

На правах рукописи



Бандурин Иван Иванович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 35-110 КВ**

05.14.02 - Электрические станции и электроэнергетические системы

АВТОРЕФЕРАТ

Диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Иваново – 2011

Работа выполнена на кафедре «Электропривод и системы автоматизации»
ГОУ ВПО «Псковский государственный политехнический институт»

Научный руководитель:

доктор технических наук, доцент
Плохов Игорь Владимирович

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, профессор
Папков Борис Васильевич

кандидат технических наук, доцент
Герасимов Сергей Евгеньевич

Ведущая организация:

Межрегиональная распределительная сетевая компания Северо-Запада
(ОАО "МРСК Северо-Запада"), г. Санкт-Петербург

Защита состоится «30» июня 2011 г. в 11⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.064.01 по защите докторских диссертаций при Ивановском государственном энергетическом университете по адресу: г. Иваново, ул. Рабфаковская, д.34, корпус Б, ауд. № 237.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, заверенные печатью организации, просим присылать по адресу: 153003, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, Ученый совет ИГЭУ. Тел.: (4932) 38-57-12, факс: (4932) 38-57-01. E-mail: uch_sovet@ispu.ru.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ивановского государственного энергетического университета. С авторефератом – на сайте ИГЭУ www.ispu.ru.

Автореферат разослан «25» мая 2011 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.064.01
доктор технических наук, профессор



Мошкарин А.В.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. Повышение надежности работы электроэнергетических систем является одной из главных задач современной электроэнергетики. Решение этой задачи зависит от правильного подхода к организации оперативного обслуживания (ОО) электрооборудования, от совершенства методов обоснованного принятия решений по ОО. Для этого необходимо всестороннее исследование нормальных и аварийных режимов работы электроэнергетической системы и принятие мер по обеспечению их надежного функционирования.

Актуальность проведенных в диссертации исследований определяется проблемами функционирования и развития электроэнергетики России связанными с износом и старением электрооборудования, снижением качества и объеме ОО при сохранившихся требованиях к надежности электроснабжения.

Рыночные условия и снижение надежности стареющего электросетевого оборудования ведут к повышению риска возникновения технологических нарушений работы как на подстанциях (ПС), так и на линиях электропередач, к росту расходов на поддержание требуемого уровня надежности в распределительном электросетевом комплексе. Поэтому необходим научный анализ и принятие мер, направленных на повышение надежности за счет рациональной организации и новой стратегии системы ОО электрических сетей (ЭС). Это, в свою очередь, требует разработки соответствующих математических моделей.

Отмеченные обстоятельства определяют актуальность темы, как в теоретическом, так и практическом аспектах и востребованность ее результатов в деятельности проектных организаций, центров управления сетями, структур оперативно-диспетчерского управления и перспективного развития энергосистем.

Обоснование соответствия диссертации паспорту научной специальности

05.14.02 – «Электростанции и электроэнергетические системы»

Соответствие диссертации формуле специальности:

- в соответствии с формулой специальности 05.14.02 – «Электростанции и электроэнергетические системы» (технические науки), объединяющей исследования по связям и закономерностям при планировании развития, проектировании и эксплуатации электрических станций, электроэнергетических систем, электрических сетей и систем электроснабжения, в диссертационном исследовании разработаны комплексы математических моделей и алгоритмов их реализации, выполненные для оптимизации работы системы ОО ЭС 35-110 кВ.

Соответствие диссертации области исследования специальности:

- отраженные в диссертации научные положения соответствуют области исследования специальности 05.14.02 – «Электростанции и электроэнергетические системы»: по развитию и совершенствованию системы ОО ЭС 35-110 кВ и разработке моделей по её оптимизации с целью обеспечения экономичного и надежного электроснабжения потребителей.

Результаты диссертационного исследования, отраженные в поставленных задачах и имеющие научную новизну, соответствуют пунктам: 1) №6 "Разработка методов математического и физического моделирования в электроэнергетике"; 2) №8 "Разработка методов статической и динамической оптимизации для решения задач в электроэнергетике"; 3) №11 "Разработка методов анализа структурной и функциональной надежности электроэнергетических систем и систем электроснабжения»; 4) №13 "Разработка методов использования ЭВМ для решения задач в электроэнергетике" паспорта специальности 05.14.02 – «Электростанции и электроэнергетические системы» (технические науки).

Рассмотренные математические модели и алгоритмы оптимизации структуры системы ОО ЭС 35–110 кВ позволяют обслуживать все требования (заявки) ЭС 35–110 кВ: 1) в среднем; 2) с заданным средним временем обслуживания; 3) с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения требования при минимальных затратах. Математические модели учитывает надежность оборудования электрических сетей и характеристики обслуживаемых приборов (ОП), с точки зрения теории массового обслуживания (ТМО), таких как устройства телемеханики и автоматики (ТМиА), а также возможные различные формы организации ОО ПС персоналом сетей. Разработана модель и алгоритм адаптивного управления структурой системы ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат. Разработан комплекс программ, реализующий предложенные алгоритмы и подходы по оптимизации системы ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат. Внедрение программ дает экономический эффект, заключающийся в сокращении затрат на ОО ЭС 35-110 кВ, и технический эффект, заключающийся в сокращении средней продолжительности аварийного отключения потребителей 1 и 2 категории.

Целью работы является разработка новых и совершенствование существующих методов оптимизации системы ОО ЭС 35–110 кВ. В соответствии с указанной целью были поставлены и решены следующие задачи.

1. Разработана математическая модель и алгоритм, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований в среднем.

2. Разработана математическая модель и алгоритм, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований с заданным средним временем обслуживания.

