

Министерство образования и науки РФ

ФГАОУ ВПО «Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина»

УДК 621.311

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по науке
_____ Кружаев В.В.
«___» _____ 2013

ОТЧЕТ

О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

В рамках выполнения п.2.1.2.1 Плана реализации мероприятий Программы развития
УрФУ на 2013 год

ПО ТЕМЕ:

Разработка системы поддержки принятия решений для задач мониторинга
эксплуатационного состояния объектов электросетевого комплекса

(Заключительный)

Зав.кафедрой

(подпись, дата)

Паздерин А.В.

Научный консультант

(подпись, дата)

Кокин С.Е.

Исполнитель

(подпись, дата)

Дмитриев С.А.

Екатеринбург 2013

Реферат

1. ФИО автора (ов): Дмитриев Степан Александрович

2. Аннотация: Разработка концепции реновации сетей и систем связана с выбором направления развития комплекса в условиях недостаточного финансирования. Перевооружение электросетевого комплекса в первую очередь обусловлено необходимостью расширения в результате роста электропотребления и старением основных фондов. Новые условия производства изменили нормативно-правовую базу и требования, предъявляемые к сетям. Возникла необходимость в комплексном обновлении сетей, создании сетей нового поколения, отвечающих современному техническому уровню. Применение генерирующих установок малой мощности изменили подходы к формированию системы транспорта ЭЭ на средних и низших классах напряжения.

На основе ранее сформулированных принципах и подходах к построению моделей электрической сети, разработана система комплексного мониторинга. Рассмотрены вопросы оперативного управления электроэнергетических систем (ЭЭС) и поддержания необходимого функционального состояния, а также задачи перспективного развития. Весь указанный круг задач, относящийся к общей задаче управления технической политикой, решается в рамках единой системы поддержки принятия решений. В проекте выполнен системный анализ электросетевого комплекса, как его техническо-эксплуатационной, так и информационной составляющих. Рассмотрены основные причины отключений в ЭЭС, влияющие на надежность функционирования электрической сети, выявлены их последствия. В результате исследования разработана система поддержки принятия решений для задач мониторинга эксплуатационного состояния объектов электросетевого комплекса, которая представляет из себя хорошо поставленную математическую задачу для программной реализации, способную получить достоверные и верифицированные решения даже в условиях ограниченной информации. Все выше сказанное дает возможность использовать разработанную систему поддержки принятия решений не только на перспективу, но и в режиме on-line.

Данная работа носит практический характер, а именно, доказывает возможность применения разработанной системы поддержки принятия решений (для задач мониторинга эксплуатационного состояния объектов электросетевого комплекса) на реальном примере для фрагмента энергоузла Свердловской области. Исследование направлено на основные стратегические направления развития электроэнергетической отрасли - на решение задач энергоэффективности и энергосбережения в энергосистемах РФ.

Исследование выполнено в рамках выполнения п. 2.1.2.1 Плана реализации мероприятий Программы развития УрФУ на 2013 год в соответствии с договором №2.1.2.1./3 от 23.05.2013 г.

Основное содержание работы отражено в следующих публикациях:

1. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Осотова М. В., Хальясмаа А.И. / Оценка состояния силовых трансформаторов на основе анализа данных технической диагностики // Вестник ЮУрГУ. 2013. Том 13. №2. С. 32-41.

2. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Формирование системы оценки технического состояния оборудования подстанций на основе методов нечеткой логики // Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2013. №6 С. 19-28.

3. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса // Промышленная энергетика. 2014. №2. С. 12-21.

4. DmitrievS., KhalyasmaaA. / Powerequipmenttechnicalstateassessment principles // 2ndInternationalConferenceonPowerScienceandEngineering (ICPSE 2013), December 20-21, 2013, Paris, France.

5. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Энерго–информационные модели функционирования и развития систем электроснабжения больших городов // LambertAcademicPublishingGmbH&Co. KG. Saarbrucken. Germany. 2013. 280 с. (монография).

3. Ключевые слова:

Функциональное состояние, индикативный анализ, электроэнергетическая энергосистема, электрическая сеть, система поддержки принятия решений.

