

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования «Уральский федеральный университет имени  
первого Президента России Б.Н. Ельцина»

На правах рукописи



Чернова Анастасия Дмитриевна

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ  
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И РЕКОНСТРУКЦИИ  
РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИИ  
ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ**

05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы

**АВТОРЕФЕРАТ**  
диссертации на соискание ученой степени кандидата  
технических наук

Екатеринбург – 2019

Работа выполнена на кафедре электро- и теплоэнергетики ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет»

Научный руководитель: доктор педагогических наук, кандидат технических наук, доцент  
**Семенова Наталья Геннадьевна**

Официальные оппоненты: **Назарычев Александр Николаевич**, доктор технических наук, профессор, ФГАОУ ДПО «Петербургский энергетический институт повышения квалификации», г. Санкт-Петербург, ректор;

**Богачкова Людмила Юрьевна**, доктор экономических наук, профессор, ФГАОУ ВО «Волгоградский государственный университет», профессор кафедры прикладной информатики и математических методов в экономике;

**Дмитриев Степан Александрович**, кандидат технических наук, доцент, ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», доцент кафедры автоматизированных электрических систем Уральского Энергетического Института

Защита состоится «04» февраля 2020 г. в 15:00 часов на заседании диссертационного совета УрФУ 05.02.03 по адресу: 620002, г. Екатеринбург, ул. Мира, 19, ауд. И-420 (зал Ученого совета).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина», <https://dissovet2.urfu.ru/mod/data/view.php?d=12&rid=819>

Автореферат разослан «\_\_» \_\_\_\_\_ 2019 г.

Ученый секретарь  Самойленко Владислав Олегович  
диссертационного совета

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность темы.** Согласно программе национальной технологической инициативы, применение автоматизированных информационных систем позволит решить ряд проблем эффективности функционирования и развития электроэнергетики, создаст инструменты для модернизации и развития экономики страны. В то же время сохраняется проблема износа электрических сетей (ЭС), особенно остро она стоит для оборудования подстанций 35-110 кВ и питающих их линий электропередач, где износ составляет более 50%. Это вызывает необходимость технического перевооружения и реконструкции (ТПиР) объектов ЭС. Под объектом ЭС в работе понимается совокупность подстанции и питающих ее линий электропередач. Совокупность технологически взаимосвязанных объектов ЭС, расположенных на одной территории и обслуживаемых одним структурным подразделением, образует район электрических сетей.

Многообразие осложняющих факторов при ТПиР электрических сетей, таких как множество целей функционирования; взаимосвязь оцениваемых параметров; современные социально-экономические требования, приводит к увеличению числа возможных решений, а значит и объемов обрабатываемой информации. Это обуславливает необходимость не только автоматизации информационных процессов, но и внедрения интеллектуальных систем поддержки принятия решения (СППР).

**Степень разработанности темы исследования.** Проведенный анализ исследований в области принятия решения по ТПиР объектов ЭС, показал, что в разработанных СППР выбор предпочтительной альтернативы реализован в условиях многокритериальной оценки каждого решения с использованием положений теорий нечетких множеств, методов экспертного оценивания. Под альтернативами объекта ЭС в работе понимаются вариативные совокупности параметров его элементов, определенные в соответствии с выбранными мероприятиями по техническому перевооружению или реконструкции и видом номенклатурных работ.

Необходимо отметить, что в разработанных СППР формирование альтернатив объекта ЭС реализовано без учета типизации номенклатурных параметров оборудования, оценки его технического состояния и с обязательным привлечением экспертов, а выбор альтернатив осуществлен по частным критериям, математические модели которых не в полной мере отражают требования нормативных документов по соответствию объема инвестиционных программ типовым технологическим решениям. Вышеизложенное приводит к снижению объективности и достоверности принимаемых решений.

Анализ исследований по ТПиР района ЭС показал, что большинство работ посвящено формированию первоочередных мероприятий по ТПиР путем решения задачи многокритериальной оптимизации ЭС с учетом индикативного анализа состояния оборудования. Отмечая бесспорную ценность существующих исследований, необходимо заметить, что при формировании программы ТПиР для района электрических сетей из альтернатив объектов ЭС не рассчитываются и не сравниваются между собой несколько вариантов, что не позволяет оценить и выбрать приоритетную альтернативу для района ЭС в условиях финансового ограничения.

В виду вышеизложенного разработка системы поддержки принятия решения по техническому перевооружению и реконструкции района ЭС в условиях ограни-

чения объема инвестиционной программы, обеспечивающей выбор приоритетной альтернативы района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов ЭС, ранжирование которых осуществляется по частным критериям, соответствующим нормативным и законодательным документам, отражающим развитие энергетики в современных условиях, является актуальной и значимой задачей.

**Цель работы.** Разработка автоматизированной системы поддержки принятия решения по выбору приоритетной альтернативы технического перевооружения и реконструкции района электрических сетей в условиях финансового ограничения и многокритериального оценивания альтернатив каждого объекта ЭС с применением нейросетевых технологий.

В соответствии с целью сформулированы **задачи исследования:**

1. Выполнить анализ научно-технической литературы в области технического перевооружения и реконструкции электрических сетей и обосновать структуру процесса принятия решения по ТПиР района электрических сетей.

2. Разработать математические модели частных критериев оценки альтернатив объекта ЭС на основе нормативных документов в области электроэнергетики, а также с учетом типизации номенклатурных параметров оборудования.

3. Разработать математическую модель формирования альтернатив объекта ЭС и метод оценки альтернатив в условиях многокритериальности с использованием нейросетевых технологий.

4. Разработать математическую модель и метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов ЭС, в условиях финансовых ограничений.

5. На основе предложенных математических моделей и методов разработать структурно-функциональную модель и алгоритм принятия решения по ТПиР района электрических сетей, программно реализовать их в автоматизированной системе поддержки принятия решений с последующими тестированием и апробацией на примере Центрального района электрических сетей Оренбургской области.

**Объектом исследования** являются электрические сети и их техническое перевооружение и реконструкция.

**Предмет исследования** – принятие решения по техническому перевооружению и реконструкции подстанций и линий электропередач напряжением 35-110 кВ, образующих район электрических сетей.

**Научная новизна:**

– введен и обоснован новый частный критерий – критерий унификации номенклатуры электросетевых объектов, определяемый на основе многомерного анализа номенклатурных параметров оборудования с помощью карт Кохонена;

– предложена математическая модель формирования альтернатив объекта ЭС на основе декартова произведения множеств, составленных из номенклатурных параметров оборудования, которые согласованы между собой и учитывают техническое состояние, вид мероприятий по ТПиР;

– предложена математическая модель выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, представленная в виде системы уравнений условной оптимизации;

– разработана структурно-функциональная модель принятия решения по

ТПиР района электрических сетей, предназначенная для выбора приоритетной альтернативы, сформированной из предпочтительных альтернатив объектов ЭС с учетом технико-экономических требований.

**Теоретическая значимость** исследования заключается в том, что адаптированы:

– математические модели частных критериев оценки альтернатив объекта ЭС: суммарных дисконтированных затрат; годовых потерь электроэнергии; ущерб от перерыва в электроснабжении; площади отвода земельных участков, формализованные с учетом изменений в нормативных документах в области электроэнергетики;

– метод многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС, основанный на использовании искусственной нейронной сети, обученной с помощью алгоритма обратного распространения ошибки;

– метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, основанный на теории графов и решении оптимизационной задачи.

