соответствии с таблицей 1 могут быть выявлены по двум рентгенограммам в позиции 550 мм вверх от центрального фланца по длине полюса (рис. 4): поперёк рамы (рис. 5а) и вдоль рамы (рис. 5б) выключателя.

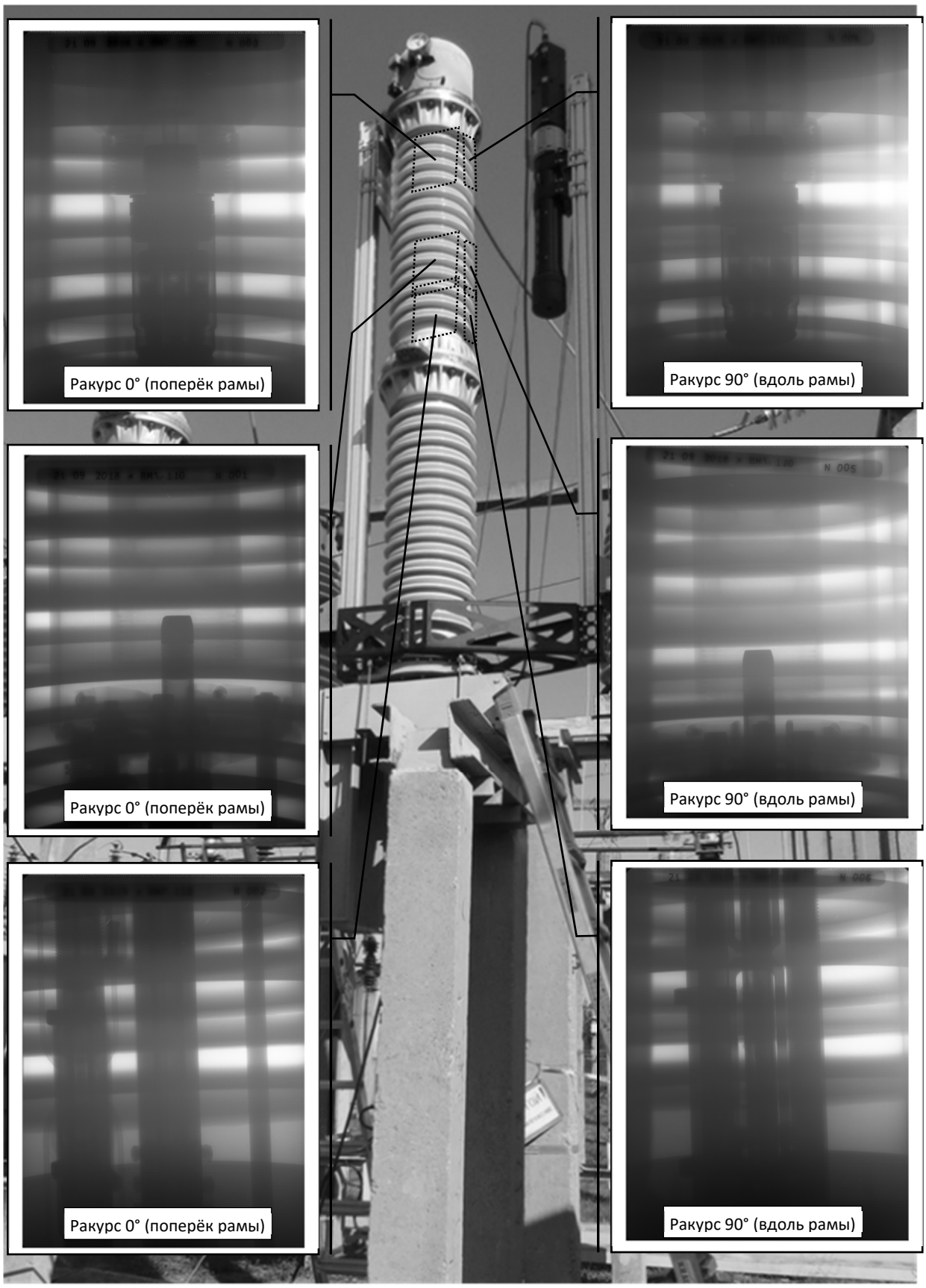



Рис. 4 – Смонтированный на выключателе рентгенографический комплекс и полученные рентгенограммы [11].

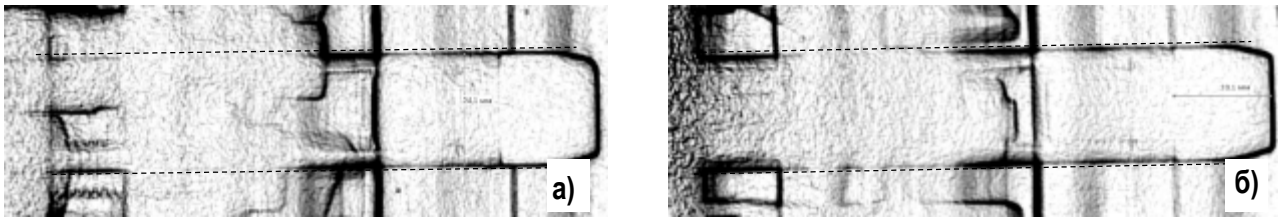



Рис. 5 – Контроль деформации стержня, износа, обгара контактной поверхности, уменьшения высоты контактной части подвижного контакта (дефекты №№ 1, 2, 3, 4) [11].

Анализ рентгенограмм на рисунке 5 показывает:

– не выявлено отклонений от условной прямой линии продольных контуров изображения стержня подвижного контакта. Дефект № 1 (деформация стержня подвижного контакта) не выявлен;

– поперечный размер изображения контактной части подвижного контакта, равен номинальному поперечному размеру изображения стержня подвижного контакта (вне контактной части). Дефект № 2 (износ подвижного контакта (уменьшение диаметра)) не выявлен;

– поперечный размер изображения контактной части подвижного контакта равен номинальному поперечному размеру изображения стержня подвижного контакта (вне контактной части) и отсутствуют локальные отклонения от прямой линии хотя бы одного из продольных контуров изображения контактной части подвижного контакта. Дефект № 3 (обгар контактной поверхности подвижного контакта) не выявлен;

– продольный размер изображения металлокерамического наконечника контактной части подвижного контакта не меньше 17 мм, что удовлетворяет требованию инструкции по ремонту выключателей этой серии. Дефект № 4 (уменьшение высоты наружной части подвижного контакта) не выявлен.

Дефект № 5 (трещины на кожухе неподвижного контакта) может быть выявлен по двум рентгенограммам в позиции 1000 мм вверх от центрального фланца по длине полюса (рис. 4): поперёк рамы (рис. 6а) и вдоль рамы (рис. 6б) выключателя.

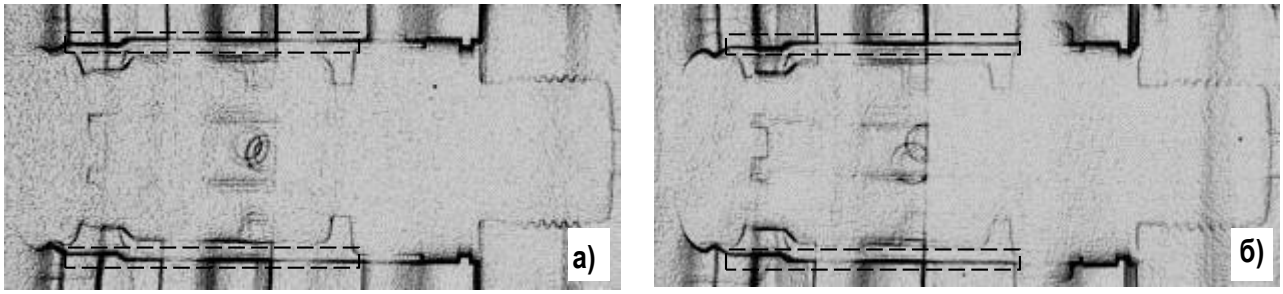



Рис. 6 – Контроль кожуха неподвижного контакта (дефект № 5) [11].

По рентгенограммам на рисунке 6 не обнаружено отклонений от прямой линии хотя бы одного из продольных контуров изображения кожуха

неподвижного контакта и не обнаружено темных или светлых полос, пересекающих продольные контуры изображения кожуха неподвижного контакта. Дефект № 5 не выявлен.

Аналогичным образом проанализированы полученные в двух взаимно перпендикулярных проекциях рентгенограммы остальных элементов. Результаты анализа рентгенограмм позволили сделать заключение об отсутствии повреждений контактной группы и деталей управления подвижным контактом, а также сместившихся или отсутствующих конструктивных элементов в обследованном выключателе ВМТ-110.

В заключение отметим, что по нашим оценкам, основанным на анализе данных об отказах выключателей ВМТ-110 в период с 2014 года, применение разработанного ПАК позволит снизить поток отказов с 0,0215 1/год до 0,0191 1/год, что соответствует снижению аварийности на более чем 10%.