3. Разработана математическая модель и алгоритм, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

4. Разработана модель и алгоритм адаптивного управления структурой системы ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат.

5. Разработан комплекс программ, реализующий предложенные алгоритмы и подходы по оптимизации системы ОО ЭС 35–110 кВ.

Объектом исследования являются ЭС 35–110 кВ.

Предметом исследования является система ОО ЭС 35–110 кВ.

Методы исследования. Для решения поставленных задач применены: системный анализ, методы теории надежности, теории массового обслуживания, теории вероятности и математической статистики, линейного дискретного программирования.

Научная новизна.

1. Разработаны математические модели и алгоритмы, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований: а) в среднем; б) с заданным средним временем обслуживания; в) с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

2. Разработана методика, позволяющая создать рациональную систему ОО ЭС 35–110 кВ, обслуживающую с минимальными затратами все требования: а) в среднем; б) с заданным средним временем обслуживания; в) с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения. Методика отличается от известных более полным учетом надежности оборудования ЭС и характеристик ОП с точки зрения ТМО, таких как устройства ТМиА, а также различных форм организации ОО ПС персоналом сетей.

3. Впервые получены расчетные и аналитические зависимости влияния основных составляющих и ограничений целевой функции оптимизации на величину затрат на систему ОО ПС 110(35)/ 10(6) кВ.

4. Впервые получены расчетные и аналитические зависимости влияния абсолютной и относительной чувствительности к величине затрат на систему ОО ПС 110(35)/ 10(6) кВ от основных составляющих и ограничений целевой функции оптимизации.

Практическая ценность.

1. Предлагаемые модели, алгоритмы и способы управления системой ОО ЭС 35-110 кВ позволяют при ограниченных финансовых, трудовых и временных ресурсах обеспечить надежность электроснабжения и повысить эффективность ОО.

2. Разработаны алгоритмы и компьютерные программы для построения рациональной системы ОО ЭС 35-110 кВ. Программы позволяют создать рациональную систему ОО ЭС 35–110 кВ, обслуживающую с минимальными затратами все требования, связанные с аварийным отключением потребителей 1 и 2 категории: а) в среднем; б) с заданным средним временем обслуживания; в) с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

Программа «Определение оптимальной формы обслуживания электрических подстанций» зарегистрирована в государственном Реестре программ для ЭВМ № 2010617933 от 2 декабря 2010 г.

3. При изменении структуры системы ОО Печорской РЭС экономический эффект составляет 1 млн. 332 тыс. руб. в год.

4. Практические рекомендации по снижению затрат на систему ОО и повышению надежности электроснабжения потребителей ЭС 35-110 кВ.

5. Для методики создания рациональной системы ОО ЭС 35-110 кВ была проанализирована повреждаемость электрооборудования ПС и линий электропередач с указанием причин и признаков последствий отказов в зависимости от сезонных и суточных колебаний. Проанализирован объем и состав потока требований, поступающий в систему ОО при плановых и аварийных работах.

Достоверность результатов. Достоверность научных положений и результатов, изложенных в диссертации, обеспечивается корректным применением теории, многосторонним учетом большого числа факторов и условий функционирования электрических сетей, адекватностью используемых математических моделей. Подтверждается расчетом большого числа примеров для реальных электрических сетей и совпадением полученных результатов с экспертными оценками специалистов, занимающихся эксплуатацией электрических сетей.

Основные положения диссертации, выносимые на защиту.

1. Математическая модель и алгоритм, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований в среднем.

2. Математическая модель и алгоритм, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований с заданным средним временем обслуживания.

3. Математическая модель и алгоритм, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

4. Методика более полно учитывающая надежность оборудования ЭС и характеристики ОП, позволяющая создать рациональную систему ОО ЭС 35–110 кВ обслуживающую с минимальными затратами все требования: а) в среднем; б) с заданным средним временем обслуживания; в) с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

5. Впервые полученные расчетные и аналитические зависимости влияния основных составляющих и ограничений целевой функции оптимизации на величину затрат на систему ОО ПС 110(35)/10(6) кВ.

6. Впервые полученные расчетные и аналитические зависимости влияния абсолютной и относительной чувствительности к величине затрат на систему ОО ПС 110(35)/10(6) кВ от основных составляющих и ограничений целевой функции оптимизации.

Личный вклад соискателя. В работах, опубликованных в соавторстве, соискателю принадлежит разработка математических моделей [1, 2, 10], алгоритмов [11, 14], выбор аппаратного и программного обеспечения оперативно-информационного комплекса АСУ ТП электроснабжением [8, 9, 12], анализ результатов [4, 5, 6, 7, 13].

Апробация результатов работы. Основные положения диссертации докладывались на: 1-й Международной научной конференции «Автоматизация, Энергетика, Компьютерные технологии» (Псков, 2007 г.); Международном научном семинаре им. Ю.Н.Руденко (Харьков, 2006 г.; Вологда, 2007 г.; Иркутск, 2008 г.; С-Пб, 2009 г.; Ялта, 2010 г. – см. Приложение 1); Международной научной конференции «Математические методы в технике и технологиях – ММТТ–22» (Псков, 2010 г.); Расширенном заседании кафедры электропривода и систем автоматизации Псковского государственного политехнического института с участием ведущих специалистов кафедр электроэнергетики и теоретических основ электротехники (Псков, 2010 г.) – см. Приложение 2. Диссертация была апробирована и получила одобрение на 82-м заседании международного научного семинара им. Ю.Н.Руденко «Проблемы исследования и обеспечения надежности либерализованных систем энергетики» (Ялта, 2010 г.).