**Практическая значимость работы** заключается в сокращении времени принятия решения и повышения его обоснованности за счет разработанного алгоритма формирования и многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС, а также алгоритма формирования и оценки альтернатив ТПиР района электрических сетей, образуемых из множеств предпочтительных альтернатив объектов ЭС. Предлагаемая СППР может использоваться при: проектировании схем электрических сетей, разработке программ развития электроэнергетики, составлении инвестиционных программ, работе проектных организаций, разработке интеллектуальных системах поддержки принятия решений электросетевыми компаниями.

**Методология и методы исследования**, представленные в диссертационной работе, основываются на общей методологии построения систем поддержки принятия решения, теоретических основах электротехники, методах системного и комбинаторного анализа, математического моделирования, проектирования информационных систем, прикладного программирования, технологии искусственных нейронных сетей.

**Положения, выносимые на защиту.**

1. Структурно-функциональная модель принятия решения по ТПиР района электрических сетей содержащая: тактический уровень принятия решения по выбору предпочтительной альтернативы для объекта ЭС; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов ЭС с учетом финансового ограничения, технического состояния оборудования, а также последствий его отказа.

2. Метод многокритериальной оценки альтернатив объекта ЭС с применением технологии нейронных сетей, обеспечивающий принятие решения на тактическом уровне.

3. Метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей, реализованный посредством интеграции алгоритма построения дерева решений и алгоритма решения оптимизационной задачи, обеспечивающий принятие решения на стратегическом уровне.

4. Информационная среда и алгоритм принятия решения по ТПиР района электрических сетей со структурой вложенных циклов.

**Достоверность и обоснованность** полученных результатов и выводов базируется на корректном применении математического аппарата, непротиворечивости,

согласованности результатов работы программы, реализующей предложенную модель принятия решения по ТПиР района ЭС, с предложениями, отраженными в схемах и программах развития электрических сетей Оренбургской области.

**Реализация результатов работы.** Разработанные в диссертационном исследовании методы оценки и выбора альтернатив ТПиР района электрических сетей и объектов, находящихся на его территории, а также полученные результаты и сформулированные предложения по их применению:

- реализованы в госбюджетной НИР «Разработка интеллектуальных электроэнергетических систем с активно-адаптивной сетью». Номер госрегистрации ГР № 116040410003;
- внедрены в производственный процесс на стадии технического тестирования, эксплуатируются в ООО «А7 Агро»;
- внедрены в деятельность службы технического перевооружения реконструкции филиала ПАО «МРСК Волги» «Оренбургэнерго»;
- внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО «Оренбургский государственный университет».

**Апробация работы.** Основные результаты диссертационной работы обсуждались на: Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: состояние, проблемы, перспективы» (г. Оренбург, 2014, 2016), V Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (г. Томск, 2014), IX Международной молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» (г. Казань, 2014), Международной конференции «Эффективная энергетика -2015» (г. Санкт-Петербург, 2015), Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием «Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии» (г. Екатеринбург, 2013, 2016), VI Международной научно-практической конференции «Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии» (г. Екатеринбург, 2017), Международной научно-технической конференции «Возобновляемая энергетика, энерго- и ресурсосбережение» (Челябинск, 2018). Результаты также были представлены на наукограде международного молодежно-образовательного форума «Евразия» (г. Оренбург, 2016), в финале конкурса для талантливой молодежи (г. Оренбург, 2016), Всероссийского инженерного конкурса (г. Самара 2017). По результатам исследования выигран грант Фонда содействия инновациям по программе «УМНИК-Энерджинет» (2017).

**Личный вклад.** Продолжены исследования, связанные с принятием решений, применительно к ТПиР электрических сетей. Автором разработаны модели формирования и выбора приоритетной альтернативы объекта ЭС, а также альтернативы ТПиР района ЭС, адаптированы модели и методы к современным условиям; структурирована информация, используемая для базы данных. Полученные разработки легли в основу алгоритмов, которым были программно реализованы и протестированы автором.

**Публикации.** По теме диссертации опубликовано 17 научных работ, в том числе 3 статьи в изданиях, рекомендованных ВАК, из них 1 статья в сборнике трудов конференции, публикуемом в цифровой библиотеке "IEEE Xplore", индексируемой наукометрической базой Scopus; получено 3 свидетельства о регистрации программ для ЭВМ, в том числе 2 свидетельства гос. рег. программы для ЭВМ Роспатента.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения. Полный объем диссертации составляет 189 страниц, включая 49 рисунков, 14 таблиц и 6 приложений. Список литературы содержит 127 наименований.

## ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

**Во введении** дана общая характеристика работы, представлена ее структура, обоснована актуальность темы, сформулированы цели и задачи исследования, указана научная новизна и практическая значимость полученных результатов.

**В первой главе** проведен анализ научно-технической литературы в области применения интеллектуальных СППР в электроэнергетике, выполнено сравнение методов принятия решений, применяемых в электроэнергетике, в том числе методов искусственного интеллекта, проанализировано современное состояние электрических сетей.

Одним из важнейших показателей электроэнергетики страны является состояние электрических сетей. Анализ отчетов Минэнерго показал, что для электроэнергетики Российской Федерации характерными являются профицитный баланс мощности, отсутствие существенного роста объемов выработки и потребления электроэнергии, моральный и физический износ оборудования. В связи с этим сделан вывод, что реализация мероприятий по ТПиР подстанций и линий электропередач является актуальной задачей как для отдельных объектов электрических сетей, так и для районов ЭС в целом.

В виду того, что принятие решения по ТПиР электрических сетей связано с большим объемом вычислительных действий, а также обработкой неопределенной и зашумленной информации, в данной работе предложено использовать автоматизированные системы поддержки принятия решения.

Предложена двухуровневая структура процесса принятия решения по ТПиР района ЭС, содержащая: тактический уровень принятия решения по выбору предпочтительных альтернатив объектов электрических сетей; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив объектов ЭС. Анализ литературы в области принятия решения позволил выявить основные этапы принятия решения: формирование альтернатив; оценка альтернатив; выбор приоритетной альтернативы.

Выделены основные требования, предъявляемые к методу принятия решения на тактическом уровне: многокритериальная оценка, адаптивность, минимизация участия человека, быстроедействие, устойчивость. Предложено использовать технологию искусственных нейронных сетей, существенными достоинствами которых являются: способность к решению задач классификации и обучению без участия экспертов; обработка больших объемов входной информации, в том числе зашумленной; работа в режиме реального времени и высокая адаптивность.

Принятие решения с помощью искусственной нейронной сети в работе предложено рассматривать как задачу классификации, для решения которой использована архитектура в виде многослойного перцептрона, обученного алгоритмом обратного распространения ошибки. Достоинством этого метода является высокая эффективность, простота реализации, возможность использования различных конфигураций числа и размерности слоев, алгоритмов тренировки. Для решения зада-

чи кластеризации альтернатив предложено использовать самоорганизующиеся карты Кохонена, достоинством которых является быстрое обучение, устойчивость к зашумленным или неполным данным, выявление скрытых закономерностей, способность к обобщению и возможность визуального анализа многомерных данных.