**Выводы**

1. Представлена инновационная технология, позволяющая в «полевых» условиях проводить полный цикл рентгенографического контроля маломасляных выключателей. Показана возможность выявления не менее 75% характерных видов дефектов внутренних элементов маломасляного выключателя.
2. Апробация разработанного рентгенографического комплекса выполнена на четырёх подстанциях класса напряжения 110 кВ с положительным результатом, подтверждённым после демонтажа маломасляных выключателей.
3. Оценки показали, что внедрение рентгенографического контроля позволит повысить эксплуатационную надежность обследуемого оборудования, - поток отказов маломасляных выключателей ВМТ-110 может быть снижен на более чем 10%.

**Литература**

1. Непомнящий В.А., Дарьян Л.А. Надежность оборудования электрических сетей 220–750 кВ энергосистем // [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 9 (237)]. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2018, 124 с.
2. Michaelson J. SF6 Breaker & GIS Internal Inspection Using Radiography // ABB Library [Электронный ресурс]. URL: library.e.abb.com (дата обращения: 08.11.2016).
3. Verify SF6 circuit breaker reliability while reducing maintenance costs // Siemens [Электронный ресурс]. URL: www.usa.siemens.com/assetservices (дата обращения: 22.08.2017).
4. Выключатель маломасляный серии ВМТ // ИБКЖ.674.143.001 ТО. Москва, Внешторгиздат, 1989, 68 с.
5. Дарьян Л.А., Голубев П.В., Образцов Р.М. и др. Зарубежный опыт

применения рентгенографии для контроля технического состояния высоковольтного оборудования // Энергоэксперт, 2017, №3, с.62–66.

6. Michaelson J., Moglestue A. Seeing through switchgear // T&D World Magazine, 2013, December 4 [Электронный ресурс]. URL: http://www.tdworld.com/sponsored-articles/seeing-through-switchgear (дата обращения: 19.12.2014).

7. Shinohara A.H., Santana D.M.F., Oliveira P.P.J.C. Defects Detection in Electrical Insulators and Breaker for High Voltage by Low Cost Computed Radiography Systems // DIR 2007- International Symposium on Digital industrial Radiology and Computed Tomography, June 25–27, 2007, Lyon, France.

8. Васькин И.В., Якуб А.А. Неразрушающая диагностика электрооборудования методом рентгенографии в электрокомплексе ПАО «Ленэнерго» // Электроэнергия. Передача и распределение, 2017, №3(42), с.112–114.

9. Xianhai Pang, Yanxun Qi, Xiaofeng Li, Han Wu, Hao Jing, Qing Xie. Research on Defect Pattern Recognition of GIS Equipment Based on X-ray Digital Imaging Technology // 2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE), September 10–13, 2018, Athens, Greece.

10. Дарьян Л.А., Образцов Р.М. Современные источники рентгеновского излучения для контроля технического состояния высоковольтного оборудования // Энергоэксперт, 2019, №2(70), с. 48–55.

11. Дарьян Л.А., Голубев П.В., Образцов Р.М. и др. Рентгенографическое обследование высоковольтных выключателей. Опытно-промышленная эксплуатация рентгенографического комплекса // Электроэнергия. Передача и распределение, 2019, № 1(52), с. 134–141.

12. Дарьян Л.А., Голубев П.В., Образцов Р.М. и др. Мобильное устройство рентгенографического контроля высоковольтных выключателей. Патент на полезную модель № 189440 RU, приоритет от 10.01.2019.

13. Darian L.A., Grabchak E.P., Golubev P.V., Obraztsov R.M. Investigation of X-Ray Technology to Assess the Technical Condition of High-Voltage Minimum Oil Circuit Breakers // International Conference of Doble Clients, March 08–13, 2020, Boston, USA.

14. Дарьян Л.А., Грабчак Е.П., Образцов Р.М., Голубев П.В. и др. Исследование возможности применения рентгенографии для контроля технического состояния маломасляных выключателей // Электротехника, 2020, № 8, с. 36–41.

15. Darian L.A., Golubev P.V., Obraztsov R.M., Grabchak E.P. et al. X-ray Testing of High-voltage Oil-filled Electrical Equipment: Physical Background and Technical Requirements // IEEE Transaction on Dielectrics and Electrical Insulation, 2020, Vol. 27, No. 1, pp. 172–180.

УДК 621.314

# КОНТРОЛЬ СТЕПЕНИ ДЕГРАДАЦИИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЫ МИНЕРАЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЕЛ

Гарифуллин* М.Ш., Слободина* Ю.Н., Бикзинуров* А.Р., Гиниатуллин**Р.А., Логачева* А.Г.

**Аннотация**

В настоящее время степень деградации углеводородной основы масел остается вне поля зрения эксплуатационных служб. Целью работы являлся анализ процесса регенерации состаренных минеральных трансформаторных масел с помощью адсорбционной очистки. Методом ИК спектроскопии показано, что в процессе эксплуатации углеводородный состав масел претерпевает изменения, восстановить которые невозможно. Предложена концепция контроля степени деструкции углеводородной основы минеральных масел. Использование такого критерия на основе ИК метода может использоваться при принятии решения о необходимости замены масла на новое.

**Ключевые слова**: Минеральные трансформаторные масла, окисление масла, регенерация, силикагель, ИК спектроскопия, непредельные углеводороды, адсорбционная очистка.

## Введение

Средний возраст силовых маслонаполненных трансформаторов во всем мире превышает 30 лет и в обозримом будущем будет неуклонно увеличиваться [1, 2]. В этой связи проблема обеспечения надежности работы такого оборудования с каждым годом становится все более актуальной. Ресурс маслонаполненных трансформаторов в первую очередь определяется состоянием его изоляционной системы, основу которой составляют изоляционная бумага и картон (твердая изоляция), а также трансформаторное масло, которое является одновременно и жидким диэлектриком, и теплоотводящей средой.

В настоящее время в качестве трансформаторного масла в подавляющем большинстве случаев используется минеральное изоляционное масло, производимое из нефтяного сырья. Воздействие на масло неблагоприятных эксплуатационных факторов ведет к образованию в нем продуктов старения, которые не только ухудшают эксплуатационные характеристики масла, но и увеличивают скорость деградации твердой

* Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия, e-mail: g_marsels@mail.ru

** Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань, Россия, e-mail: g_ruslan7@mail.ru

изоляции.

Если качество масло не соответствует требуемым нормативам, оно может быть заменено на новое. Однако основным мероприятием является процедура очистки или же полной регенерации масла. Процесс очистки предполагает восстановление нормируемых показателей качества – кислотное число, влагосодержание, цвет, $tg\delta$, $U_{ПР}$ и др. – до требуемых значений. В случае удаления из масла всех нежелательных компонентов и стабилизации соответствующими присадками масло считается регенерированным [3].

Помимо восстановления эксплуатационных параметров, регенерированное масло визуально (по цвету и мутности) приобретает такой же вид, как у свежего масла. Поскольку возможное количество процедур регенерации никак не регламентируется, производители различных установок по регенерации заявляют, что ресурс трансформаторного масла может продлеваться неограниченно долго [4].

Однако, проведенное исследование, в котором сравнивалась старение свежего и регенерированного масел под воздействием электрических разрядов, показало, что регенерированное масло окисляется намного быстрее [5].

В этой связи необходимо обратить внимание на продукты деградации, образующиеся в масле при его старении в силовом трансформаторе. Также необходимо подробнее рассмотреть особенности процедуры очистки масла от этих соединений.

Углеводородную основу всех трансформаторных минеральных масел составляют нафтеновые и парафиновые соединения. Главной причиной деградации углеводородной основы масел является окисление [2]. При этом образуются перекиси, спирты, кетоны, кислоты. Также в процессе термоокислительной деструкции в масле увеличивается содержание полиароматических и смолисто-асфальтеновых соединений [6]. Исходя из того, что не все молекулы углеводородной основы масла вступают во взаимодействие с кислородом, либо превращаются в сложные полиароматические соединения, принято считать, что удаление таких соединений приводит к восстановлению углеводородного состава трансформаторного масла [7].

Углеводородные молекулы всех рассмотренных продуктов деградации минерального масла обладают полярным характером. Для удаления из масел этих продуктов старения традиционно используются природные и искусственные адсорбенты, которые обладают развитой поверхностью и избирательно поглощают соединения полярного характера [8, 9]. Природными сорбентами являются некоторые разновидности глин, трепела, опоки, диатомиты, бокситы [10]. Наиболее известными примерами могут служить «Зикеевская опока» и «Фуллерова Земля». В качестве синтетических адсорбентов традиционно используются силикагель, окись алюминия, алюмосиликатный катализатор и др. [8, 11].