4. Тема отчета:

Разработка системы поддержки принятия решений для задач мониторинга эксплуатационного состояния объектов электросетевого комплекса

Summary

1. Author: StepanA. Dmitriev

2. Abstract: Developing the concept of renovating of the grids and electrical power system (EPS) is the choice of the direction of development of the complex under conditions of inadequate funding. Grid complex retrofit is primarily due to the need to expand as a result of electrical energy consumption increase and an aging of fixed assets. The new conditions of production have changed the legal framework and for the grids requirements. to the formation of the power system efficiency at medium and lower voltage There was a need for a complex upgrade of the grids, the creation of next generation grids that meet the latest technical standards. The uses of the distributed generation have changed the approach limits.

On the basis of the principles and approaches to the design of power grid models, developed the comprehensive monitoring system. The questions of operational management of EPS and maintain the required functional status, as well as long-term development objectives. All of the specified range of tasks related to the general problem of technical management policy is decided in a single system to support decision-making. The project carried out a systematic analysis of the grid complex as his technical- operational and informational components. The main causes of outages in EPS, affecting the reliability of the grid, revealed their consequences. The study to develop the decision-making system for the tasks of the grid operational state monitoring, represents a well- posed mathematical solution for the software implementation. Developed decision-making system not only for the future, but also in the on-line mode. Elements developed a decision-making system can use it not only to solving long-term development, but also in the mode of on-line for grid operating.

The Study is a practical one, namely, proves the possibility of application of the developed decision support system (for the grid operational state monitoring) on a real example for the fragment of the Sverdlovsk region power system. This study focuses on the main strategic directions of the electric power industry - to meet the challenges of energy efficiency and energy saving in the power grids of the Russian Federation.

The study was carried out contract №2.1.2.1./3 of May 2013.

The following materials are attached to the final report:

1. Dmitriev S. A., KhalyasmaaA.I., Kokin S.E., OsotovaM.V./ Assessment of power transformers based on data analysis technical diagnostics // Bulletin SUSU. 2013. T 13. №2, p. 32-41.

2. Dmitriev S. A., KhalyasmaaA.I., Kokin S.E. / Substations equipment of the technical condition assessment based on the fuzzy logic formation// ELECTRO. Electrical, electronic, electrotechnical industry. 2013. №6, p. 19-28.

3. Dmitriev S. A., Khalyasmaa A.I., Kokin S.E. / Control system engineering enterprise asset grid complex // Industrial Energy. 2014. №2, p. 12-21.

4. Stepan A. Dmitriev, Alexandra I. Khalyasmaa / Power equipment technical state assessment principles // 2nd International Conference on Power Science and Engineering (ICPSE 2013), December 20-21, 2013, Paris, France.

5. Dmitriev S. A., Khalyasmaa A.I., Kokin S.E.. / Energy-information model of the megalopolis power supply system's functioning and development // Lambert Academic Publishing GmbH & Co. KG. Saarbrücken. Germany. 2013. 280 p.

3. Index term: Operational state, indicative analysis, electrical power system, grid, decision-making system.
4. Report title: Decision-making system development for the tasks of the grid objects operational state monitoring.

Оглавление

Введение	7
1. Оценка влияния отказов электрооборудования на работу ЭЭС	10
1.1. Общие положения	10
1.2. Корреляционный метод для оценки состояния оборудования	10
1.3. Регрессионный анализ для оценки состояния оборудования	13
1.4. Метод экспертных оценок для оценки состояния оборудования	15
1.5. Выводы	16
2. Разработка метода оценки функционального состояния отдельных элементов и ЭЭС в целом	16
3. Определение «узких мест» ЭЭС для решения задач поддержания нормального уровня функционирования системы	17
Заключение	24
Литература	25
Приложение	

Введение

Цель работы заключается в формировании информационной системы поддержки принятия решений для управления технической политикой электросетевого комплекса, руководствуясь электроэнергетической конъюнктурой, социально-экономическим состоянием, экологическими и прочими аспектами. Разработка технологии оценки эксплуатационного состояния объектов электросетевого комплекса необходима для выявления точек приложения инъекционных воздействий с целью поддержания системы транспорта и распределения электрической энергии в нормальном функциональном состоянии. Кроме того, разрабатываемая система поддержки принятия решений необходима для оценки эффективности принимаемых решений выполнения комплексной реконструкции существующих и строительства новых объектов электроэнергетики.