Результаты работы реализованы в электрических сетях «Псковэнерго» МРСК «Северо-Запада». Теоретические результаты диссертационной работы используются в учебном процессе (специальность 140211 «Электроснабжение») при изучении дисциплин «Математическое моделирование технических систем», «Надежность электроснабжения» и «Электрические сети и системы» на кафедре "Электроэнергетика" Псковского государственного политехнического института. Программа «Определение оптимальной формы обслуживания электрических подстанций» зарегистрирована в государственном Реестре программ для ЭВМ № 2010617933 от 2 декабря 2010 г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ из них – 3 в изданиях, рекомендованных ВАК, 1 – в иностранном журнале и 1 программа, зарегистрированная в государственном Реестре программ для ЭВМ.

Структура диссертационной работы. Диссертационная работа изложена на 152 страницах машинописного текста и состоит из введения, четырех глав, выводов, списка литературы (113 наименований источников) и имеет 4 приложения на 25 страницах.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность и соответствие диссертации паспорту научной специальности 05.14.02 – «Электростанции и электроэнергетические системы», сформулирована цель и определены основные задачи исследования, показана научная новизна и практическая ценность работы, сформулированы основные положения, выносимые на защиту, приведена структура диссертации.

В первой главе показана структура и определены задачи оперативного управления в электроэнергетике, дается анализ особенностей эксплуатации ЭС в новых условиях.

Существенный вклад в решение задачи управления электроэнергетическими системами и оптимизации их режимов был внесен участниками Международного научного семинара им. Ю.Н.Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики». Развитию теории и методов обеспечения надежности систем энергетики посвящены работы Ю.Н. Руденко, Н.И. Воропая, В.А. Веникова, М.Ш. Мисриханова, Ю.Б. Гука, Ю.Я Любарского, В.Г. Китушина, Б.В. Папкова, В.А Савельева и др.

Теоретической основой методов эксплуатации электрооборудования, а также оперативного управления электроэнергетическими системами являются работы А.А. Филатова, А.Н. Назарычева, М.А. Короткевича, Е.В. Калентионока, В.А. Семёнова, Н.А. Мурашко, А.П. Васильева, а также зарубежных ученых И. Награта, П. Кундура, Р. Дорфа и др.

Разработке научных методов и способов оптимизации режимов электроэнергетических систем посвящены работы В.А. Веникова, Д.А. Арзамасцева, В.М. Горнштейна, В.И. Идельчика, В.М. Синькова, Л.А. Крумма, а также зарубежных ученых Д. Котари, И. Диллона и др.

Однако вопросы обеспечения надежности и оптимизации работы системы ОО ЭС с позиций организации ее эффективного функционирования исследованы не до-

статочно полно. Многие аспекты претерпели значительные изменения, обусловленные сменой экономических основ государства, отношений между предприятиями отрасли и нуждаются в существенной доработке.

Проведенный критический анализ существующих систем ОО ЭС 35–110 кВ показал, что, как правило, при проектировании развития энергосистем не рассматривается вопрос оптимальной организации системы ОО. Существующие методы построения системы ОО не позволяют построить систему ОО ЭС 35–110 кВ с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения требования.

Во второй главе разработана методика создания рациональной системы ОО ЭС 35–110 кВ на базе алгоритмов, позволяющих обслуживать все требования: а) в среднем; б) с заданным средним временем обслуживания; в) с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

В систему ОО ЭС поступают требования (заявки) со стороны ЭС. Каждая энергоустановка предъявляет потоки требований, которые должны обслуживаться. В соответствии с характером производимых работ, а также по способу и срокам подачи, заявки в ЭС подразделяются на плановые, срочные, неплановые, неотложные и аварийные.

Система ОО ЭС 35–110 кВ относится к многофазным системам с несколькими ОП. Поток требований на обслуживание распределяется между ОП. ОП являются устройства ТМиА, а также оперативный персонал.

Виды ОО ПС 35 кВ и выше могут быть следующими:

- ОО местным оперативным персоналом,
- ОО оперативно-выездными бригадами (ОВБ) с определенными зонами обслуживания.

Варианты организации ОО местным оперативным персоналом:

- дежурство на ПС двух электромонтеров в смене,
- дежурство на ПС одного электромонтера (ДЭ) в смене,
- дежурство на дому одного электромонтера («ДЭ на дому») в смене.

Требуется рациональное распределение функций по обслуживанию электрической сети между оперативным персоналом и устройствами ТМиА. Это может быть достигнуто выбором рациональной структуры системы ОО ЭС.

При разработке математических моделей создания рациональной системы ОО ЭС введены и обоснованы следующие допущения:

- 1) поток требований на ОО ЭС 35–110 кВ является простейшим;
- 2) время обслуживания требования на ПС оперативным персоналом не зависит от вида ОО (ДЭ, «ДЭ на дому» или ОВБ);

- 3) время обслуживания требования на ПС оперативным персоналом не зависит от уровня его квалификации;
- 4) время доставки ОВБ на ПС равно времени доставки ОВБ с базы на ПС;
- 5) не учитываются затраты на работы по оценке технического состояния оборудования;
- 6) функция ущерба от перерыва электроснабжения ПЭ является линейной.

Для разработки математической модели и алгоритма, позволяющих оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований в среднем, введем двоичные переменные плана обслуживания следующим образом:

$$x_{ДЭi} = \begin{cases} 1, & \text{если ПС обслуживается только одним ДЭ;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}, \quad (1)$$

$$x_{ДЭ_на_домуi} = \begin{cases} 1, & \text{если ПС обслуживается только одним ДЭ на дому;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}, \quad (2)$$

$$x_{ОВБи,j} = \begin{cases} 1, & \text{если ПС обслуживается ОВБ;} \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}, \quad (3)$$

где i – номер ПС; j – номер бригады ОВБ.