Эффективность процесса регенерация масел в первую очередь ас-

социируется со снижением кислотного числа масел. Поэтому именно кислотное число фигурирует в большинстве диаграмм и таблиц, иллюстрирующих эффективность регенерации различными сорбентами. Такой подход, наиболее вероятно, связан с тем, что кислотное число на практике считается одним из главных маркеров старения масла [8], на основе которого делаются попытки оценивать не только состояние, но и ресурс масла [12]. Кроме того, кислотное число является обязательным нормативным показателем качества товарных, свежих, эксплуатационных, регенерированных, а также находящихся на хранении масел [13].

Однако кислотное число, а также содержание в масле продуктов окисления, являются не полной характеристикой степени деградации углеводородной основы масла. Помимо рассмотренных выше продуктов старения, в масле образуется ненасыщенные углеводороды – в основном непредельные углеводороды с двойной связью *C*=*C*, а также с тройной связью *C*=*C*. Далее под непредельными углеводородами в минеральных трансформаторных маслах будут подразумеваться соединения с двойной *C*=*C* связью – алкены и циклоалкены.

Минеральные масла являются продуктом нефтепереработки. При этом в ряде нефтей Восточной Сибири, Татарии и других районов России содержание алкенов может доходить до 15-20% от массы нефти [14]. Для удаления из нефтепродуктов непредельных соединений на нефтеперерабатывающих предприятиях применяется технология гидрокрекинга. Основная причина удаления непредельных углеводородов заключается в повышенной реакционной способности ненасыщенных связей. Наличие в углеродной цепочке двойной связи способствует ее пероксидации [7]. Кроме того, ненасыщенные углеводороды склонны к полимеризации, что способствует увеличению шламообразования. Поэтому в свежих трансформаторных маслах содержание ненасыщенных углеводородов очень незначительно [7].

Появление в трансформаторном масле непредельных углеводородов обусловлено термоокислением и разрядными процессами в электрооборудовании. В отличие от продуктов окисления, большая часть непредельных углеводородов являются неполярными соединениями. Как было отмечено выше, способность адсорбентов удерживать в своих порах продукты старения масла основана на полярном характере окисленных, а также ароматических углеводородов. Исходя из этого, можно сделать вывод, что большая часть ненасыщенных углеводородов должна беспрепятственно проходить сквозь слой адсорбента и попадать в очищенное (регенерированное) масло. Эти соединения становятся потенциальными продуктами окисления масла и потенциальным шламом.

С учетом вышеизложенного актуальным представляется исследование процессов накопления в маслах непредельных углеводородов. Содержание этих соединений в трансформаторном масле, в отличие от многих других видов нефтепродуктов, в настоящее время не регламентируется. Однако, данный параметр является отражением степени де-

градации углеводородной основы минеральных трансформаторных масел.

Используемые на практике методы количественного определения содержания непредельных углеводородов в жидких углеводородах основаны на реакциях присоединения различных веществ к этим углеводородам по месту двойной связи. Наибольшее распространение нашли методы, основанные на реакциях иода или брома. О степени непредельности судят по величине бромного или йодного числа [15]. Всем этим методам присущи все недостатки традиционного химического анализа.

Альтернативным способом определения содержания в маслах непредельных углеводородов являются спектральные методы, в частности, методы оптической спектроскопии. В данной работе представлены результаты определения содержания непредельных соединений в минеральных маслах по ИК спектрам поглощения.

**Экспериментальная часть**

В первой части работы исследовано влияние интенсивности термоокислительной деструкции минерального трансформаторного масла на изменение содержания в нем непредельных соединений с двойной связью *C*=*C*. Снижение степени термоокисления моделировалось путем снижения в масле начальной концентрации ингибитора окисления – присадки ионол. Для подготовки 4 образцов использовалось свежее базовое масло марки ВГ, не содержащее ионола. Исходная концентрация ионола в подготовленных образцах масел составила 0,2%, 0,1%, 0,05% и 0%.

Все образцы были искусственно состарены в масляной бане согласно ГОСТ 981-75 при следующих условиях: температура – 150°С; время окисления – 14 часов; скорость подачи кислорода – 200 мл/мин; катализатор – медная пластинка.

В результате были получены образцы окисленных масел, обозначенные как 1, 2, 3 и 4 – см. табл. 1.

Таблица 1. Описание образцов окисленных масел

| № образца | Концентрация ионола до окисления, % | Кислотное число, мг КОН/г масла |
|---|---|---|
| 1 | 0,20 | 0,02 |
| 2 | 0,10 | 5,29 |
| 3 | 0,05 | 19,59 |
| 4 | 0 | 25,4 |

Во второй части работы определялась способность искусственных и природных адсорбентов удалять из минеральных масел ненасыщенные углеводородные молекулы.

В качестве искусственных адсорбентов были использованы:

а) силикагель марки КСКГ (крупный силикагель крупнопористый гра-

нулированный, производство – ООО «Салаватский катализаторный завод», г. Стерлитамак, Россия), являющийся основным видом адсорбента, используемым на практике при регенерации масел [16];

б) силикагель марки АС230Ш (алюмосиликатный адсорбент, производство – ОАО «Химический завод им. Л.Я. Карпова», г. Менделеевск, Россия), рекомендуемый ведущими российскими специалистами для регенерации трансформаторных масел [17].

Для адсорбционной очистки указанными силикагелями были использованы три образца окисленных трансформаторных масел (образцы I, II и III), отобранные из силовых трансформаторов. Процедура адсорбционной очистки образцов масел производилась путем отстаивания масел в закрытой емкости, наполненной силикагелем, в течение 100 часов без перемешивания. Соотношение массы масла к массе силикагелей – 2 : 1.

Образцы масел, очищавшиеся силикагелем марки КСКГ, получили обозначение Ia, IIa и IIIa. Масла, очищенные силикагелем марки АС230Ш, были обозначены как Ib, IIb и IIIb.

Для всех образцов масел было определено кислотное число (К.Ч.), величина которого используется для контроля эффективности процесса регенерации [16] – табл. 2.

В качестве природного адсорбента была использована Фуллерова Земля. Адсорбционная очистка осуществлялась регенерационной установкой производства компании Globe Core [4] на базе предприятия по регенерации отработанных трансформаторных масел (Ярославская область, г. Тутаев, Россия).

Таблица 2. Характеристика окисленности образцов масел

| Исходные масла | | Очищенные КСКГ | | Очищенные АС-230Ш | |
|---|---|---|---|---|---|
| Образец | К.Ч., мг КОН/г | Образец | К.Ч., мг КОН/г | Образец | К.Ч., мг КОН/г |
| I | 0,04 | Ia | <0,01 | Ib | <0,01 |
| II | 0,08 | IIa | <0,01 | IIb | <0,01 |
| III | 0,14 | IIIa | <0,01 | IIIb | <0,01 |

Образец отработанного трансформаторного масла (темно-желтое, К.Ч. – 0,02 мг КОН/г), поступившего на очистку в указанную регенерационную установку, был обозначен как образец IV. Регенерированное Фуллеровой Землей масло получило обозначение – образец IVc. В результате регенерации, как и в случае с силикагелями, кислотное число масла стало менее 0,01 мг КОН/г.

Анализ изменения содержания непредельных соединений во всех образцах масел осуществлялся по интенсивности поглощения в ИК спектрах масел в районе 4750÷4500 см$^{-1}$. В качестве аналитических использовались полосы поглощения с пиками около 4665 и 4600 см$^{-1}$, которые относятся к колебаниям *=C-H* и *C=C* групп непредельных углеводородов [18]. ИК спектры были получены с помощью ИК-Фурье спектро-

метра *Tensor-27 (Bruker)* со спектральным разрешение 1 см$^{-1}$. Использовалась кювета толщиной 10 мм, материал окон – $CaF_2$.

На рис. 1 представлены ИК спектры оптической плотности *D* образцов масел 1 ÷ 4, согласно табл. 1, а также спектр свежего масла ВГ, обозначенного на рисунке как «0».