**Вторая глава** посвящена разработке математической модели формирования альтернатив объекта электрических сетей и метода их оценки. Разработана структурная модель формирования альтернатив объектов ЭС. Предложены следующие модули и их математические модели:

– *модель оценки резерва мощности.* В зависимости от уровня текущей и перспективной нагрузки, установленной мощности оборудования объекта ЭС определялись максимальная перспективная загрузка  $S_{\max}$  и коэффициент роста нагрузки  $k_{рн}$ ;

– *модель оценки технического состояния основного технологического оборудования,* разработанная на основании методик, изложенных в нормативных документах, посредством определения индекса технического состояния (ИТС):

$$\text{ИТС}_{об} = \begin{cases} 50 & \left| \sum \text{КВу}_i \cdot \text{ИТСу}_i > 50, \text{ ИТСу}_i < 25 \right. \\ \sum \text{КВу}_i \cdot \text{ИТСу}_i & \end{cases} \quad (1)$$

где  $\text{КВу}_i$  – весовой коэффициент узла  $i$ ;  $\text{ИТСу}_i$  – индекс технического состояния узла;

– *модель выбора мероприятий по ТПиР объектов ЭС и вида номенклатурных работ,* осуществляемая на основе указанных выше моделей:

- если  $S_{\max} < 100\%$ ,  $k_{рн} \leq 1$  и  $0 < \text{ИТС} \leq 50$ , то техническое перевооружение;
- если  $S_{\max} < 100\%$ ,  $k_{рн} \leq 1$  и  $50 < \text{ИТС} \leq 70$ , то реконструкция;
- если  $S_{\max} \sim 100\%$ ,  $k_{рн} > 1$ ,  $\text{ИТС} = \forall$ , то техническое перевооружение.

– *модель определения параметров альтернатив объекта ЭС,* учитывающая характеристики объекта, вид заменяемого оборудования и вид номенклатурных работ. Каждую альтернативу объекта ЭС предложено представить в виде совокупности согласованных параметров, выбираемых из возможного множества значений, внесенных в базу данных: «Количество линий»  $L\{l_1, l_2, \dots, l_m\}$ ; «Расстояние до источника питания»  $D\{d_1, d_2, \dots, d_z\}$ ; «Тип проводника»  $W\{w_1, w_2, \dots, w_n\}$ ; «Количество цепей»  $C\{c_1, c_2, \dots, c_k\}$ ; «Тип опоры»  $P\{p_1, p_2, \dots, p_j\}$ ; «Сечение провода»  $F\{f_1, f_2, \dots, f_g\}$ ; «Номер схемы подстанции»  $S\{s_1, s_2, \dots, s_i\}$ ; «Тип выключателя» для стороны высшего и низшего напряжения подстанции  $B_{ВН}\{b_{ВН1}, b_{ВН2}, \dots, b_{ВНn}\}$  и  $B_{НН}\{b_{НН1}, b_{НН2}, \dots, b_{ННn}\}$ ; «Мощность трансформатора»  $T\{t_1, t_2, \dots, t_v\}$ .

– *модель составления кортежа альтернативы объекта ЭС.* Для формирования альтернатив предложено использовать циклический перебор, в ходе которого согласуются элементы множеств и осуществляется проверка соответствия действующего оборудования уровню перспективной нагрузки. Определяя декартово произведение номенклатурных данных, формируется множество альтернатив:

$$A\{A_1, A_2, \dots, A_q\} = L \times D \times W \times C \times P \times F \times S \times B_{ВН} \times T \times B_{НН} \quad (2)$$

Каждая из альтернатив представляет собой кортеж длиной 10:

$$A_q \{d_z, w_n, l_m, c_k, f_g, p_j, s_i, b_{ВНn}, t_v, b_{ННn}\} | l_m \in L \wedge d_z \in D \wedge w_n \in W \wedge c_k \in C \wedge p_j \in P \wedge f_g \in F \wedge s_i \in S \wedge b_{ВНn} \in B_{ВН} \wedge t_v \in T \wedge b_{ННn} \in B_{НН} \quad (3)$$

Для оценки сформированных альтернатив объекта ЭС обоснованы и адап-



тированы математические модели следующих частных критериев оценки:

– критерий суммарных дисконтированных затрат (экономический критерий):

$$Z = \sum_{t=0}^{t_{ТПиР}} (K_{Лт} + K_{ПСт} + K_{депт} - K_{остт})(1 + E_n)^{-t} + \sum_{t=t_{ТПиР}}^{t_{эксн}} a_{обсл} (K_{Лт} + K_{ПСт})(1 + E_n)^{-t}, \quad (4)$$

где  $K_{Лт}$  – капиталовложения при сооружении линий на  $t$ -ом году;  $K_{ПСт}$  – капиталовложения при сооружении подстанций на  $t$ -ом году;  $K_{депт}$  – стоимость демонтажа оборудования на  $t$ -ом году;  $K_{остт}$  – остаточная стоимость оборудования на  $t$ -ом году;  $E_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений;  $a_{обсл}$  – норма отчислений на текущий ремонт и обслуживание;  $t_{ТПиР}$  и  $t_{эксн}$  – текущие годы ТПиР и эксплуатации объекта;

– критерий годовой потери электроэнергии (технический критерий):

$$\Delta W = \Delta W_{ХХ} + \Delta W_{нагр.Т} + \Delta W_{пост.ПС} + \Delta W_{пост.Л} + \Delta W_{нагр.Л}, \quad (5)$$

где  $\Delta W_{ХХ}$ ,  $\Delta W_{нагр.Т}$  – постоянные и нагрузочные потери в трансформаторах;  $\Delta W_{пост.ПС}$  – укрупненные постоянные потери электроэнергии на подстанции;  $\Delta W_{пост.Л}$ ,  $\Delta W_{нагр.Л}$  – укрупненные постоянные и нагрузочные потери электроэнергии в линиях;

– критерий экономических потерь от нарушения в электроснабжении (техничко-экономический критерий):

$$Y = P_{макс} \cdot (Y_0 + Y_{недопост}) \cdot (K_{В1} + 0,5 \cdot K_{В2}) + \sum_{i=1}^k z_{рем.и}^{аб} \cdot p_i \cdot \omega_i, \quad (6)$$

где  $P_{макс}$  – максимальная мощность потребителей;  $Y_0$  – удельный ущерб от перерыва электроснабжения;  $Y_{недопост}$  – неполученные доходы от передачи электрической энергии потребителям;  $K_{В1}$  и  $K_{В2}$  – коэффициенты вынужденного простоя в случае полного прекращения электроснабжения потребителей и потребителей, подключенных к одной из секций подстанции соответственно;  $z_{рем.и}^{аб}$  – стоимость восстановления поврежденного оборудования;  $p$  – число единиц однотипного оборудования;  $\omega$  – частота отказов оборудования;  $k$  – число типов оборудования;

– критерий площади изымаемых земель (социально-экологический критерий):

$$S = S_{нл.Л} \cdot L + S_{нл.ПС}, \quad (7)$$

где  $S_{нл.Л}$  – площадь отвода земли для типовых опор на 1 км ВЛ;  $L$  – длина ВЛ;  $S_{нл.ПС}$  – площадь отвода земли под подстанцию.