Так как ОВБ может обслуживать несколько ПС, введем индикаторную переменную

$$y_j = \begin{cases} 1, & \text{если хотя бы одна } x_{ОВБи,j} = 1; \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}. \quad (4)$$

Если имеющихся ресурсов для размещения бригад ОВБ недостаточно, возникает необходимость в дополнительной базе для ОВБ. Введем индикаторную переменную, показывающую необходимость в сооружении k -ой базы

$$z_k = \begin{cases} 1, & \text{если хотя бы одна } y_j > 1, \text{ где } j \in k \\ 0, & \text{иначе.} \end{cases}. \quad (5)$$

В качестве критерия оптимизации системы ОО ЭС 35–110 кВ выбрана функция минимума средних ежемесячных суммарных затрат на систему ОО ЭС – Z , которая в общем случае состоит из четырех составляющих

$$Z = Z_{об} + Z_{дост} + Z_{КО} + Z_{ущерб}, \quad (5)$$

где $Z_{об}$ – ежемесячные затраты на обслуживание требований; $Z_{дост}$ – ежемесячные затраты на доставку ОВБ; $Z_{КО}$ – ежемесячные приведенные затраты на создание каналов обслуживания; $Z_{ущерб}$ – ежемесячные затраты на оплату ущерба потребителям электроэнергии (ПЭ). Рассмотрим их подробнее:

1. Средние ежемесячные затраты на обслуживание требований

$$Z_{ДЭ} \sum_{i=1}^n x_{ДЭ_i} + Z_{ДЭ_на_дому} \sum_{i=1}^n x_{ДЭ_на_дому_i} + Z_{ОВБ} \sum_{j=1}^m y_j, \quad (6)$$

где $Z_{ДЭ}$, $Z_{ДЭ_на_дому}$, $Z_{ОВБ}$ – ежемесячные затраты на содержание ДЭ, «ДЭ на дому» и ОВБ, руб.;

2. Средние ежемесячные затраты на доставку оперативного персонала

$$2Z_{1час} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \lambda_i t_{месяц} t_{доставки,j} x_{ОВБ_{i,j}}, \quad (7)$$

где $Z_{1час}$ – затраты на содержание машины ОВБ, руб./ час; λ – интенсивность требований на обслуживание, ч⁻¹; $t_{месяц}$ – количество часов в месяце (720), час; $t_{доставки,j}$ – время доставки с i -ой ПС на j -ую базу, час;

3. Средние ежемесячные приведенные затраты на создание ОП

$$\sum_{i=1}^n K_{ДЭ,i} x_{ДЭ,i} + \sum_{i=1}^n K_{ДЭ_на_дому,i} x_{ДЭ_на_дому,i} + \sum_{j=1}^m K_{ОВБ,j} y_j + \sum_{k=1}^p c_k z_k, \quad (8)$$

где $K_{ДЭ}$, $K_{ДЭ_на_дому}$, $K_{ОВБ}$ – ежемесячные приведенные затраты на создание ОП: ДЭ, «ДЭ на дому» и ОВБ, руб.; c_k – ежемесячные приведенные затраты на строительство k -ой базы для ОВБ, руб.;

4. Средние ежемесячные затраты на оплату ущерба потребителям электроэнергии от перерыва электроснабжения

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \lambda_i t_{месяц} c_{уд,i} P_i (t_{ДЭ_i} x_{ДЭ_i} + t_{ДЭ_на_дому_i} x_{ДЭ_на_дому_i} + t_{ОВБ_{i,j}} x_{ОВБ_{i,j}}), \quad (9)$$

где $c_{уд,i}$ – значение удельного ущерба для i -го ПЭ, руб./кВт·ч; P_i – среднее значение мощности у i -го ПЭ, кВт.

На целевые функции накладываем ограничения на загрузку ОП, на вид ОО и на переменные плана обслуживания.

Разработана математическая модель и алгоритм, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований с заданным средним временем обслуживания.

Для определения рационального вида системы ОО ПС необходимо знать оптимальное количество требований, обслуживаемых ДЭ, «ДЭ на дому», ОВБ и устройствами ТМиА. В качестве неизвестных переменных плана обслуживания примем следующие: $n_{ДЭ_i}$ – количество требований, выполняемых ДЭ на i -ой ПС, $n_{ДЭ_на_дому_i}$ – количество требований, выполняемых «ДЭ на дому» на i -ой ПС, $n_{ОВБ_{i,j}}$ –

количество требований выполняемых на i -ой ПС j -ой бригадой ОВБ, $n_{ТМиА_i}$ – количество требований, выполняемых устройствами ТМиА на i -ой ПС.

Введем индикаторные переменные $x_{ДЭ}$, $x_{ДЭ_на_дому}$, $x_{ОВБ_i}$, $x_{ТМиА_i}$ плана обслуживания в математическую модель следующим образом: если ДЭ, «ДЭ на дому», ОВБ или устройства ТМиА обслуживают хотя бы одно требование на i -ой ПС, то соответствующая переменная плана обслуживания равна 1, в противном случае она равна 0. Целевые функции по минимуму ежемесячных затрат на систему ОО ЭС 35–110 кВ, с учетом ущерба и/или затрат на создание ОП могут быть получены аналогично, согласно формулам (6)-(9).