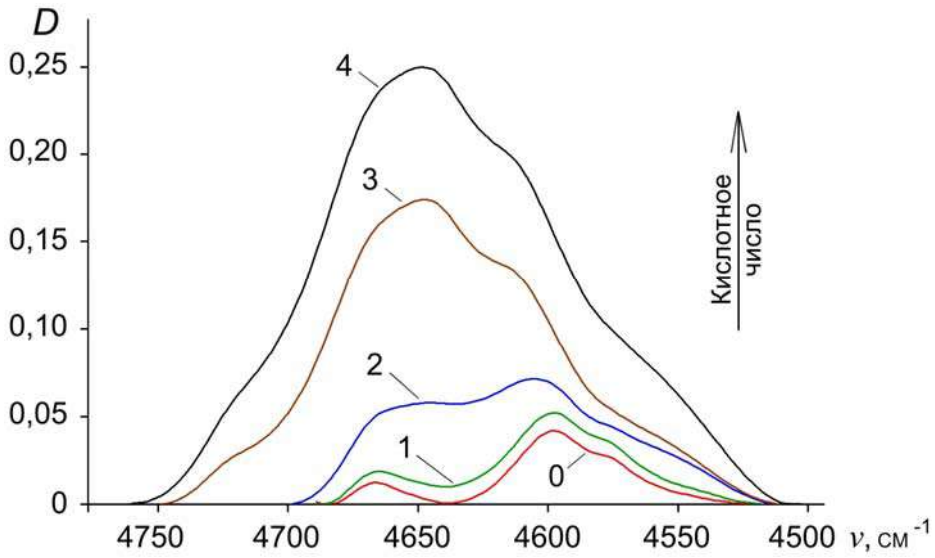



Рис. 1 – Влияние интенсивности термоокислительной деструкции на изменение спектров поглощения минеральных масел. Спектры 1 ÷ 4 соответствуют образцам масел табл. 1. Спектр «0» – свежее масло ВГ.

На рисунке 2 представлены ИК спектры *D* образцов старых эксплуатационных масел I, II, III и IV, а также спектры очищенных различными видами адсорбентов масел.

**Результаты и обсуждения**

Как можно видеть из таблицы 1, кислотное число масел последовательно увеличивается при снижении исходной концентрации ионола. Таким образом, образцы масел 1÷4 представляю собой серию с последовательно увеличивающейся степенью термодеструкции.

Анализ спектров поглощения этих масел, представленных на рис. 1, показывает, что с ростом степени термоокисления масел увеличивается интенсивность полос поглощения с пиками при 4665 и 4600 см$^{-1}$, относящихся к ненасыщенным *C*=*C* связям. Таким образом, подтверждается гипотеза увеличения содержания ненасыщенных углеводородов в минеральном масле в процессе его старения.

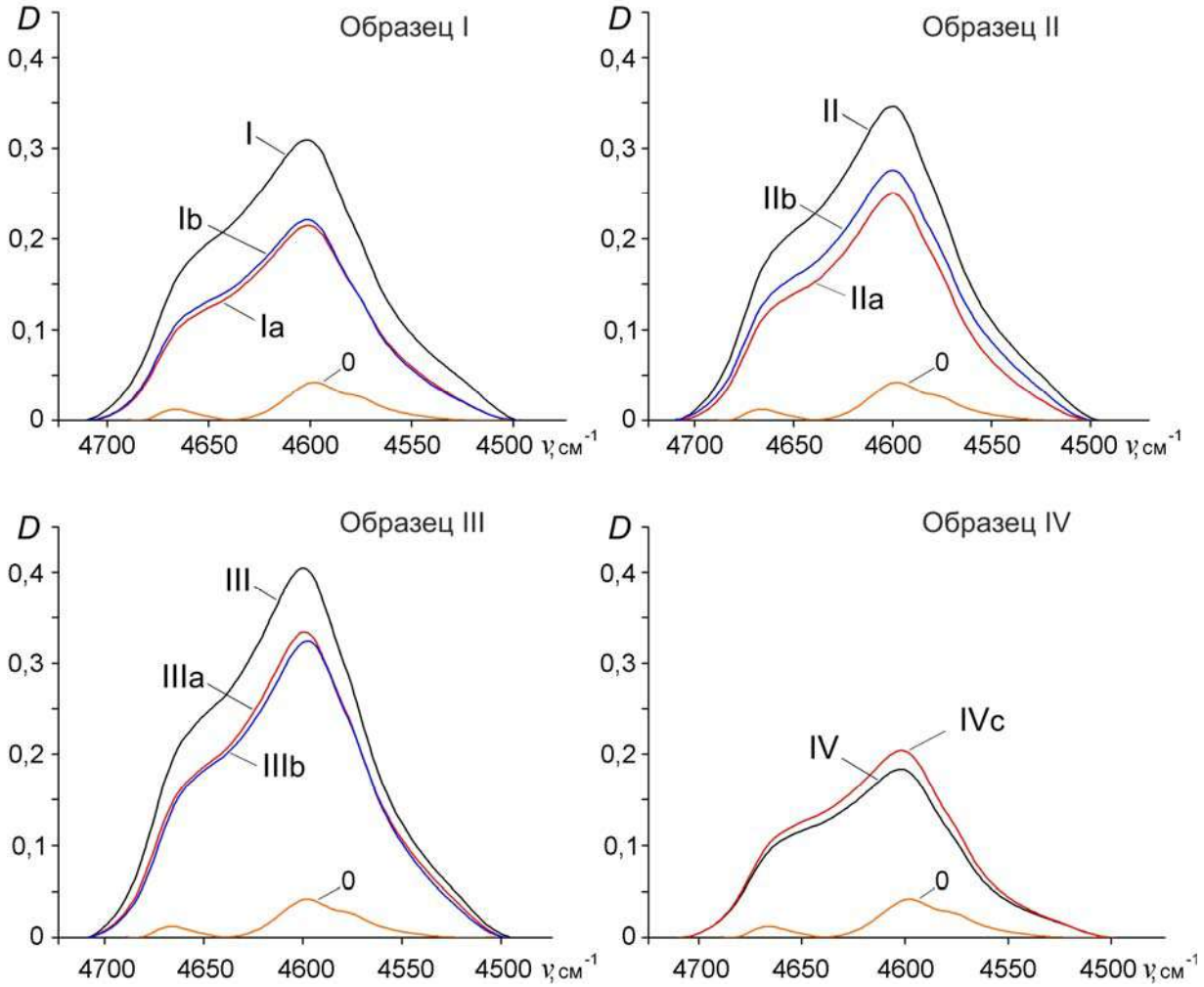



Рис. 2 – Спектры поглощения эксплуатационных и очищенных различными видами адсорбентов образцов минеральных масел. Образец «0» – свежее масло ВГ. Виды адсорбентов: a – КСКГ; b – АС230Ш; c – Фуллерова Земля.

Следовательно, в реальных условиях эксплуатации в углеводородных молекулах масла будет непрерывно идти процесс образования ненасыщенных связей, и по мере старения масел содержание таких соединений будет увеличиваться.

Следует заметить, что и в свежих маслах присутствует некоторое количество ненасыщенных углеводородов, о чем свидетельствует наличие в образце «0» (свежее масло ВГ) указанных полос поглощения низкой интенсивности.

Также отметим, что интенсивность полосы поглощения с пиком около 4665 см$^{-1}$ по мере увеличения термодеструкции увеличивается быстрее, нежели интенсивность полосы поглощения с пиком при 4600 см$^{-1}$. Такой характер полос поглощения *C=C* характерен для ненасыщенных жиров, в молекулах которых содержатся карбонильные *C=O* группы [19]. Данную особенность в спектрах сильно окисленных масел можно объяснить тем, что в модельных условиях ускоренной термодеструкции масел сочетались 2 фактора: барботация масел кислородом и низкое содержание ингибитора окисления – ионола. При этом большая часть углево-

дородных молекул, содержащих ненасыщенные связи, оказалась окисленной. Об этом свидетельствуют очень высокие значения кислотных чисел образцов масел 2, 3 и 4 – табл. 1. Таким образом, наличие *C=O* групп в значительной части ненасыщенных соединений привело к характерному изменению соотношения интенсивностей пиков поглощения.

В реальных условиях эксплуатации степень окисления углеводородной основы масел существенно ниже [7, 20, 21], поэтому более интенсивным является пик при 4600 см$^{-1}$. Это видно из рис. 2, на котором представлены спектры масел I, II, III и IV, состарившихся в силовых трансформаторах в течение длительного времени.

В результате адсорбционной очистки кислотное число всех масел снизилось до пределов обнаружения стандартным методом (см. табл. 2). Кроме того, цвет масел изменился от темно-коричневого до светло-желтого. Это свидетельствует об удалении из масел большей части полиароматических углеводородов (ПАУ). Таким образом, и силикагели, и Фуллерова Земля эффективно удаляют из масла полярные соединения, к которым относятся органические кислоты и ПАУ.

Сравнение спектров поглощения масел, очищенных синтетическими адсорбентами, со спектрами неочищенных масел показывает, что интенсивность полос поглощения, относящихся к ненасыщенным углеводородам, после очистки снижается в среднем менее чем на 25%. Это позволяет утверждать, что после адсорбционной очистки большая часть непредельных соединений остается в очищенных маслах.

В отечественной практике большинство силовых трансформаторов снабжено термосифонными или адсорбционными фильтрами, заполняемых адсорбентами марки КСКГ. Исходя из результатов проведенного исследования можно утверждать, что такие устройства также не способны избавить масла от непредельных углеводородов.

В процессе регенерации масел Фуллеровой Землей в заводских условиях содержание непредельных соединений не только не уменьшилось, но и несколько увеличилось – образцы IV и IVc на рис. 2. Полученный результат можно объяснить технологическими потерями масла в регенерационной установке, которые составляют 10%. Поскольку непредельные углеводороды в основной массе являются неполярными соединениями, их потери оказываются незначительными.