Предложено и обосновано введение в систему частных критериев нового технико-эксплуатационного критерия – критерия унификации номенклатуры электросетевых объектов, значение которого позволяет оценить насколько часто совокупность параметров одинакового по типоразмеру оборудования встречается в существующей практике эксплуатации:

$$N = \frac{n_i}{O}, \quad (8)$$

где  $n_i$  – число объектов ЭС, имеющих сравнительно одинаковое по типоразмеру оборудование (число объектов в  $i$ -том кластере);  $O$  – общее количество существующих объектов ЭС.

Для расчета критерия унификации предварительно произведена типизация

существующих технико-эксплуатационных решений, определены число и размер кластеров с помощью самоорганизующихся карт Кохонена. Для распределения альтернатив объектов ЭС по кластерам в работе была использована однослойная ИНС, состоящая из входного слоя с числом нейронов, равным размеру кортежа альтернативы объекта ЭС, одного скрытого слоя и выходного слоя с четырьмя нейронами, которые принимают значения 0 или 1, в зависимости от номера кластера, к которому принадлежит альтернатива.

Разработан метод оценки альтернатив объекта ЭС, реализованный с использованием нейронных сетей. Обучение ИНС производилось алгоритмом обратного распространения ошибки, позволяющим корректировать значения весов, связывающих нейроны между собой, в процессе тренировки до тех пор, пока значение ошибки не достигнет заданного минимума. Для обучения ИНС использовалась совокупность векторов входных значений, состоящих из критериев оценки альтернативы  $X$ , и соответствующих им выходных значений коэффициента предпочтительности  $T$ :

$$(X^i, T^i), \quad (9)$$

где  $i$  – номер обучающей альтернативы;

$X$  – входной вектор, содержащий критерии, приведенные к единичной мощности и оценивающие эффективность принятия решения по реализации:

$$X^i = \left\{ \frac{C^i}{P}, \frac{\Delta W^i}{P}, \frac{Y^i}{P}, \frac{S^i}{P}, N^i \right\}, \quad (10)$$

$T$  – единичный выходной вектор, принимающий значение 0 или 1. Значение «0» соответствовало тому, что альтернатива относится к классу нецелесообразных решений, а значение «1» – к классу предпочтительных решений. В работе для обучения ИНС общее количество примеров составило 2180 шт. из них количество реально существующих подстанций электрических сетей Оренбургской области, отнесенных к множеству предпочтительных решений – 250 шт.; число нецелесообразных решений – 1930 шт.

Критериями эффективности работы ИНС были приняты доля правильных ответов и F-мера, как метрика, представляющая среднее гармоническое точности и полноты принятия решения:

$$F = 2 \frac{TP}{2TP + FN + FP}, \quad (11)$$

где  $TP$  – число истинно положительных решений;  $FN$  – число ложноотрицательных решений;  $FP$  – число ложноположительных решений.

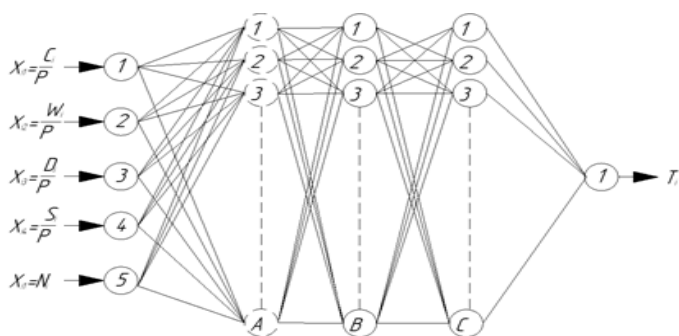


Рисунок 1 – Архитектура нейронной

Выбор архитектуры сети и алгоритма тренировки осуществлялся экспериментально и оценивался по эффективности работы ИНС на данных, не использованных в процессе обучения. В эксперименте использовались нейронные сети с двумя и тремя скрытыми слоями, с числом нейронов в них от 2 до 30 (Рисунок 1).

Полученные значения F-меры и соответствующие архитектуры ИНС для различных алгоритмов тренировки приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные характеристические параметры ИНС

Алгоритм тренировки ИНС	Число слоев	Число нейронов в скрытых слоях	Наибольшее значение F-меры	% Правильных ответов
Левенберга-Марквардта	2	20;10	0,95	97,8
	<b>3</b>	<b>6;18;26</b>	<b>0,98</b>	<b>99,03</b>
Алгоритм упругого обратного распространения	2	18;26	0,95	97,4
	3	10;14;26	0,95	97,5
Метод градиентного спуска с адаптивным обучением	2	18;22	0,94	97
	3	10 ;30; 12	0,94	97,2
Квази-Ньютоновский метод	2	12;26	0,93	96,8
	3	4;12;14	0,94	97,2
Метод шкалированных связанных градиентов	2	2;14	0,91	95,7
	3	6;11;8	0,92	96,1

Чем ближе значение F-меры к 1, тем эффективней работа ИНС по классификации решений на предпочтительные и нецелесообразные. Наилучший результат составил  $F=0,98$  для алгоритма тренировки Левенберга- Марквардта при числе нейронов в скрытых слоях 6,18,26. Доля правильных ответов ИНС составила 99,03%.

**В третьей главе** разработаны математическая модель и метод выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей.

На основании нормативных актов и обоснованных в работе условий формирования и выбора альтернатив района ЭС предложена математическая модель оптимизационной задачи по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, состоящая из:

1) целевой функции – минимизация затрат на ремонт  $C_j$  и ущерб  $Y_j$  от перерыва в электроснабжении при выходе из строя оборудования (выражение 12.1);

2) ограничения – финансовый объем инвестиционной программы  $Z_{\max}$  (неравенство 12.2, где  $Z^{OЭC_i}$  – затраты на реализацию на  $i$ -ом объекте ЭС мероприятий по ТПиР,  $Z^{OЭC_j}$  – затраты на точечную замену оборудования на  $j$ -ом объекте ЭС);

3) граничных условий – неотрицательные значения определяемых величин; принадлежность к натуральным числам порядкового номера объекта (выражения 12.3-12.4):

$$\sum_{j=1}^n (C_{эj} + Y_j) \rightarrow \min \quad (12.1)$$

$$\sum_{i=1}^n Z^{OЭC_i} + \sum_{m=1}^l Z^{OЭC'_j} \leq Z_{\max} \quad , \quad (12.2)$$

$$C_{эj}, Y_j, Z^{OЭC_i}, Z^{OЭC'_j}, Z_{\max} \geq 0, \quad (12.3)$$

$$i, j = 1, 2, \dots, n \quad (12.4)$$

На основании представленной математической модели по выбору приоритетной альтернативы ТПиР для района ЭС разработан метод, включающий выявленные этапы принятия решения:

1 Формирование альтернатив ТПиР для района ЭС.

1.1 Сокращение количества рассматриваемых альтернатив и объектов, участвующих в формировании приоритетной альтернативы района ЭС. Для этого лицом, принимающим решение, определяются: район ЭС, пороговые значения коэффициента предпочтительности альтернатив  $T_n$  и индекса технического состояния объектов  $ИТС_n$ :

$$\begin{cases} T_i \geq T_n \\ ИТС^{OЭCi} \leq ИТС_n \end{cases}, \quad (13)$$

где  $ИТС^{OЭCi}$  – индекс технического состояния  $i$ -го объекта ЭС;  $T_i$  – значение коэффициента предпочтительности альтернатив объекта ЭС, полученное на выходе ИНС.