Характеристика существующей ситуации в электросетевом комплексе

В последние годы расширяется применение генерирующих агрегатов малой мощности, в том числе и на основе возобновляемых источников энергии. Появление источников распределенной генерации малой мощности, энергоаккумулирующих установок, современных цифровых устройств измерения режимных параметров энергосистем и управления ими приводит к качественным изменениям как в самих ЭЭС, так и в системах их управления. Новые технологические компоненты, используемые в современных информационно-измерительных комплексах ЭЭС, в зарубежной литературе получили название SmartGrid, а в отечественных публикациях – «умные сети».

С учетом указанных тенденций некоторые задачи управления электроэнергетической системой должны быть сформулированы в новой постановке. Это касается новейших требований к структуре и топологии ЭЭС, применения устройств релейной защиты и автоматики, учета электрической энергии, управления нагрузкой и возможностей размещения в сетях источников генерации. Изменившиеся подходы к решению задач развития и реконструкции ЭЭС требуют создания нового инструментария.

Модернизация объектов ЭЭС и совершенствование информационных технологий требуют более сосредоточенного внимания к вопросам формирования научно-технической политики электросетевого предприятия. В современных условиях при принятии управленческих решений возрастает роль прогнозной информации. Многокритериальный характер задач принятия решений, отсутствие строгой математической модели, описывающей поведение ЭЭС во временном разрезе, отсутствие полного объема информации и возможная ее недостоверность приводят к тому, что управленческие решения часто основываются на опыте и интуиции руководителя. Предлагаемый инструмент, применение которого способствует повышению объективности и качества принимаемых решений, использует мультимедийные

ритериальные оценочные характеристики, например, технические, эксплуатационные, экономические, а также субъективный опыт квалифицированных специалистов.

Все сказанное в первую очередь относится к ЭЭС больших городов, которые развиваются более высокими темпами по сравнению с остальными энергообъектами и используют наиболее прогрессивные технологии. Мегалополисы представляют собой самые крупные формы городских поселений, которые возникают или образуются путем интегрированного объединения главного города с окружающими его населенными пунктами. Таким образом, в результате слияния инфраструктур образуются большие и сложные технические системы, обеспечивающие гарантированное энерго- и электроснабжение потребителей и функционирование всех подсистем ЭЭС.

Темпы внедрения информационных технологий во многих сферах деятельности электросетевых компаний в крупных городах существенно выше, чем в остальной электроэнергетике. Активно внедряются информационно-измерительные системы управления, кардинально увеличиваются объемы информации, вводятся новые аппаратно-технические комплексы, позволяющие автоматизировать многие функции электросетевой компании. При этом существенно увеличивается взаимозависимость и взаимопроникновение основного технологического процесса, связанного с процессом транспорта электрической энергии, использующим первичное высоковольтное оборудование, с информационной системой, обеспечивающей технологическое управление и координацию всех вспомогательных процессов. Высоковольтное электротехническое оборудование уже невозможно отделить от информационной системы управления. Взаимосвязь данных систем, их описание, структурирование, оптимизация и являются предметом изучения в данной работе. Объединение и совместное использование энергетической и информационной составляющих ЭЭС лежит в основе обобщенной энергоинформационной модели.

ЭЭС как большая техническая система кибернетического типа является эмерджентной – она обладает свойствами, не присущими её подсистемам, блокам и элементам. Как правило, это приводит к локализации узлов электропотребления с ограниченным объемом обменных информационных потоков. Развитие распределенной генерации малой мощности, а также информационных технологий требует пересмотра принципов системы управления ЭЭС. Под новое направление требуется новая организация информационного обеспечения.

В информационном плане ЭЭС можно представить как многоуровневую, многослойную структуру существенной размерности со сложной системой внутренних и внешних отношений. Для решения задач функционирования и развития ЭЭС необходима разработка и внедрение адекватной энергоинформационной модели. Такая модель должна быть базируется на основе многомерной, иерархичной информационной системы, состоящей из подсистем

тем, объединенных множеством функциональных связей. Именно такие связи позволяют оценить функциональное состояние ЭЭС. В свою очередь, функциональное состояние ЭЭС характеризуется следующими показателями: техническое состояние электрооборудования, надежность электроснабжения, энергоэффективность, экологичность, финансовая устойчивость и т. п. Оценка таких показателей может быть выполнена на основе Fuzzy-технологий.