Таким образом, в процессе эксплуатации маслонаполненных трансформаторов непрерывно идет процесс увеличения содержания в масле непредельных углеводородов. Это ведет к постепенному снижению стабильности масла против окисления, а также увеличению скорости образования в масле шлама.

Исходя из полученных результатов, представляется целесообразным осуществлять контроль содержания непредельных углеводородов в трансформаторных маслах. Данный параметр показывает такую характеристику степени деградации углеводородной основы масел, которая не может быть восстановлена используемыми на практике способами

очистки и регенерации. Очевидно, что при достижении определенного количества в масле непредельных углеводородов дальнейшая эксплуатация масла становится нецелесообразной и требует замены на новое.

Для разработки соответствующих критериев по содержанию непредельных соединений в трансформаторных маслах наиболее удобно использовать метод ИК-спектроскопии.

**Заключение**

1. Впервые доказано, что современные способы очистки и регенерации трансформаторных масел, основанные на использовании технологии адсорбционной очистки, не способны полностью удалить из масел непредельные соединения, что ведет к постоянному увеличению их количества и ухудшению эксплуатационных свойств масел.

2. Показано, что общее содержания ненасыщенных углеводородов является показателем невосстанавливаемой степени деградации углеводородной основы минеральных трансформаторных масел. Впервые продемонстрирован способ контроля изменения содержания ненасыщенных углеводородов в минеральных маслах по их ИК спектрам в области 4750÷4500 см$^{-1}$.

**Литература**

1. Zou, J.; Chen, W.; Wan, F.; Fan, Z.; Du, L. Raman Spectral Characteristics of Oil-Paper Insulation and Its Application to Ageing Stage Assessment of Oil-Immersed Transformers // Energies, 2016, 9, 946.

2. Wiklund P., Pahlavanpour B. Properties of Mineral Insulating Oils in Service // Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, 2010, Vol. 7, pp. 65-73.

3. Шуварин Д.В. Новые технологии очистки и регенерации энергетических масел // Сб. докладов научн.-практ. конф. «Экологическая безопасность энергетики: опыт, проблемы, инновационные решения». М.: НП «Московский учебный центр ЕЭС», 2015, с. 49-57.

4. CMM-R oil regeneration systems // Сайт компании GlobeCore [Электронный ресурс]. URL: https://globecore.com/products/oil-regeneration/cmm-r-oil-regeneration-systems/ (дата обращения 20.09.2020).

5. Safiddin L., Boucherit A., Zafour A.H.-Z., Fofana I. Comparative study of the degradation rate of new and regenerated mineral oils following electrical stress // IET Generation Transmission & Distribution, October 2018, 12(21), 9 p.

6. Туранова О.А., Вандюков А.Е., Козлов В.К., Туранов А.Н. Исследование механизма образования осадка в трансформаторном масле марки ГК // Оптика и спектроскопия, 2013, Т. 114, № 4, с. 628-631.

7. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983, 296 с.

8. Брай И.В. Регенерация трансформаторных масел. М.: Химия, 1972, 168 с.

9. Малый В.М. Продление срока службы трансформаторов, опыт восстановления изоляционных систем «масло-целлюлозная изоляция» силовых трансформаторов // Электрическая изоляция 2010: Сб. науч. тр. пятой междунар. науч.-технич. конф. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010, с. 192-199.

10. Иванов В.С., Фридман С.М. Справочник химика-энергетика Т. 2. Энергетические масла и смазочные материалы / под общей ред. С.М. Гурвича. М.: Энергия, 1972, 280 с.

11. Львова М.М., Комаров В.Б., Кулюхин С.А., Ершов Б.Г. Исследование эффективности применения силикагелевых сорбентов в фильтрах непрерывной очистки масла силовых трансформаторов // Надежность и безопасность энергетики, 2015, № 2 (29), с. 49-54.

12. Высогорец С.П. Разработка методики экспресс-анализа параметра качества изоляционного масла // Надежность и безопасность энергетики, 2018, Т. 11, № 1, с. 41-47.

13. Объем и нормы испытаний электрооборудования: СТО 34.01-23.1-001-2017. М.: ПАО «Россети», 2017, 262 с.

14. Сыркин А.М., Мовсумзаде Э.М. Основы химии нефти и газа: Учеб. пособие. Уфа: Из-во УГНТУ, 2002, 109 с.

15. Саблина З.А., Широкова Г.Б., Ермакова Т.И. Лабораторные методы оценки свойств моторных и реактивных топлив. М.: Химия, 1978, 240 с.

16. Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования: СТО 70238424.27.100.053-2013. М.: НП "ИНВЭЛ", 2013, 163 с.

17. Татур И.Р., Спиркин В.Г., Шуварин Д.В., Мельников А.В., Курганов Д.В. Регенерация отработанных трансформаторных масел с применением алюмосиликатов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2017, №2, с. 17-21.

18. Крищенко В.П. Ближняя инфракрасная спектроскопия. М.: КРОНА-ПРЕСС, 1997, 638 с.

19. Гарифуллин М.Ш., Козлов В.К. Особенности диагностики и мониторинга силового трансформаторного оборудования, наполненного жидким диэлектриком на основе натуральных сложных эфиров // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2013, № 9-10, с. 59-68.

20. Рогинский В.А. Фенольные антиоксиданты: Реакционная способность и эффективность. М.: Наука, 1988, 247 с.

21. Эммануэль Н.М., Денисов Е.Т., Майзус З.К. Цепные реакции окисления углеводородов в жидкой фазе. М.: Наука, 1965, 375 с.

**УДК 621.314**

# ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИК СПЕКТРОСКОПИИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ИНГИБИТОРА ОКИСЛЕНИЯ (ИОНОЛА) В МИНЕРАЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЛАХ

Гарифуллин* М.Ш., Лютикова**М.Н., Кучкарова***А.Р., Бикзинуров*А.Р., Слободина*Ю.Н.

**Аннотация**

Минеральные изоляционные масла, применяемые в качестве диэлектрика и теплоотводящего агента в высоковольтном маслонаполненном оборудовании, подвержены окислению. Результатом окисления становится появление нежелательных веществ, которые снижают электроизоляционные свойства жидкостей. Поэтому для ингибирования процесса окисления в трансформаторные масла вводится антиокислительная присадка. В подавляющем большинстве случаев в качестве ингибитора используется 2,6-ди-трет-бутил-4-метилфенол (ионол). Остаточная концентрация ионола является регулярно контролируемым параметром. В России основным методом определения концентрации в масле ионола является газовая хроматография. Однако в качестве альтернативного метода контроля содержания ионола следует рассматривать ИК Фурье-спектроскопию, обладающую рядом преимуществ по сравнению с газохроматографическим методом. В работе приведено сравнение результатов определения ионола в эксплуатационных трансформаторных маслах с помощью газовой хроматографии и ИК методом. Обосновано, что метод ИК спектроскопии не имеет ограничений применительно к маслам из силовых трансформаторов, снабженных с адсорбционными системами очистки.

**Ключевые слова**: минеральное трансформаторное масло, ингибиторы окисления, ионол, ИК спектроскопия.

## Введение

Силовые трансформаторы относятся к числу наиболее важных и дорогих элементов в любой электроэнергетической системе. С учетом того, что средний возраст большинства силовых трансформаторов давно превысил нормативно установленные сроки [1, 2], обеспечение надежности их работы относится к числу важнейших эксплуатационных задач.

* Казанский государственный энергетический университет, г. Казань, Россия, e-mail: g_marsels@mail.ru

** Ямало-Ненецкое ПМЭС – филиал ПАО «ФСК ЕЭС», г. Ноябрьск, Россия, e-mail: m.lyutikova@mail.ru

*** ИЦ «Энергопрогресс», г. Казань, Россия, e-mail: kuchkarova1985@gmail.com

Возможность дальнейшего использования трансформаторного электрооборудования определяется состоянием его изоляции. Воздействие высокой температуры, электрического поля и других эксплуатационных факторов неизбежно ведет к старению изоляционной системы. Применительно к силовым маслонаполненным трансформаторам, которые составляют основную часть всего трансформаторного парка, подразумевается деградация изоляционной бумаги и минерального (нефтяного) трансформаторного масла.

При этом необходимо отметить два важных обстоятельства. Во-первых, бумажную изоляцию трансформатора, в отличие от масла, невозможно заменить без проведения сложного капитального ремонта. То есть, неудовлетворительное состояние бумажной изоляции означает исчерпание эксплуатационного ресурса трансформатора.

Во-вторых, продукты старения минерального масла ускоряют деструкцию бумаги. Исходя из этих положений становится очевидным, что снижение скорости деградации трансформаторного масла позволяет продлить ресурс и надежность трансформатора в целом.