В общем случае требования не являются одинаковыми. Чтобы использовать методы булева линейного программирования, представим переменные плана обслуживания $n_{ДЭ}$, $n_{ДЭ_на_дому}$ и $n_{ОВБ}$ через сумму двоичных переменных ξ . Для этого введем двоичные переменные таким образом, чтобы их сумма была равна количеству требований обслуживаемых ОП $n_{mp_об}$:

$$n_{mp_об_i} = \sum_{l=1}^{n_{mp_i}} \xi_{i,l}, \quad (10)$$

где l – номер требования на ПС, n_{mp} – количество всех обслуживаемых требований на i -ой ПС.

На целевые функции, по сравнению с предыдущей математической моделью, было введено дополнительное ограничение на максимально допустимое время обслуживания требования.

Разработана математическая модель и алгоритм, позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

Добавим в предыдущую математическую модель условие, обслуживания всех требований за время не более t_{max} , при минимальных затратах с вероятностью обслуживания p_{mp} . Тогда интенсивность обслуживания μ

$$\mu = -\frac{\ln(1 - p_{mp})}{t_{max}}. \quad (11)$$

Вместо условия $t \leq t_{max}$ используем условие $t \leq t_{об}$, где среднее время обслуживания

$$t_{об} = \frac{1}{\mu} = \left(-\frac{t_{max}}{\ln(1 - p_{mp})}\right) < t_{max}. \quad (12)$$

Для оценки надежности выполнения требования будем использовать значение функции надежности $R(t)$. Функция надежности $R(t)$ определяется вероятностью безотказной работы элемента за время $t_{об}$

$$R(t_{об}) = e^{-\lambda_{np}t_{об}}, \tag{13}$$

где λ_{np} – интенсивность отказов ОП.

Тогда условие обеспечения требуемого уровня надежности

$$R(t_{об}) = e^{-\lambda_{np}t_{об}} \geq R_{\min}. \tag{14}$$

Для того, чтобы найти интенсивность отказов ОП, нужно составить расчетную схему надежности.

Методика нахождения рационального вида системы ОО ЭС 35-110 кВ.

1. Записываем целевую функцию и ограничения для конкретной задачи;
2. Приводим целевую функцию и ограничения к следующему виду:

$$\text{целевая функция: } \mathbf{f}^T \mathbf{x} \rightarrow \min, \text{ ограничения } \begin{cases} \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \\ \mathbf{A}eq \cdot \mathbf{x} = beq, \\ \mathbf{x} \text{ бинарный} \end{cases}$$

где \mathbf{f} – n -мерный вектор коэффициентов целевой функции; \mathbf{b} и beq – m -мерные вектора правых частей ограничений; \mathbf{A} и Aeq – матрицы размера $m \times n$, содержащие коэффициенты левых частей ограничений; \mathbf{x} – n -мерный вектор переменных, который является бинарным (двоичным), т.е. его элементами могут быть числа, которые принимают значения 0, либо 1;

3. Решение \mathbf{x} получаем методами булева линейного программирования.

Для нахождения решения \mathbf{x} с помощью ЭВМ, используем стандартные математические пакеты, например, такие как MS Excel и Matlab.

В третьей главе производится анализ и осуществляется совершенствование системы ОО ЭС 35-110 кВ, приводятся результаты исследований анализа чувствительности разработанных математических моделей к изменению параметров.

Предложена структура системы ОО ЭС 35–110 кВ и механизм её адаптации к изменяющимся условиям (рис. 1.) Регулятор структуры системы ОО получает информацию о работе системы ОО от блока сбора и анализа информации о состоянии энергообъектов



Регулятор оценивает эффективность работы и затраты на систему ОО и при необходимости осуществляет изменения структуры системы ОО.

Рис. 1. Структурная схема адаптивного управления эффективностью системы ОО ЭС

Для реализации адаптивного управления структурой системы ОО ЭС 35–110 кВ в среде MS Excel 2007 были разработаны соответствующие программные продукты:

1. Определение рациональной системы оперативного обслуживания нескольких подстанций;
2. Определение рациональной системы оперативного обслуживания одной подстанции.

Первая программа позволяет выбрать по критерию минимума затрат для десяти ПС и менее:

- 1) оптимальные места расположения баз обслуживания;
- 2) оптимальные вид и места расположения оперативного персонала.

Вторая программа позволяет выбрать по критерию минимума затрат с учетом ограничений по максимально допустимому времени обслуживания требования и вероятности его выполнения:

- 1) оптимальный тип устройств ТМиА, а также оптимальное количество требований, обслуживаемых с их помощью;
- 2) оптимальный вид (ДЭ, «ДЭ на дому» или ОВБ) и количество требований, обслуживаемых оперативным персоналом.

Для тех параметров, изменение которых оказывает наибольшее влияние на величину затрат на систему ОО ЭС 35–110 кВ, произведен анализ чувствительности математических моделей к изменению данных параметров.

В качестве исследуемой ПС рассмотрена ПС 110(35)/ 10(6) кВ, имеющая 20 ячеек с выключателями, которые характеризуются приблизительно одинаковой интенсивностью требований λ на обслуживание.

Для ПС были составлены целевая функция и ее ограничения, а также подготовлены исходные данные для моделирования. Проведенный анализ чувствительности показал, что математические модели наиболее чувствительны к изменению следующих параметров (рис. 2):

1. интенсивность требований λ
(при этом абсолютная чувствительность $S_{\lambda}=3.25 \cdot 10^4$);
2. процент обслуженных требований p_{mp}
(при этом абсолютная чувствительность $S_{p_{mp}}=1.48 \cdot 10^4$);
3. максимально допустимое время обслуживания требования t_{max}
(при этом абсолютная чувствительность $S_{t_{max}}=1.29 \cdot 10^3$);
4. среднее время обслуживания одного требования ДЭ $t_{об}$
(при этом абсолютная чувствительность $S_{t_{об}}=423$).