Для определения очередности рассмотрения объектов ЭС производилась их приоритизация. Первыми рассматривались объекты, мероприятия на которых направлены на повышение надежности функционирования и обновление электросетевого комплекса. Вторыми – объекты, мероприятия на которых обусловлены необходимостью технологического присоединения. Последними добавлялись объекты, мероприятия на которых направлены на увеличение пропускной способности оборудования.

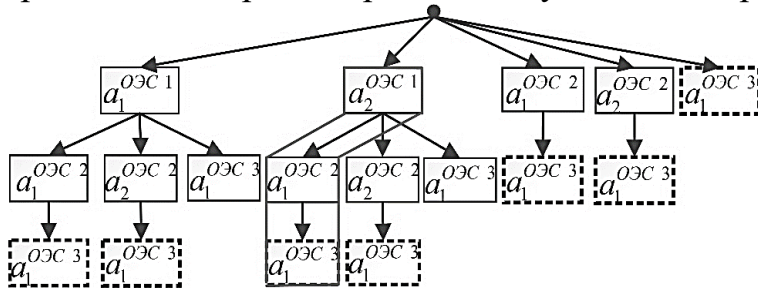


Рисунок 2 – Дерево решений для трех объектов

альтернативы объекта ЭС (в нижнем индексе записан порядковый номер альтернативы, а в верхнем – номер объекта). Формирование ветви считалось законченным при условии превышения суммы затрат  $\sum 3^{OЭCi+1}$  на реализацию мероприятий по ТПиР на  $i+1$  объекте ЭС, над объемом инвестиционной программы  $3_{\max}$ :

$$\sum_{i=0}^n 3^{OЭCi+1} > 3_{\max}. \quad (14)$$

Все альтернативы для объектов ЭС в узлах, входящих в ветвь, добавлялись в предварительные альтернативы ТПиР района ЭС.

1.3 Формирование окончательных альтернатив. Если все рассматриваемые объекты вошли в ветвь решения, то они образовывали окончательную альтернативу ТПиР района ЭС  $A^{PЭCi}$ . Иначе, если объем неизрасходованных средств инвестиционной программы оказывался достаточным для точечной замены  $z_t$  аварийного оборудования на объекте ЭС, не вошедших в предварительную альтернативу:

$$3_{\max} - \sum_{i=1}^n 3^{OЭCi} - 3_{z_t} \geq 0, \quad (15)$$

то к предварительным альтернативам ТПиР района ЭС добавлялись удовлетворяющие по стоимости  $3_{z_t}$  варианты замены оборудования. В случае, когда остаточных средств инвестиционной программы недостаточно для замены ни одной из единиц оборудования на  $j$ -ом объекте ЭС, предварительные альтернативы считались окончательно сформированными.

1.4 Определение перечня объектов ЭС с оборудованием, подлежащим ремонту и не вошедшим в окончательную альтернативу:

$$V = \left\{ v_k^{OЭC'_j} \mid v \notin A^{PЭC_i} \wedge v \notin z_t \right\}. \quad (16)$$

где  $v_k^{OЭC'_j}$  – k-тая единица оборудования на j-ом объекте ЭС, подлежащая ремонту.

## 2 Оценка альтернатив.

Так как принятие решения по ТПиР района является оптимизационной задачей, то оценка осуществлялась посредством расчета для каждой окончательно сформированной альтернативы значений затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования объектов ЭС  $v_k^{OЭC'_j}$ , не вошедших в альтернативы ТПиР района ЭС.

## 3 Ранжирование альтернатив ТПиР района электрических сетей.

3.1 Если в альтернативы ТПиР района ЭС вошли не все объекты, то ранжирование осуществлялось в соответствии с целевой функцией оптимизационной задачи, что позволило в условиях ограничения объема инвестиционной программы определить приоритетную альтернативу, включающую наиболее ответственные и изношенные объекты. При равенстве значений целевой функции для нескольких альтернатив, они упорядочивались по увеличению капитальных затрат.

3.2 Если все рассматриваемые объекты вошли в инвестиционную программу, то целевая функция равна 0, альтернативы ТПиР района ЭС ранжировались по значению капитальных затрат.

На основании разработанных математических моделей и методов оценки и выбора предложена структурно-функциональная модель процесса принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, рисунок 3.