Основной причиной старения трансформаторного масла в процессе его эксплуатации является процесс окисления. Для замедления этого процесса в масла добавляют специальные присадки – ингибиторы окисления. В России, как и во многих других странах, наиболее распространенным ингибитором окисления является ионол (2,6-ди-трет-бутил-4-метилфенол), имеющий много других торговых названий [агидол-1, ДБПК, DBPC, BHT и др.]. Структурная формула молекулы ионола и его 3D-модель представлены на рис. 1.

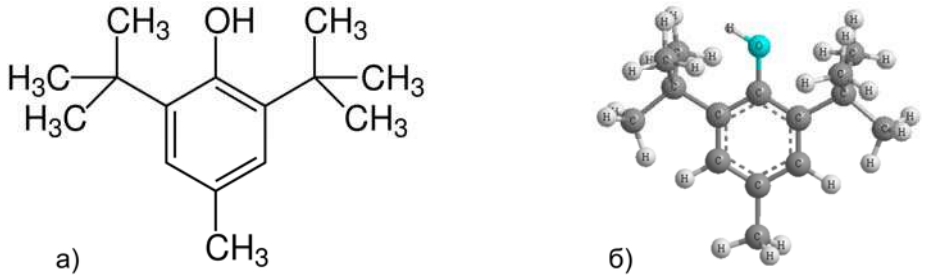



Рис. 1 – Структурная формула (а) и 3D-модель (б) молекулы ионола.

В 80-х годах 20 века российскими учеными Липштейном Р.А. и Шахновичем М.И. было установлено, что для стабилизации процессов окисления концентрация ионола не должна снижаться ниже 0,1% по массе [3]. Отечественными нормативными документами концентрация ионола в трансформаторных маслах установлена в пределах 0,1-0,40% [4]. В зарубежных стандартах минимально допустимая концентрация ионола определена на уровне 0,08% [5]. Таким образом, одной из эксплуатационных задач становится регулярный контроль остаточного содержания ионола в изоляционных маслах, что позволяет своевременно доводить его концентрацию до требуемого уровня. Для решения этой задачи ис-

пользуются различные хроматографические и спектральные методы [6]. В российских диагностических лабораториях наиболее широкое распространение получил метод газожидкостной хроматографии (ГЖХ) с пламенно-ионизационным детектором (ПИД) [7]. К основным недостаткам всех хроматографических методов следует отнести высокую длительность и трудоемкость анализа, сложности с поставкой высокоочищенного ректификованного этанола с объемной долей спирта не менее 96%, используемый для экстракции ионола.

Альтернативным способом определения концентрации ионола является ИК спектрофотометрический метод. Методика проведения анализа представлена в документах [8, 9]. Использование современных ИК спектрофотометров с преобразованием Фурье позволяет на порядок снизить трудоемкость, стоимость и длительность анализа по сравнению с газовой хроматографией. Кроме того, спектральный метод позволяет ограничить использование химических реактивов, что немало важно для безопасности и здоровья персонала химических лабораторий.

Единственным недостатком ИК метода, который может сдерживать его широкое внедрение в повседневную практику, является погрешность при анализе сильно окисленных образцов масел. Принято считать, что результаты анализа дают завышенное значение [10] при построении градуировочного уравнения по одной полосе поглощения – в районе 3650 см$^{-1}$. Интенсивность этой полосы поглощения, относящейся к валентным колебаниям группы –ОН молекулы ионола, прямо пропорциональна общему содержанию присадки в масле.

Причина погрешности измерений ИК методом заключается в том, что в процессе окисления в масле могут накапливаться продукты распада молекулы ионола, а также другие соединения, которые также имеют полосу поглощения в области 3650 см$^{-1}$. Наложение этих полос поглощения на полосу поглощения ионола приводит к искажению результатов анализа.

При этом необходимо обратить внимание на определенную закономерность, выявленную при анализе большого количества образцов масел из маслонаполненного электрооборудования различного типа. Тенденция накопления в масле соединений – продуктов распада присадки ионол, которые оказывают влияние на результаты измерения ионола, в первую очередь характерна для измерительных трансформаторов тока и напряжения [11]. Для масел, эксплуатируемых в силовых трансформаторах, такой процесс формирования продуктов окисления ионола наблюдается редко.

В этой связи интересным представляется сравнение результатов определения концентрации ионола в маслах из силовых трансформаторов, получаемых традиционным методом ГЖХ и методом ИК Фурье-спектроскопии.

**Экспериментальная часть**

Для исследования были использованы образцы трансформаторных масел из 29 силовых трансформаторов с номинальным высшим напряжением от 110 до 500 кВ.

Концентрацию ионола в образцах масел определяли методом ГЖХ, согласно [7], а также по ИК спектрам масел. Хроматографические исследования проводились в двух независимых аттестованных химических лабораториях.

Для измерения ИК спектров масел были использовался ИК Фурье-спектрометр Tensor-27 (Bruker). Спектры снимались в диапазоне 4000-3000 см$^{-1}$ со спектральным разрешение 1 см$^{-1}$. Толщина кюветы 2 мм, материал окон кюветы – $CaF_2$.

Для калибровки ИК спектрометра использовались Государственные стандартные образцы (ГСО 10203-2013) с концентрациями ионола 0,1%, 0,2% и 0,4%.

**Результаты и их обсуждение**

На основе измеренных спектров ГСО была осуществлена калибровка спектрометра. На рис. 2 представлены ИК спектры образцов ГСО с различной концентрацией ионола. Аналитической является полоса поглощения с пиком в области 3650 см$^{-1}$ [12].

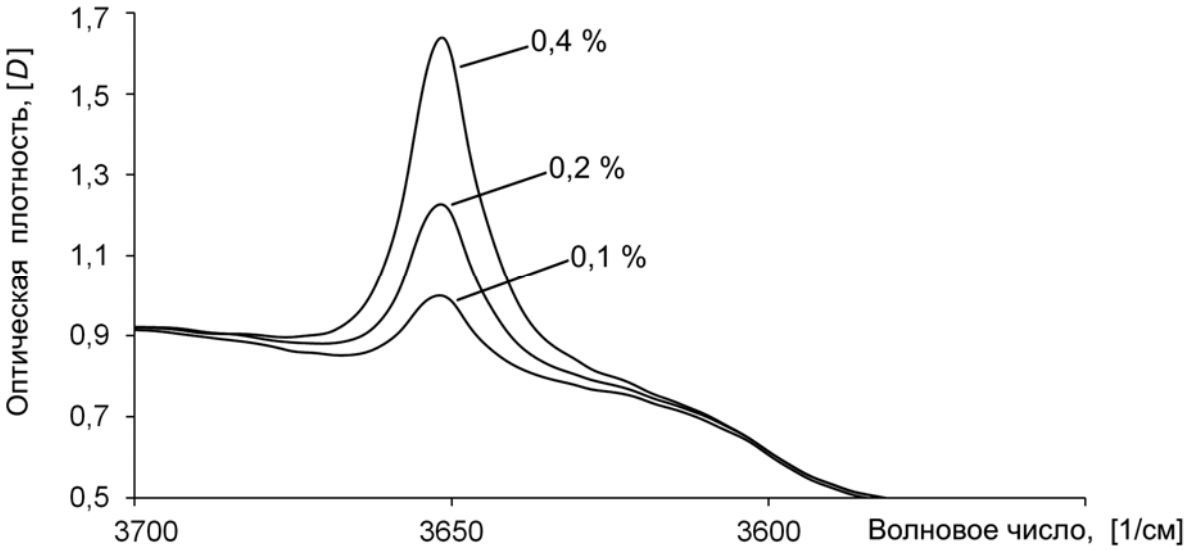



Рис. 2 – ИК спектры ГСО с различным содержанием ионола. Толщина кюветы – 2 мм.

Калибровочный график зависимости концентрации ионола в масле от интенсивности полосы поглощения представляет собой линейную регрессию – рис. 3. Коэффициент детерминации $R^2 = 0{,}999$, величина стандартного отклонения составила 0,002% ионола. Полученный результат позволяет утверждать, что при использовании кюветы толщиной 2 мм обеспечивается высокая точность проведения измерений. При этом, уменьшаются трудоемкость и время пробоподготовки по сравнению с применением более тонких кювет.

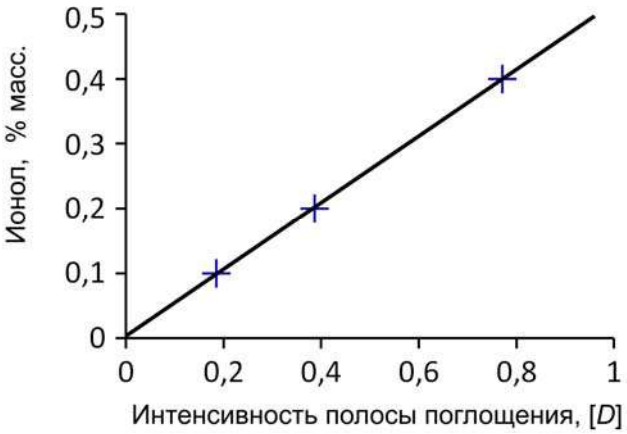



Рис. 3 – Калибровочный график для определения концентрации ионола по интенсивности полосы поглощения в районе 3650 см$^{-1}$.