В отечественной и зарубежной практике предпринимались попытки разрешить лишь отдельные аспекты вопросов создания комплексной энерго-информационной модели функционирования и развития ЭЭС мегаполисов. В сложившейся ситуации при отсутствии единого инструментария невозможно решение существующих задач управления ЭЭС. Именно поэтому принципиально необходимо создание инструментария мониторинга городских электрических сетей и оценки функционального состояния оборудования.

Информационная система, обеспечивающая поддержку принятия решений по развитию и функционированию системы энергоснабжения, должна удовлетворять такому важному требованию, как доступность и достоверность используемой информации. Это означает, что используемые модели и методы принятия решений должны быть информационно обеспечены. Требование информационной обеспеченности существенно влияет на формирование математических моделей и методов, используемых для решения энергетических задач. Часть необходимой информации может отсутствовать по объективным причинам, связанным с невозможностью ее получения (отсутствие измерительных систем, отсутствие каналов связи и пр.). Кроме того, отсутствие информации связано с недостатками информационной системы электросетевого предприятия: разрозненностью ее информационных подсистем, отсутствием обмена между базами данных и программными комплексами. Повышение качества системы принятия решений связано как с совершенствованием ее информационной обеспеченности, так и с развитием математических методов принятия решений. Отсутствующая информация может быть получена в результате комплексного рассмотрения ЭЭС с использованием математических методов теории графов.

Направление развития ЭЭС выбирается с учетом перспективного системного состояния, при условии что переход в должен выполняться по оптимальной траектории, полученной путем решения оптимизационной задачи при минимизации затрат и капитальных вложений. Решение задачи оценки функционального состояния системы дает дискретное значение вариантов приложения инъекционных воздействий и формирует множество вероятностно-оптимальных решений. Решение задачи определения оптимума перспективного развития может быть выполнено на базе совместного применения генетических алгоритмов, для определения траектории развития, и математических методов нечеткой логики для оценки альтернативных вариантов.

Основные планируемые результаты

Основными планируемыми результатами от реализации поставленной задачи являются следующие:

- оценка влияния отказов электрооборудования на работу ЭЭС;
 - разработка метода оценки функционального состояния элементов ЭЭС;
 - определение «узких мест» ЭЭС для решения задач поддержания нормального уровня функционирования системы и определения вектора развития на основе объективных параметров в условиях информационной неопределенности.
- доказать возможность применения системы поддержки принятия решений (для задач мониторинга эксплуатационного состояния объектов электросетевого комплекса) на реальном примере для части энергоузла Свердловской области.

1. Оценка влияния отказов электрооборудования на работу ЭЭС

1.1. Общие положения

Основным практическим методом оценки состояния нового электрооборудования, заканчиваемого монтажом и включаемого в эксплуатацию, является сравнение результатов измерений и испытаний с допустимыми, предусматриваемыми специальными нормами. Основными нормативными документами являются нормы испытания электрооборудования и Правила устройства электроустановок (ПУЭ), и Правила технической эксплуатации (ПТЭ).

Математических методов оценки состояния электрооборудования энергосистемы на сегодняшний день не так много, и большинство из них сводятся к использованию методов оценки по трем основным направлениям: к корреляционному анализу, регрессионному анализу и методу экспертных оценок (ЭО).

1.2. Корреляционный метод для оценки состояния оборудования

Корреляционный метод является одним из экономико-математических методов исследования, позволяющим определить количественную взаимосвязь между несколькими параметрами исследуемой системы.

Поскольку корреляционная связь является статистической, первым условием возможности ее изучения является общее условие всякого статистического исследования: наличие данных по достаточно большой совокупности явлений. По отдельным явлениям можно получить совершенно превратное представление о связи признаков, так как в каждом отдельном явлении значения признаков кроме закономерной составляющей имеют случайное отклонение (вариацию).