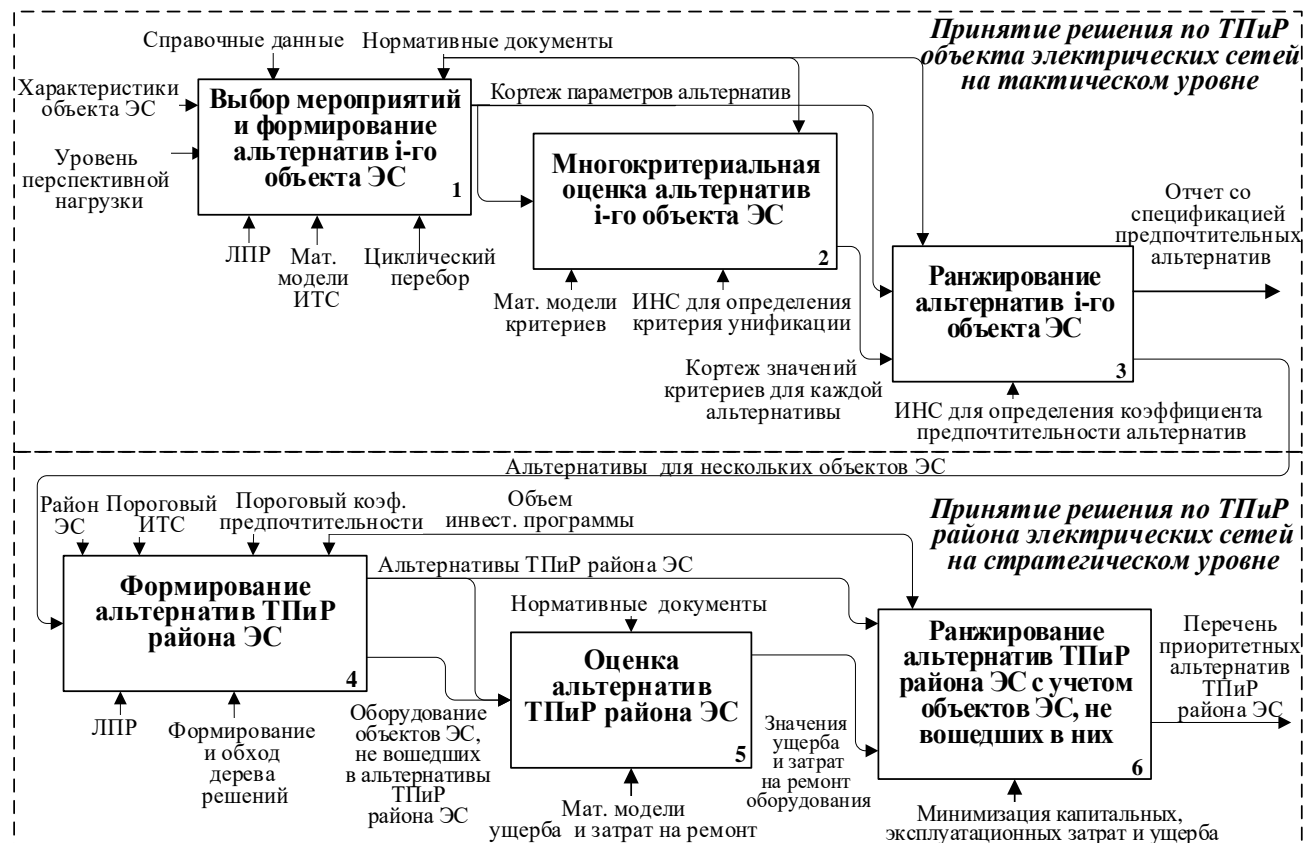


Рисунок 3 – Структурно- функциональная модель принятия решения по ТПиР района ЭС

В четвертой главе описан процесс разработки СППР.

На рисунке 4 представлена разработанная архитектура СППР с учетом специфики работы.



Рисунок 4 – Архитектура СППР

В результате системного анализа предметной области были выделены основные сущности и их атрибуты, под которыми понимаются основные объекты и их свойства, характеристики и параметры (рисунок 5). Это позволило структурировать данные, установить семантические связи между параметрами оборудования и разработать реляционную базу данных, используемую для хранения информации и автоматизации расчетов.

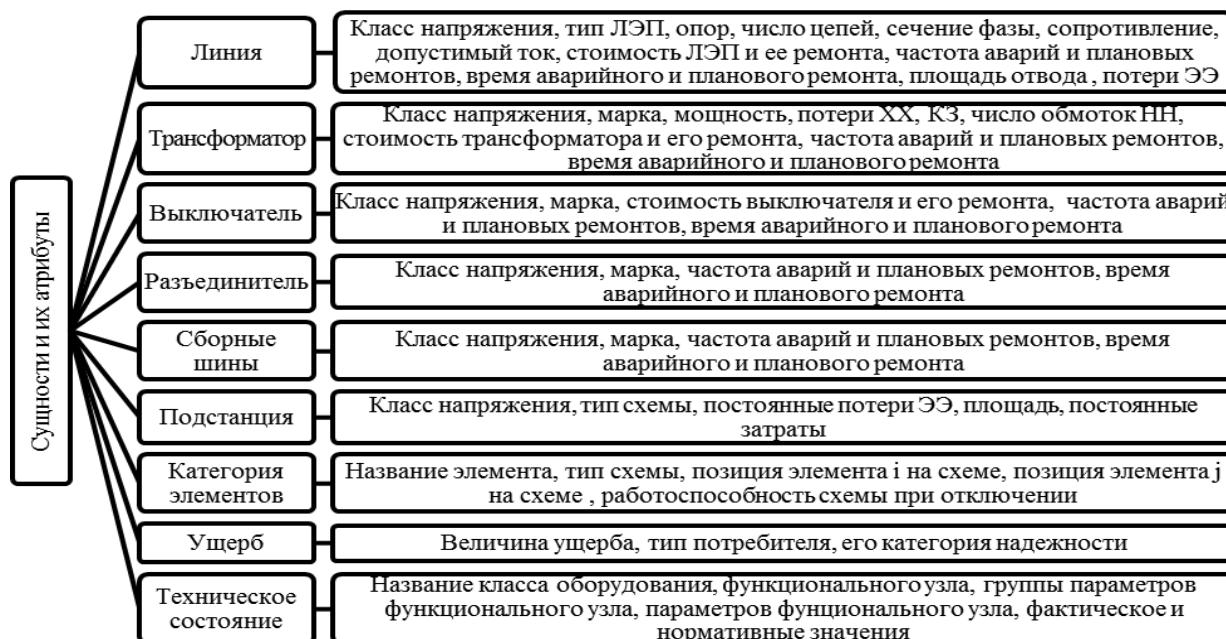


Рисунок 5 – Основные сущности и атрибуты, используемые при принятии решения по ТПиР электрических сетей

Разработанные в 2 и 3 главах исследования математические модели и методы оценки и выбора решений реализованы в системе поддержки принятия решения по ТПиР района ЭС. Для ее программной реализации разработан алгоритм, представленный в виде диаграммы активностей в нотации UML (рисунок 6).

Внутренний цикл алгоритма по ТПиР объекта ЭС включал в себя блоки

оценки технического состояния оборудования, выбора мероприятий по ТПиР объекта ЭС и многокритериальной оценки альтернатив без участия экспертов с последующим их ранжированием по степени предпочтительности.