Далее измерялись спектры всех 29 образцов масел. С помощью калибровочного уравнения по интенсивностям аналитической полосы поглощения в районе 3650 см$^{-1}$ были определены концентрации ионола во всех образцах масел. В таблице 1 представлены значения концентрации ионола, вычисленные по ИК методу, а также результаты измерений ГЖХ методом в двух независимых лабораториях. Для наглядности эти же данные представлены на рис. 4 в виде столбчатой диаграммы: левые столбцы – ИК анализ; средние – Лаборатория 1; правые – Лаборатория 2.

Анализ столбчатой диаграммы и табличных данных показывают, что результаты, полученные с помощью ИК анализа, соответствуют результатам, полученным методом газовой хроматографии. Для большинства образцов масел коэффициент вариации результатов двух независимых лабораторий и ИК метода составляет менее 10%, что свидетельствует о незначительной степени рассеивания данных.

Коэффициент вариации более 10% получен для четырех образцов масел: № 6, 9, 11 и 23. Анализ данных позволяет утверждать, что такой результат сформирован в результате явно ошибочных измерений (промахов) в Лаборатории 1 (выделены серым цветом в табл. 1).

В этой связи необходимо дать пояснения о возможных причинах такого рода погрешностей.

При использовании ГЖХ ошибочные измерения могут возникать при несоблюдении определенных правил. В частности, в работе [13] было продемонстрировано возникновение значительной методической погрешности в случае избыточного увлажнении экстрагента (этилового спирта). Также было показано значительное влияние структурно-группового состава масла на коэффициент распределения ингибитора в системе «масло-ионол-спирт». Следует заметить, что данный факт не учитывается и в утвержденных методиках проведения измерений.

Существует проблема, как и в случае ИК спектроскопии, завышения результатов ГЖХ при появлении в масле продуктов распада ионола, концентрация которых считается суммарно [11].

Таблица 1. Результаты определения концентрации ионола в трансформаторных маслах по ИК спектрам и методом газожидкостной хроматографии

| № п/п | Прогноз по ионолу | Хроматографический метод (ГЖХ) | | Коэффициент вариации |
|---|---|---|---|---|
| | ИК | Лаб1 | Лаб2 | |
| 1 | 0,2343 | 0,2150 | 0,2363 | 4,2 |
| 2 | 0,2651 | 0,2300 | 0,2658 | 6,6 |
| 3 | 0,2362 | 0,2250 | 0,2343 | 2,1 |
| 4 | 0,2534 | 0,2270 | 0,2551 | 5,2 |
| 5 | 0,2545 | 0,2200 | 0,2785 | 9,6 |
| 6 | 0,2731 | 0,2050 | 0,2609 | 12,0 |
| 7 | 0,2617 | 0,2770 | 0,2595 | 2,9 |
| 8 | 0,2532 | 0,2200 | 0,2547 | 6,6 |
| 9 | 0,2642 | 0,2080 | 0,2824 | 12,6 |
| 10 | 0,2613 | 0,2210 | 0,2617 | 7,7 |
| 11 | 0,2763 | 0,1890 | 0,2874 | 17,5 |
| 12 | 0,2851 | 0,3060 | 0,3008 | 3,0 |
| 13 | 0,2555 | 0,2470 | 0,2644 | 2,8 |
| 14 | 0,2579 | 0,2180 | 0,2647 | 8,3 |
| 15 | 0,2773 | 0,2440 | 0,2828 | 6,4 |
| 16 | 0,2634 | 0,2550 | 0,2910 | 5,7 |
| 17 | 0,2692 | 0,3270 | 0,2739 | 9,0 |
| 18 | 0,2657 | 0,2520 | 0,2741 | 3,4 |
| 19 | 0,2517 | 0,2850 | 0,2647 | 5,1 |
| 20 | 0,2515 | 0,2390 | 0,2538 | 2,6 |
| 21 | 0,2655 | 0,2590 | 0,2831 | 3,8 |
| 22 | 0,2668 | 0,2940 | 0,2785 | 4,0 |
| 23 | 0,2241 | 0,2920 | 0,2210 | 13,3 |
| 24 | 0,2565 | 0,2660 | 0,2699 | 2,1 |
| 25 | 0,3329 | 0,3950 | 0,3246 | 9,0 |
| 26 | 0,3137 | 0,3860 | 0,3324 | 8,9 |
| 27 | 0,2537 | 0,2650 | 0,2617 | 1,8 |
| 28 | 0,2282 | 0,2400 | 0,2422 | 2,6 |
| 29 | 0,2351 | 0,2800 | 0,2357 | 8,4 |

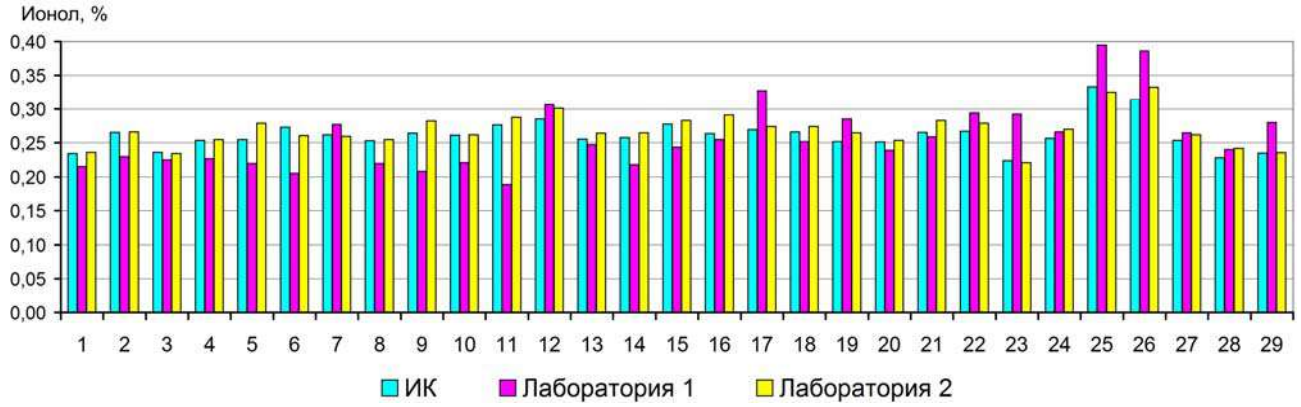



Рис. 4 – Результаты определения концентрации ионола в образцах масел 1÷29 согласно табл. 1.

Наконец, имеется вероятность грубой ошибки (промаха). Для исключения такого рода ошибок измерения необходимо проводить дважды [7]. Однако на практике часто применяется однократное измерение, что сокращает время и себестоимость анализа.

Таким образом, можно констатировать, что для метода ГЖХ существует проблема воспроизводимости результатов определения концентрации ионола в изоляционных маслах. В отличие от газовой хроматографии, метод ИК Фурье-спектроскопии практически не зависим от квалификации персонала и других субъективных факторов.

Исходя из анализа табличных данных, можно сделать вывод, что большей достоверностью обладают результаты, полученные в Лаборатории 2. Поэтому далее будем сравнивать результаты, полученные методом ИК спектроскопии, с данными этой лаборатории.

Одним из способов сравнения результатов, полученных различными методами, является анализ различий в результатах измерений [14].

На рис. 5 приведена диаграмма отклонений результатов, полученных ИК методом, по сравнению с методом ГЖХ (Лаб2).

Рис. 5 – Разность между определениями концентрации ионола методом ИК-спектроскопии и методом газовой хроматографии (Лаб2).

Среднее значение разности между обоими методами измерений составило -0,007% ионола. Значение стандартного отклонения разностей составило 0,009% ионола. Столь низкие значения по сравнению с типично измеряемыми концентрациями ионола (см. табл. 1) свидетельствуют об отсутствии значимого систематического расхождения между обоими методами и значимой погрешности измерения методом ИК спектроскопии.

Таким образом, результаты сравнения двух методов измерений свидетельствуют о достоверности получаемых результатов методом ИК спектроскопии и возможности практического использования этого метода для контроля содержания ионола в трансформаторных маслах.

Далее необходимо подробнее рассмотреть упомянутую выше проблему завышения результатов определения концентрации ионола методом ИК спектроскопии. Эта проблема обусловлена тем, что в стареющем масле появляются продукты распада самой молекулы ионола. Согласно современным представлениям [3, 11, 15, 16] предполагаемый механизм окисления ионола может быть представлен схемой, изображенной на рис. 6.