Например, сравнивая два района электрических сетей, один из которых имеет лучшее состояние оборудования, по числу отказов, можно обнаружить, что число отказов выше, чем в районе электрических сетей с худшим состоянием оборудования. Ведь число отказов зависит от сотен факторов и при том же самом состоянии оборудования может быть и выше, и ниже. Но если сравнивать большое число районов с лучшим состоянием оборудования и большое число - с худшим, то среднее число отказов в первой группе окажется ниже и станет возможным измерить достаточно точно параметры корреляционной связи.

Какое именно число явлений достаточно для анализа корреляционной и в общем статистической связи, зависит от цели анализа, требуемой точности и надежности параметров связи, от числа факторов, корреляция с которыми изучается. Обычно считают, что число наблюдений должно быть не менее чем в 5-6, а лучше - не менее чем в 10 раз больше числа факторов. Еще лучше, если число наблюдений в несколько десятков или в сотни раз больше числа факторов, тогда закон больших чисел, действуя в полную силу, обеспечивает эффективное взаимопогашение случайных отклонений от закономерного характера связи признаков.

Вторым условием закономерного проявления корреляционной связи служит условие, обеспечивающее надежное выражение закономерности в средней величине. Кроме уже указанного большого числа единиц совокупности для этого необходима достаточная, качественная однородность совокупности. Нарушение этого условия может извратить параметры корреляции. Например, в массе масляных силовых трансформаторов, на класс напряжения 10 кВ, мощность передаваемой электроэнергии с квадратного метра площади занимаемой трансформатором растет по мере концентрации таких трансформаторов на площади, т.е. чем больше площадь тем больше мы можем установить трансформаторов и тем больше будет передаваемая мощность этими трансформаторами. В массе сухих силовых трансформаторов также на класс напряжения 10 кВ наблюдается та же прямая связь уровня передачи мощности электроэнергии с размером площади. Но если соединить в общую неоднородную совокупность те и другие трансформаторы, то связь уровня передачи с размером площади получится обратной. Причина в том, что сухие трансформаторы, имея меньшую площадь, чем масляные, передают больше электроэнергии с квадратного метра.

Для примера, выполним анализ состояния воздушных линий 35-110-220 кВ Западного района электрических сетей филиала МРСК Урала «Свердловэнерго». По данным, представленным Западным районом электрических сетей (ЗЭС). Данные по воздушным линиям (ВЛ)35-110-220 кВ и причинам отказов представлены в таблице 1.1.

На рисунке 1.1 наглядно показано распределение изменения длин цепей ВЛ 35-110-220 кВ по ЗЭС с 2007 года по 2011 год. На рисунке 1.2 показаны зависимости количества от-

казов ВЛ 35-110-220 кВ ЗЭС от определенных причин (вина эксплуатации, вина сторонних организаций, стихийные явления) по годам с 2007 года по 2011 год. На рисунке 1.3 показаны зависимости количества отказов ВЛ 35-110-220 кВ ЗЭС по причинам отказов (вина эксплуатации, вина сторонних организаций, стихийные явления) от длины цепей линий с 2007 года по 2011 год.

Таблица 1.1 – Данные по ВЛ 35-110-220 кВ и причинам отказов ВЛ 35-110-220 кВ по ЗЭС с 2007 года по 2011 год

Год	Причины отказов			Длина цепей ЛЭП
	Вина эксплуатации	Вина сторонних организаций	Стихийные явления	
2011	51	61	163	3436,2
2010	46	51	63	3440
2009	63	35	43	3477,1
2008	87	36	38	3470,804
2007	80	41	50	3450