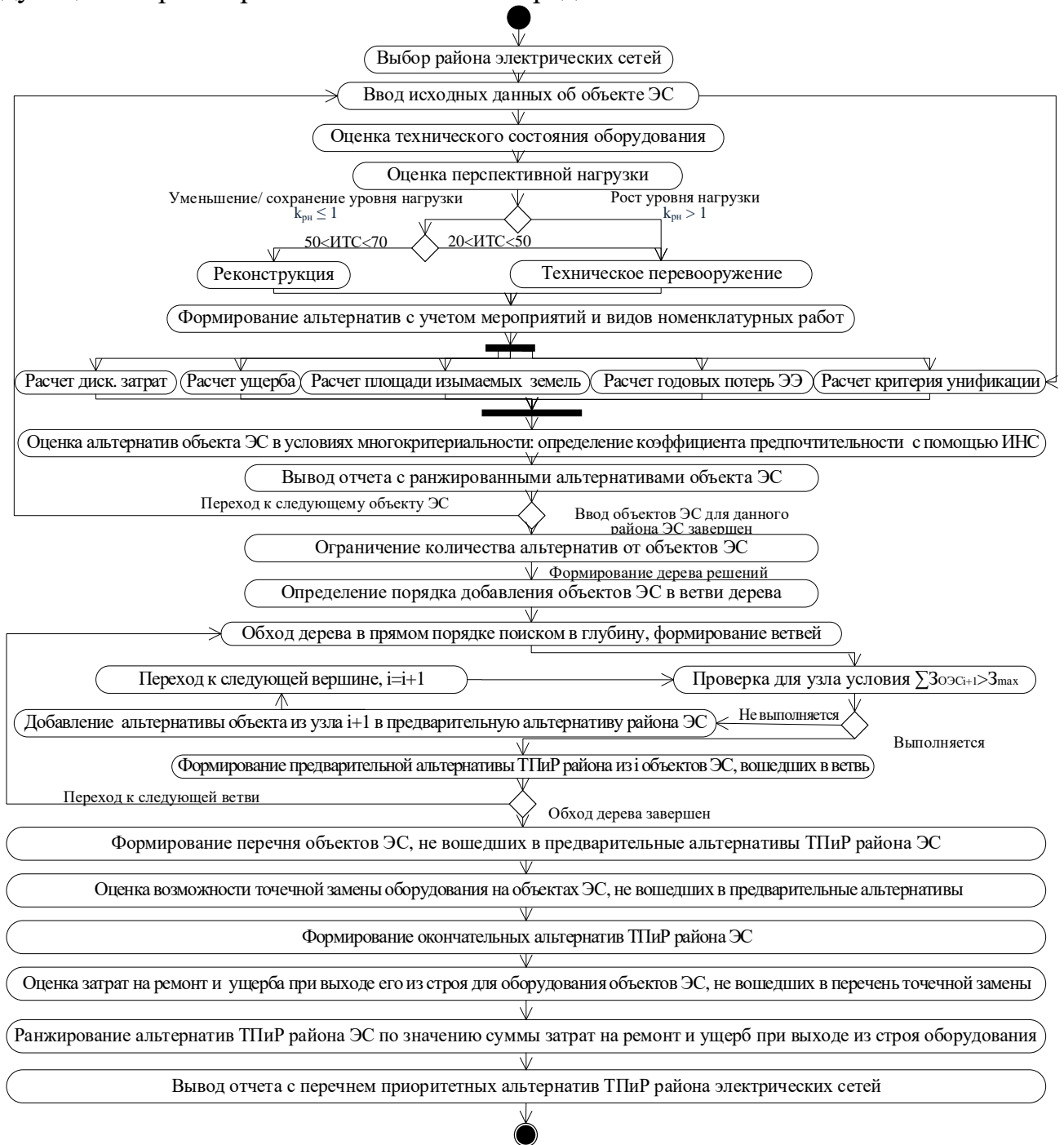


Рисунок 6 – UML-диаграмма активностей, отображающая алгоритм работы СППР по ТПиР района ЭС

Внешний цикл включал блоки по формированию, оценке и ранжированию альтернатив ТПиР района электрических сетей путем составления дерева решений из предпочтительных альтернатив объектов ЭС, расчета затрат на реализацию мероприятий, и ранжирования альтернатив по сумме затрат на ремонт не вошедшего в ветви решений оборудования, и ущерба от перерыва в электроснабжении при выходе его из строя.

Разработанная система поддержки принятия решения апробирована на подстанциях Центрального района электрических сетей (ЦЭС) Оренбургской области, результаты тактического уровня принятия решения приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты принятия решения по объектам ЦЭС

Объект	Мероприятия	Состав альтернатив и их число	
ПС 35/10 кВ «Степановская»	Техническое перевооружение вследствие роста нагрузки	Замена 2 трансформаторов 6,3 МВА на 10 МВА; замена выключателей на стороне 35 и 10 кВ; изменение типовой схемы ПС.	18 шт
ПС 110/35/10 кВ «Сельская»		Замена трансформаторов 16 и 10 МВА на трансформаторы 25 МВА; установка выключателей на стороне 110 кВ, замена выключателей на стороне 35 и 10 кВ; изменение типовой схемы ПС.	18 шт
ПС 110 /10 кВ «Степная»		Замена силового трансформатора 25 МВА на 40 МВА.	1 шт
ПС 110/10/6 кВ «Юго-Восточная»	Реконструкция вследствие износа оборудования	Замена трансформаторов и выключателей	18 шт

В качестве ограничения рассматривался объем инвестиционной программы, составляющий 700 млн. рублей. В результате получен проранжированный список альтернатив ТПиР ЦЭС. Приоритетная альтернатива включает все рассматриваемые объекты ЭС и приведена в таблице 3.

Таблица 3 – Приоритетная альтернатива ТПиР района ЦЭС

Подстанции	Результаты по замене оборудования				
	Выключатели ВН		Выключатели СН и/или НН		Тр-ры
ПС «Юго-Восточная»	элегазовые	3шт	вакуумные	6 шт	40 МВА 2 шт
ПС «Степановская»	вакуумные	3шт	вакуумные	3 шт	10 МВА 2 шт
ПС «Сельская»	элегазовые	3шт	вакуумные	6 шт	25 МВА 2 шт
ПС «Степная»	-	-	-	-	40 МВА 1 шт

Полученные результаты не противоречат предложениям для подстанций ЦЭС, указанным в «Комплексной программе развития электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Оренбургской области на период 2018-2022 гг.», а также в «Схеме и программе перспективного развития электроэнергетики Оренбургской области на 2019–2023 годы».

## ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1. Многообразие возможных альтернатив технического перевооружения и реконструкции электрических сетей, а также различных условий и требований к ним определяют необходимость многокритериальной оценки и использования систем поддержки принятия решений по ТПиР объектов и районов электрических сетей. Обоснована двухуровневая структура процесса принятия решения по ТПиР района электрических сетей, содержащая: тактический уровень принятия решения по выбору предпочтительных альтернатив для объектов электрических сетей; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, формируемой из предпочтительных альтернатив для объектов ЭС. Выявлены основные этапы принятия решения: формирование альтерна-



тив; оценка альтернатив; выбор приоритетной альтернативы. Анализ научно-технической литературы в области поддержки принятия решений в электроэнергетике позволил заключить, что для разработки СППР целесообразно использовать технологии искусственных нейронных сетей.

2. Разработаны математические модели частных критериев оценки альтернатив объектов электрических сетей. В качестве критерия экономической эффективности выбраны суммарные дисконтированные затраты; критерия технической эффективности – годовые потери электроэнергии; критерия надежности – экономические потери от нарушения в электроснабжении; социально-экологического критерия – площадь изымаемых земель. Впервые предложено и обосновано введение в систему частных критериев – критерия унификации номенклатуры электросетевых объектов, позволяющего осуществить кластеризацию альтернатив объекта электрических сетей с учетом типизации номенклатурных параметров оборудования. Для кластеризации существующих объектов ЭС предложено использовать самоорганизующиеся карты Кохонена, а для определения критерия унификации альтернатив объекта ЭС - однослойную искусственную нейронную сеть, обученную методом обратного распространения ошибки.

3. Предложена математическая модель формирования альтернатив объекта ЭС, включающая в себя модели: оценки технического состояния оборудования; выбора мероприятий по ТПиР и вида номенклатурных работ; определения параметров альтернатив объекта ЭС; составления кортежа альтернативы посредством циклического перебора и декартова произведения, позволяющего согласовывать параметры заменяемого оборудования с учетом перспективной нагрузки. Разработан метод оценки альтернатив объекта ЭС, осуществляющий многокритериальную оценку альтернатив и их ранжирование посредством нейронной сети, обученной алгоритмом обратного распространения ошибки.

4. Предложена математическая модель выбора приоритетной альтернативы ТПиР района электрических сетей, представленная в виде системы уравнений условной оптимизации, включающая в себя: целевую функцию – минимизация затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования, не вошедшего в инвестиционную программу; ограничение – финансовый объем инвестиционной программы. Разработан метод по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС, образуемой из предпочтительных альтернатив для объектов ЭС, в условиях финансовых ограничений. Предложенный метод разработан на основе интеграции алгоритма построения дерева решений и алгоритма решения оптимизационной задачи, реализует: формирование предварительных и окончательных альтернатив ТПиР района ЭС в условиях ограничения объема инвестиционной программы; оценку альтернатив по критерию затрат на ремонт и ущерб при выходе из строя оборудования; ранжирование альтернатив района ЭС по возрастанию значений целевой функции.