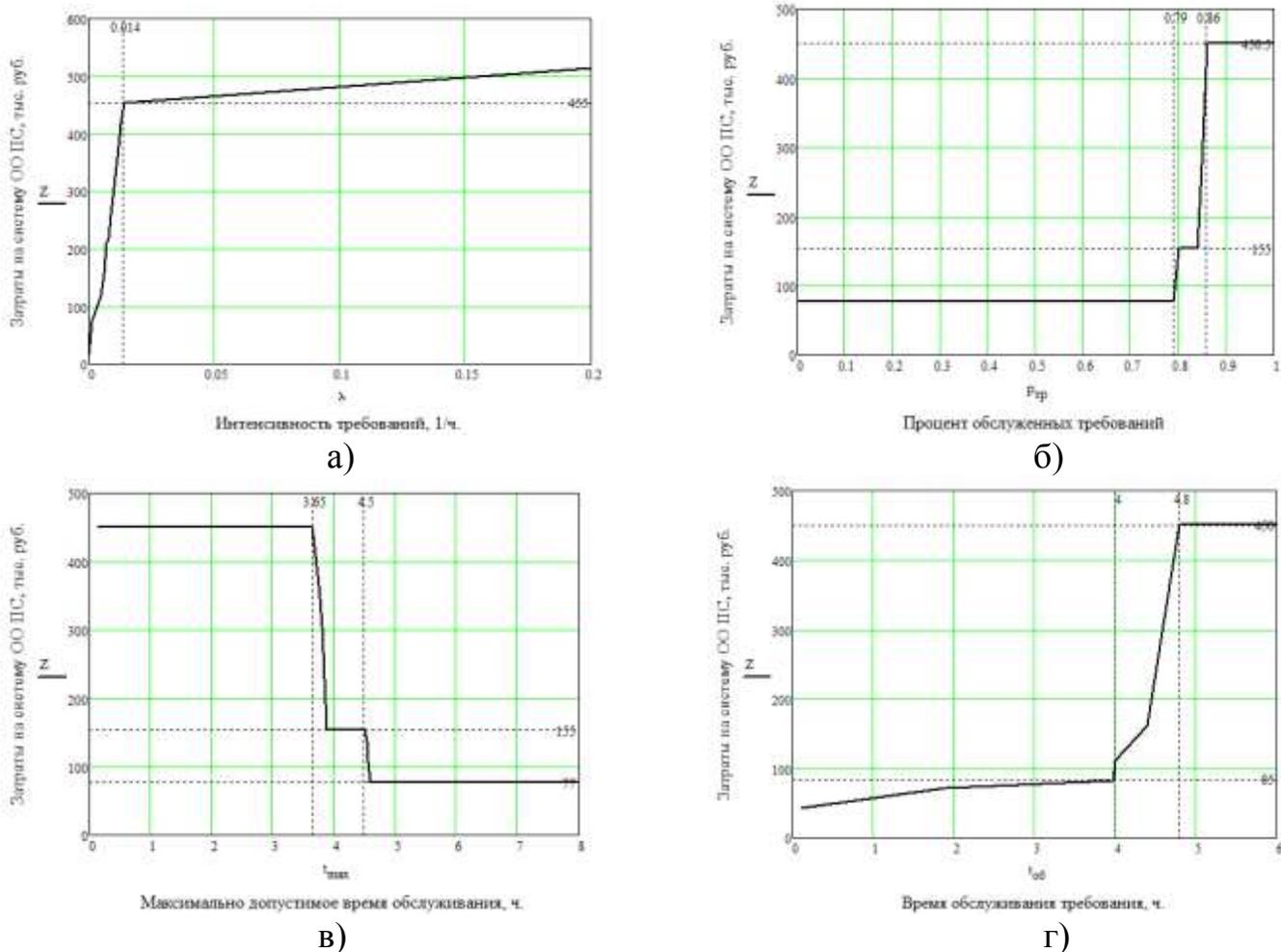


Рис. 2. Зависимость затрат на систему ОО типовой ПС 35(110)/6(10) кВ от параметров: а) интенсивности требований; б) процента обслуженных требований; в) максимально допустимого времени обслуживания требования; г) среднего времени обслуживания одного требования ДЭ.

В четвертой главе осуществлен синтез рациональной системы ОО ЭС 35–110 кВ.

Для организации рациональной системы ОО ЭС 35–110 кВ использовались данные об отказах электрооборудования и их причинах, а также информация об изменении аварийных отключений линий электропередач в зависимости от времени года или времени суток. Было установлено, что распределение времени аварийного обслуживания требования подчиняется экспоненциальному закону.

В качестве примера найден рациональный вид системы ОО ПС-11 Печорского РЭС для максимально допустимых времен обслуживания t_{max} – 3, 4 и 5 ч. Процент обслуженных требований p_{op} принят равным 90%.