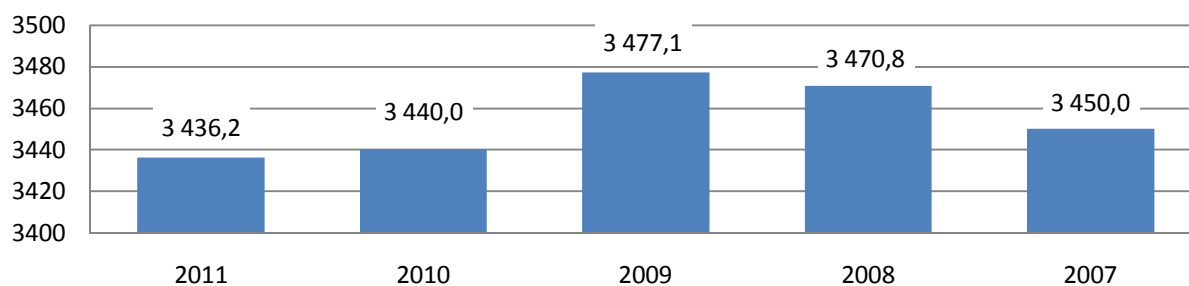


Рисунок 1.1 –Длины цепей ВЛ 35-110-220 кВ по ЗЭС с 2007 года по 2011 год

По рисунку 1.3 видно, что определенных (наглядных) зависимостей количества отказов ВЛ 35-110-220 кВ ЗЭС по причинам отказов от длины цепей линий нет. Оценим зависимость этих данных друг друга с помощью корреляционного метода.

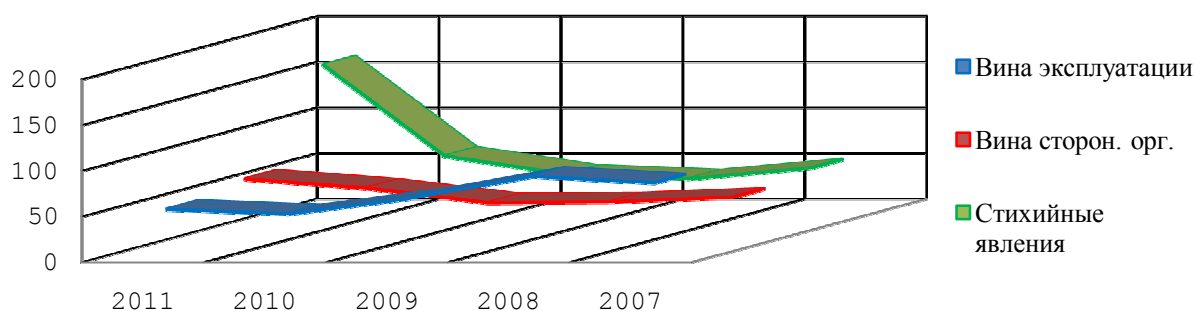


Рисунок 1.2 – Зависимость количества отказов ВЛ 35-110-220 кВ ЗЭС от причин отказов с 2007 года по 2011 год

С помощью коэффициентов корреляции произведем анализ зависимости длины цепей ВЛ 35-110-220 кВ от количества отказов по разным причинам отказов, для этого произведем расчет коэффициентов корреляции между количеством отказов по вине эксплуатации и дли-

ной цепей линий; между количеством отказов по вине сторонних организаций и длиной цепей линий; между количеством отказов по вине стихийных явлений и длиной цепей линий.