5. Разработаны:

- структурно-функциональная модель принятия решения по ТПиР района

электрических сетей содержащая: тактический уровень принятия решения для выбора предпочтительных альтернатив объектов электрических сетей; стратегический уровень принятия решения по выбору приоритетной альтернативы ТПиР района ЭС;

– алгоритм принятия решения по ТПиР района электрических сетей включающий в себя: внутренний цикл алгоритма, реализованный с использованием реляционной базы данных для формирования, оценки, ранжирования и выбора предпочтительных альтернатив объекта ЭС; внешний цикл алгоритма, осуществляющий на основе результатов работы внутреннего цикла, оценку и выбор альтернатив, формируемых из предпочтительных альтернатив объектов ЭС с учетом финансового ограничения, технического состояния оборудования, а также последствий его отказа.

Осуществлена программная реализация разработанных моделей, методов, алгоритмов в автоматизированной системе поддержки принятия решений и проведены ее тестирование и апробация на примере электросетевых объектов Центрального района электрических сетей Оренбургской области. Полученные результаты не противоречат предложениям для подстанций ЦЭС, указанным в документах по развитию электрических сетей Оренбургской области.

**Перспектива дальнейшей разработки** темы заключается в интеграции разработанной системы с другими автоматизированными системами, моделирующими структуру электрических сетей, определяющими их режимные параметры. Предложенные модели и методы могут быть адаптированы для принятия решения по планированию развития электрических сетей с учетом строительства новых объектов.

#### **СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ**

**Статьи, опубликованные в рецензируемых научных журналах и изданиях, определенных ВАК:**

1. Чернова, А.Д. Система поддержки принятия решения по развитию электрических сетей / А.Д. Чернова // Известия НТЦ Единой энергетической системы. – 2018. – № 1 (78). – С. 45-53 (0,8 п.л.).

2. Чернова, А.Д. Выбор предпочтительного решения по развитию электрических сетей на основе нейросетевых технологий / Н. Г. Семенова, А. Д. Чернова // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». – 2018. – Т. 18. – № 3. – С. 38-45 (0,93 п.л./0,47 п.л.)

3. Chernova A. Designing Database for Decision Support System for Development of Electrical Grid / A. Chernova // International Ural Conference on Green Energy (UralCon, IEEE Conferences), Chelyabinsk, 2018. – Pp. 181-186; (0,7 п.л.) (Scopus)

**Свидетельства о регистрации программ для ЭВМ:**

4. Чернова, А.Д. Программное средство «Расчет частных критериев и генерация альтернатив по развитию систем электроснабжения» / Н. Г. Семенова, А. Д. Чернова – Св-во о регистрации программного средства: Оренбург: УФЭР. – № 1307; опублик. 20.09.16.

5. Чернова, А. Д. Свидетельство №2017614222 Российская Федерация. Про-

грамма расчета критериев оценки альтернатив развития систем электроснабжения: свидетельство о гос. рег. программы для ЭВМ / Чернова А.Д. Заявка № 2017611536; заявл. 22.02.2017; зарег. 10.04.2017. М.: Роспатент, 2017.

6. Чернова, А. Д. Свидетельство №2018615074 Российская Федерация. Система поддержки принятия решения по выбору альтернатив развития электрических сетей «ВАРЭС»: свидетельство о гос. рег. программы для ЭВМ / Чернова А.Д. Заявка №2018612180; заявл. 07.03.2018; зарег. 23.04.2018. М.: Роспатент, 2018.

**Статьи, тезисы докладов в научных и научно-практических изданиях:**

7. Чернова, А.Д. Методы искусственного интеллекта, применяемые для решения задач энергообеспечения / Н.Г. Семенова, **А.Д. Чернова** // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: Сборник материалов Всероссийской студенческой олимпиады, научно-практической конференции с международным участием и выставки работ студентов, аспирантов и молодых ученых. - Екатеринбург: УрФУ, 2013. – С. 234-237 (0,23 п.л./0,12 п.л.)

8. Чернова, А.Д. Гибридные методы многокритериального анализа для решения задач энергоснабжения / Н.Г. Семенова, **А.Д. Чернова** // Материалы докладов IX Международной молодежной научной конференции Тинчуринские чтения. В 4-х т.; Т. 1. - Казань: КГЭУ, 2014. – С. 267-268 (0,12 п.л./0,06 п.л.)

9. Чернова, А.Д. Применение технологий искусственного интеллекта в энергетике / А.Д. Чернова // Энергетика: состояние, проблемы, перспективы. Труды VII Всероссийской научно-технической конференции. – Оренбург: ООО ИПК «Университет», 2014. – С. 137-140 (0,23 п.л.)

10. Чернова, А.Д. Оптимизация электрической сети на примере СЭС города Оренбурга / А.Д. Чернова // Электроэнергетика глазами молодежи: науч. тр. V междунар. науч.- техн. конф. Т.2. – Томск: ТПУ, 2014. – С. 279-282. (0,46 п.л.)

11. Чернова, А.Д. Особенности формирования экономического критерия принятия решения по развитию электросетевых объектов /А.Д. Чернова// Эффективная энергетика - 2015: материалы научно-практической конференции с международным участием. – Санкт-Петербург: Изд-во Поли-техн. ун-та., 2015. – С. 158-164 (0,41 п.л.)

12. Чернова, А.Д. Автоматизированная система расчета частных критериев и генерации альтернатив по развитию систем электроснабжения / Н.Г. Семенова, Н.Г. Маркина, **А.Д. Чернова** // Энергетика: состояние, проблемы, перспективы. Труды VIII Всероссийской научно-технической конференции. – Оренбург: ООО «Агентство «Пресса», 2016. – С. 127-129 (0,18 п.л./0,06 п.л.)

13. Чернова, А.Д. Математические модели частных критериев и их программная реализация в оценке принимаемого решения по развитию системы электроснабжения Промышленного района города / Н. Г. Семенова, **А. Д. Чернова** // Интеллект. Инновации. Инвестиции. – 2016. – № 4. – С. 94-99 (0,7 п.л./0,35 п.л.)

14. Чернова, А.Д. Разработка функциональной модели СППР по развитию систем электроснабжения промышленного кластера / Н.Г. Семенова, **А.Д. Чернова** // Школа-семинар молодых ученых и специалистов в области компьютерной

интеграции производства: материалы. – Оренбург, 2016. – С. 370-373 (0,23 п.л./0,12 п.л.)

15. Чернова, А.Д. Энергосбережение как один из критериев оценки проектных решений в электроэнергетике / А.Д. Чернова // Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых с международным участием. – Екатеринбург: УрФУ, 2016. – С. 302 - 305 (0,23 п.л.)

16. Чернова, А.Д. Достоинства и недостатки высоковольтных выключателей / Т.В. Коблова, **А.Д. Чернова** // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии. Сборник трудов Международной науч.-тех. конф. XIX Бенардосовские чтения. – Иваново, 2017. – С. 68- 73 (0,35 п.л/0,15 п.л.)

17. Чернова, А.Д. Расчет экономических потерь от нарушения электроснабжения / Н.Г. Семенова, **А.Д. Чернова** // Эффективное и качественное снабжение и использование электроэнергии. 6 междунар. науч.-практ. конф. в рамках специализир. форума «Ехро Build Russia». – Екатеринбург: Издательство УМЦ УПИ, 2017. – С. 254- 257 (0,23 п.л./0,12 п.л.)