Для нахождения рационального вида системы ОО ПС-11, использована авторская программа «Определение рациональной системы оперативного обслуживания одной подстанции». Результаты поиска рационального вида системы ОО ПС-11 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты поиска – рациональный вид системы ОО для ПС 11

Месяц	Время суток	t_{max} час	Количество требований, обслуживаемых				Ежемесячные затраты на систему ОО ПС 11 тыс. руб.
			ДЭ	«ДЭ на дому»	ОВБ	ТМиА	
январь, март, май, июнь, июль, ноябрь, декабрь	день	4	–	–	–	13	404.6
		5	13	–	–	–	207.61
		6	–	12	–	1	171.95
	ночь	4	–	–	–	13	397.3
		5	13	–	–	–	163.8
		6	–	13	–	–	85.97
февраль, апрель, август, сентябрь, октябрь	день	4	–	–	–	13	397.3
		5	13	–	–	–	163.8
		6	–	13	–	–	85.97
	ночь	4	–	–	–	13	393.65
		5	13	–	–	–	141.9
		6	–	13	–	–	57.99

Найден рациональный вид для системы ОО Печорской РЭС. Исходная и оптимальная схема обслуживания ПС Печорского РЭС, полученная с помощью авторской программы «Определение рациональной системы оперативного обслуживания нескольких подстанций», представлена на рис. 3. Таким образом, программный комплекс показал, что существующая структура системы ОО Печорского РЭС не является рациональной. Предложенное изменение структуры системы ОО Печорской РЭС создает расчетный экономический эффект 1 млн. 332 тыс. руб. в год.

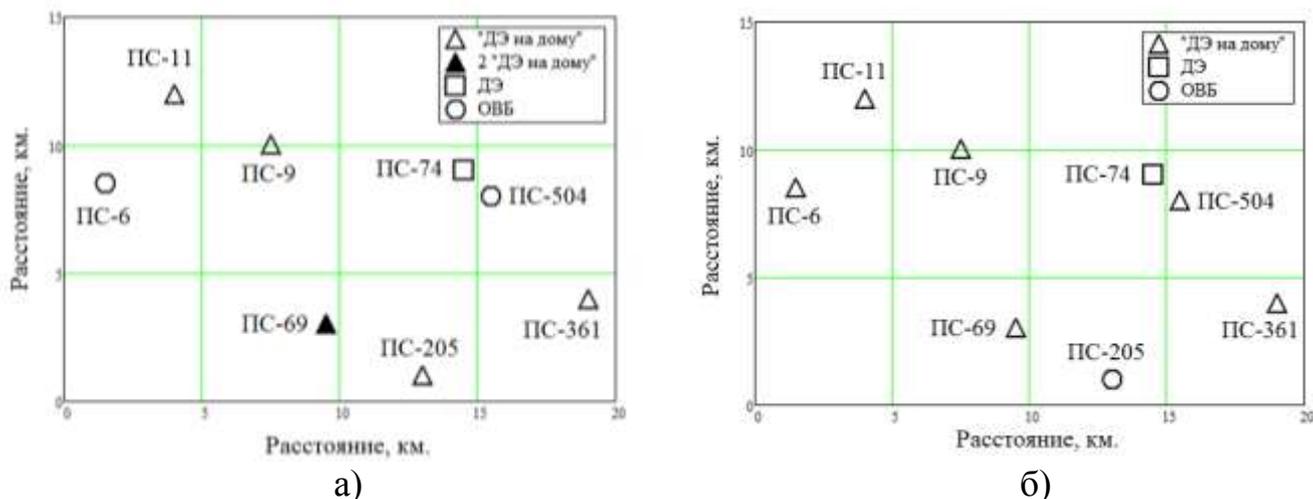


Рис. 3. Выбор рациональных мест расположения оперативного персонала: а) до оптимизации; б) после оптимизации.

Определено рациональное место размещения базы ОВБ Печорского РЭС. Использован критерий минимума затрат на доставку ОВБ на ПС Печорского РЭС

$$23_{1\text{час}} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \lambda_i t_{\text{месяц}} t_{\text{дости},j} x_{ОВБ,i,j} + \sum_{k=1}^p c_k z_k \rightarrow \min. \quad (15)$$

Значения целевой функции (15), полученные с помощью авторской программы «Определение рациональной системы оперативного обслуживания нескольких

подстанций», показали, что рациональным будет расположение базы ОВБ на ПС-74, так как затраты на доставку, в этом случае, в среднем будут на 10 % меньше, чем если бы база ОВБ находилась на ПС-69.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. В диссертационной работе поставлена и решена важная научно-техническая задача современной электроэнергетики, связанная с повышением эффективности и надежности функционирования оборудования электросетевого распределительного комплекса путем оптимизации структуры системы ОО ЭС 35-110 кВ.

2. Разработаны математические модели и алгоритмы позволяющие оптимизировать систему ОО ЭС 35–110 кВ по критерию минимума затрат при обслуживании всех требований: а) в среднем; б) с заданным средним временем обслуживания; в) с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

3. Разработана методика, позволяющая создать рациональную систему ОО ЭС 35-110 кВ, обслуживающую с минимальными затратами все требования: а) в среднем; б) с заданным средним временем обслуживания; в) с заданной вероятностью обслуживания и надежностью выполнения.

4. Впервые получены расчетные и аналитические зависимости влияния основных составляющих и ограничений целевой функции оптимизации на величину затрат на систему ОО ПС 110(35)/ 10(6) кВ.

5. Впервые получены расчетные и аналитические зависимости влияния абсолютной и относительной чувствительности к величине затрат на систему ОО ПС 110(35)/ 10(6) кВ от основных составляющих и ограничений целевой функции оптимизации.

6. Для методики оптимизации системы ОО ЭС 35-110 кВ была проанализирована повреждаемость электрооборудования ПС и линий электропередач с указанием причин и признаков последствий отказов в зависимости от сезонных и суточных колебаний. Проанализирован объем и состав потока требований, поступающий в систему ОО при плановых и аварийных работах.