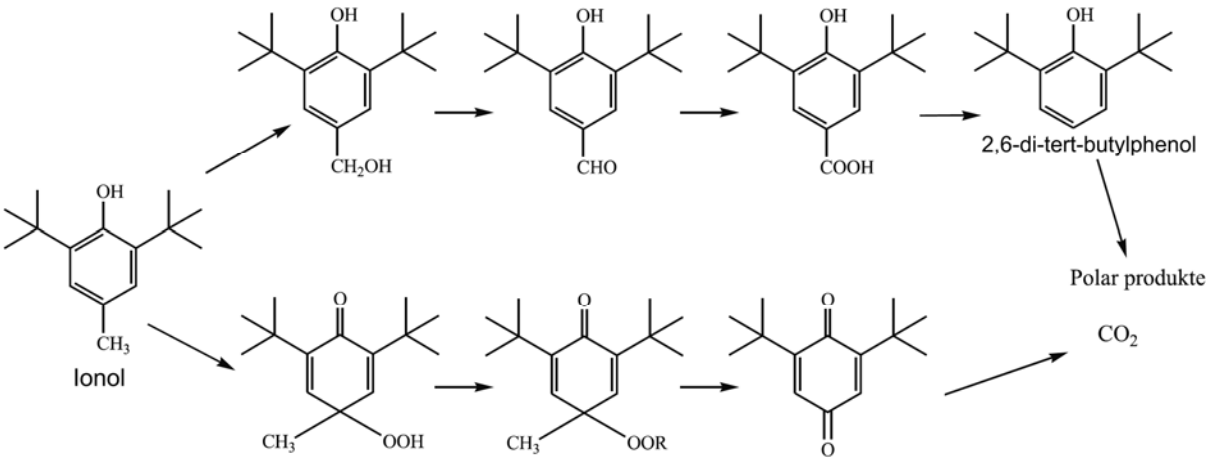



Рис. 6 – Механизм окисления ионола в трансформаторном масле [11].

Как правило, в качестве основного соединения, накапливающегося в маслах, указывают 2,6-ди-трет-бутил-фенол. Структурная формула его приведена в правом верхнем углу схемы на рис. 6. Представленное соединение, также как и другие промежуточные продукты распада ионола, имеют структуру пространственно-затрудненных фенолов. Поэтому все эти соединения, как и целевой компонент – ионол, будут иметь в ИК спектре полосу поглощения в области 3650 см$^{-1}$, искажая тем самым результаты измерений.

Как уже было отмечено, проблема накопления в масле продуктов деградации ионола в наименьшей степени свойственна силовым трансформаторам [11]. Необходимо заметить, что в соответствии с ГОСТ 11677 масляные трансформаторы мощностью более 1 МВА оборудуются термосифонными, либо адсорбционными фильтрами. В качестве адсорбента, как правило, используется крупнопористый силикагель марки КСКГ [17]. Во время работы трансформатора масло непрерывно циркулирует сквозь слой адсорбента, в результате чего происходит осаждение соединений полярного характера в порах силикагеля [18]. К таким соединениям в первую очередь относятся различные продукты окисления углеводородных молекул (перекиси, спирты, кетоны, альдегиды, кислоты), а также полиароматические и смолисто-асфальтеновые углеводороды.

Изображенные на рис. 6 промежуточные продукты деградации молекулы ионола также представляют собой окисленные соединения полярного характера. На основе этого можно предположить, что такие соединения также могут поглощаться силикагелем в адсорбционных и

термосифонных фильтрах силовых трансформаторов. Наименьшей полярностью обладает лишь 2,6-ди-трет-бутил-фенол, который, как и ионол практически не адсорбируется силикагелем. Однако, с удалением из масла промежуточных продуктов деградации ионола проблема накопления в масле и этого соединения также перестает быть актуальной.

Таким образом, на основе анализа теоретического материала и экспериментальных данных можно отметить, что предлагаемый в настоящей статье метод ИК спектроскопии является перспективным для проведения рутинных анализов по определению концентрации ионола в изоляционных маслах. Данный метод позволяет с высокой точностью и воспроизводимостью получать результаты анализа содержания присадки в маслах из силовых трансформаторов, снабженных системами адсорбционной очистки, к которым относятся все трансформаторы мощностью более 1 МВА.

В заключении необходимо заметить, что для возможности применения метода ИК спектроскопии к любым видам изоляционных масел необходимо помимо основной полосы поглощения (3650 см$^{-1}$) использовать еще несколько дополнительных полос, применяя при этом методы множественной регрессии [19] и частичных наименьших квадратов [10]. Однако при этом возникают проблемы, связанные с калибровкой отдельных спектрометров, что ставит под сомнение возможность широкого использования такого подхода.

**Заключение**

На основе исследования масел из силовых трансформаторов показано, что метод ИК спектроскопии и газожидкостной хроматографии дают сравнимые результаты определения концентрации ионола. Дано обоснование, что при анализе масел из силовых трансформаторов, снабженных термосифонными или адсорбционными фильтрами, для определения концентрации ионола достаточно использовать только одну основную полосу поглощения в ИК спектре этой присадки.

**Литература**

1. Zou, J.; Chen, W.; Wan, F.; Fan, Z.; Du, L. Raman Spectral Characteristics of Oil-Paper Insulation and Its Application to Ageing Stage Assessment of Oil-Immersed Transformers // Energies, 2016, 9, 946.

2. Wiklund P., Pahlavanpour B. Properties of Mineral Insulating Oils in Service // Journal of Iranian Association of Electrical and Electronics Engineers, 2010, Vol. 7, pp. 65-73.

3. Липштейн Р.А. О механизме действия ингибиторов окисления, присадки к маслам // Присадки к маслам: Труды Второго Всесоюзного науч.-техн. совещания. 1968, с. 169-177.

4. Объем и нормы испытаний электрооборудования: СТО 34.01-23.1-001-2017. М.: ПАО «Россети», 2017, 262 с.

5. Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment: International standard IEC 60296. 2020, 82 p.

6. Lyutikova M.N., Konovalov A.A., Korobeinikov S.M., Kozlov V.K., Garifullin M.Sh. Control of the Antioxidant Additive (Ionol) Content in Liquid Insulation of High-Voltage Equipment in Electric Grid Companies Using Modern Instrumental Methods // Power Technology and Engineering, Vol. 53, № 1, May, 2019, p. 118-125.

7. Методические указания по определению содержания ионола в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии: СТО 56947007-29.180.010.008-2008. Введ. 2007-06-25. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2007, 24 с.

8. Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils (IDT): International Standard IEC 60666:2010. IEC, 2010, 64 p.

9. Standard Test Method for 2,6-di-tert-Butyl-p-Cresol and 2,6-di-tert-Butyl Phenol in Electrical Insulating Oil by Infrared Absorption: ASTM D2668 - 07(2013), 6 p.

10. Ågren P., Lillhonga T., Melzer L. Identification and Improved Quantification of Inhibitors in Mineral Insulating Oils using FTIR Spectroscopy and Partial Least Squares Regression // 48 CIGRE Session, Paris, August 23-28, 2020, Paper D1-103.

11. Лютикова М.Н., Нехорошев С.В., Куклина В.М., Кульков М.Г. Идентификация примесей неизвестного состава в изоляционном масле методом хромато-масс-спектрометрии // Электрические станции, 2020, №6, с. 47-53.

12. Смит А. Прикладная ИК-спектроскопия / пер. англ. М.: Мир, 1982, 328 с.

13. Коробейников С.М., Лютикова М.Н. Исследование технологических операций, влияющих на определение концентрации присадки Ионол в изоляционном масле высоковольтного оборудования // Проблемы региональной энергетики, 2018, № 36, с. 96-105.

14. Тьюки Дж. Анализ результатов наблюдений. Разведочный анализ / пер. с англ. М.: Мир, 1981, 696 с.

15. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983, 296 с.

16. Рогинский В.А. Фенольные антиоксиданты: Реакционная способность и эффективность. М.: Наука, 1988, 247 с.

17. Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования: СТО 70238424.27.100.053-2013. М: НП «ИНВЭЛ», 2013, 163 с.

18. Брай И.В. Регенерация трансформаторных масел. М.: Химия, 1972, 168 с.

19. Крищенко В.П. Ближняя инфракрасная спектроскопия. М.: КРОНА-ПРЕСС, 1997, 638 с.

Научное издание

# МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ БОЛЬШИХ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

Выпуск 71

Надежность энергоснабжения потребителей
в условиях их цифровизации

Книга 2

---
---
Подписано в печать 11.11.2020 г. Формат 60×80 1/16
Усл. печ. л. 20.9. Тираж 250 экз. Заказ № 52

Отпечатано полиграфическим участком
Иркутск: ИСЭМ СО РАН

664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130