7. Разработан комплекс программ на базе стандартного программного продукта MS Excel для исследования и проектирования системы ОО электросетевого оборудования. Программа «Определение оптимальной формы обслуживания электрических подстанций» зарегистрирована в государственном Реестре программ для ЭВМ № 2010617933 от 2 декабря 2010 г. Программы могут использоваться проектными и научно-исследовательскими организациями при решении вопросов перспективного развития и организации эксплуатации ЭС.

8. Разработанная методика и комплекс программ апробированы и внедрены в электрических сетях «Псковэнерго» МРСК «Северо-Запада». Теоретические результаты диссертационной работы используются в учебном процессе в рамках курсов «Математическое моделирование технических систем», «Надежность электроснабжения» и «Электрические сети и системы» на кафедре "Электроэнергетика" Псковского государственного политехнического института. Основные теоретические результаты, полученные в диссертации, а также разработанные автором модели могут быть использованы: а) при организации системы ОО ЭС различных регионов России; б) при решении задач подготовки и повышения квалификации специалистов электроэнергетического профиля.

Основные положения диссертации опубликованы в работах

Статьи в периодических изданиях, рекомендованных ВАК:

1. **Бандурин, И.И.** Математические модели оптимальной структуры оперативного обслуживания электрических сетей / **И.И. Бандурин**, А. П. Васильев // Вестник ИГЭУ– 2010. – №2 – С. 47-53.

2. **Бандурин, И.И.** Оптимизация структуры оперативного обслуживания электрических сетей / **И.И. Бандурин**, А.П. Васильев // Научно–технические ведомости СПбГПУ. Наука и образование – 2010. – №10 – С. 71-75.

3. **Бандурин, И.И.** Управление структурой оперативного обслуживания электрических сетей / Управление большими системами. Специальный выпуск 30.1 "Сетевые модели в управлении": сб. ст. – М.: ИПУ РАН, 2010. – С.252- 273.

Статьи, опубликованные в других изданиях:

4. **Ivan Bandurin.** Prospects of electric power supply dispatch control automated system development in Russia/ **Ivan Bandurin**, Vladimír Egorov, Konstantin Egorov// SBORNÍK KONFERENCE “ELEKTRICKÉ POHONY A VÝKONOVÁ ELEKTRONIKA” –Brno: EPVE, 2008.

5. **Бандурин, И.И.** Перспективы развития автоматизированных систем диспетчерского управления/ **И.И. Бандурин**, В.Е. Егоров В.Е., К.В. Егоров// Академия Энергетики. – 2007. – № 2. – С. 56 – 59.

6. **Бандурин, И.И.** Отдельные проблемы в энергетике на примере АСУ ТП/ **И.И. Бандурин**, В.Е. Егоров В.Е., К.В. Егоров // Академия Энергетики. – 2007. – № 2. – С. 74 – 78.

7. **Бандурин, И.И.** Визуализация технологических процессов распределения электроэнергии в электрических сетях городов и районов/ **И.И. Бандурин**, Ю.В. Домрачева, В.Е. Егоров // Сб. научн. тр. – Киев, 2007. – Вып. 57. – С. 143-148.

8. **Бандурин, И.И.** Реструктуризация информации на оперативно-информационном комплексе нового поколения (часть 1)/ **И.И. Бандурин**,

В.Е. Егоров // Международная конференция «Автоматизация, энергетика, компьютерные технологии» - Псков: ПГПИ, 2007 г. – Вып.1 – С. 125-130

9. **Бандурин, И.И.** Реструктуризация информации на оперативно-информационном комплексе нового поколения (часть 2)/ **И.И. Бандурин, В.Е. Егоров** // Международная конференция «Автоматизация, энергетика, компьютерные технологии» - Псков: ПГПИ, 2007 г. – Вып.1 – С. 130-134

10. **Бандурин, И.И.** Надежность технических средств в автоматизированной системе диспетчерского управления электроснабжением/ **И.И. Бандурин, В.Е. Егоров, И.В. Плохов** // Методические и практические проблемы надежности либерализованных систем энергетики: сб. ст. – Иркутск, 2009. – Вып. 59. – С. 105-110.

11. **Бандурин, И.И.** Современное состояние системы телемеханика в электроэнергетике/ **И.И. Бандурин, К.А. Баласс, В.Е. Егоров**// междунар. науч. конф. ММТТ-22. Математические методы в технике и технологиях: сб. тр. – ПГПИ, 2009 г. – Т. 8 – С. 97-99.

12. **Бандурин, И.И.** Проблемы создания концепции АСУ филиалов региональной сетевой компании / **И.И. Бандурин** [и др.] // Академия Энергетики. – 2009. – № 3 – С. 82-87.

13. **Бандурин, И.И.** Создание информационно–защищенной АСУ ТП для повышения эффективности и надежности управления электроснабжением городов и районов/ **И.И. Бандурин, К.А. Баласс, В.Е. Егоров** // Методы и средства исследования и обеспечения надежности систем энергетики: сб. ст. – СПб., 2010. – Вып. 60–С. 121-129.

Свидетельства о регистрации программ:

14. **Бандурин И.И., Баласс К.А., Васильев А.П.** Свидетельство об официальной регистрации программы «Определение оптимальной формы обслуживания электрических подстанций» для ЭВМ № 2010617933. Заявка № 2010615525. Зарегистрирована в Реестре программ для ЭВМ 02.12.2010.

Подписано в печать 03.05.2011 г. Формат 60x90/16.

Гарнитура Times New Roman. Усл. п. л. 1,1.

Тираж 100 экз. Заказ № 3535

Адрес издательства:

Россия, 180000, г. Псков, ул. Льва Толстого, д. 4

Издательство ППИ