Таблица 1.2 – Расчетные коэффициенты корреляции

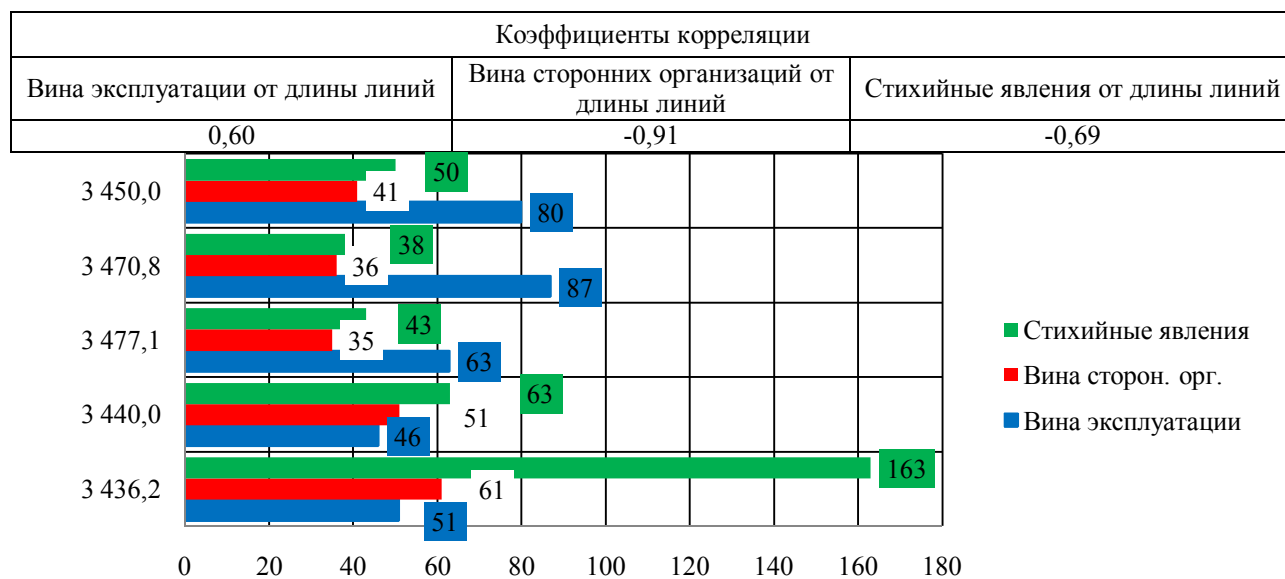


Рисунок 1.3 – Зависимость количества отказов ВЛ 35-110-220 кВ ЗЭС по причинам отказов от длины цепей линий с 2007 года по 2011 год

По результатам этих расчетов видно, что два коэффициента имеют отрицательный знак, что говорит о том, что связь между этими переменными обратная, то есть, чем выше значение одной переменной, тем ниже значение другой, это означает, к примеру, что чем больше длина цепей ЛЭП 35-110-220 кВ, тем меньше вина сторонних организаций по количеству отказов ВЛ 35-110-220 кВ, что абсолютно противоречит действительности. Такой вывод, полученный на основе корреляционного анализа, можно считать ложной корреляцией.

Таким образом, применение корреляционного анализа для анализа состояния оборудования в электроэнергетических системах нельзя применять однозначно, для оценки реальных объектов в реальных энергоузлах и районах этот метод не подходит.

1.3. Регрессионный анализ для оценки состояния оборудования

Регрессионный анализ - форма статистического анализа, используемого для прогнозов. Регрессионный анализ позволяет оценить степень связи между переменными, предлагая механизм вычисления предполагаемого значения переменной из нескольких уже известных значений.

В ходе регрессионного анализа решаются две основные задачи: 1) построение уравнения регрессии, т.е. нахождение вида зависимости между результатным показателем и независимыми факторами; 2) оценка значимости полученного уравнения, т.е. определение того, насколько выбранные факторные признаки объясняют вариацию признака.

В отличие от корреляционного анализа, который только отвечает на вопрос, существует ли связь между анализируемыми признаками, регрессионный анализ дает и ее формализованное выражение. Кроме того, если корреляционный анализ изучает любую взаимосвязь факторов, то регрессионный - одностороннюю зависимость, т.е. связь, показывающую, каким образом изменение факторных признаков влияет на признак результативный.

Для примера, также произведем анализ состояния воздушных линий 35-110-220 кВ Западного района электрических, но уже с помощью метода регрессионного анализа. Используя такие же исходные данные (см. табл. 1.1), но только между количеством отказов по вине эксплуатации и длиной цепей линий получаем следующую регрессионную статистику, представленную в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Регрессионная статистика между количеством отказов по вине эксплуатации и длиной цепей линий 35-110-220 кВ ЗЭС

Регрессионная статистика	
Множественный R	0,596
R-квадрат	0,355
Нормированный R-квадрат	0,140
Стандартная ошибка	16,987
Наблюдения	5,000

Величина R-квадрат, называемая также мерой определенности, характеризует качество полученной регрессионной прямой. Это качество выражается степенью соответствия между исходными данными и регрессионной моделью (расчетными данными). В данном примере мера определенности равна 0,355, что говорит о слабой подгонке регрессионной прямой к исходным данным. Таким образом, линейная модель объясняет 35,5% вариации степени отказов по вине эксплуатации, что означает не правильность выбора фактора (отказов по вине эксплуатации). Не объясняется $100\% - 35,5\% = 64,5\%$ отказов, которые обусловлены остальными факторами, влияющими на отказы, но не включенными в линейную модель регрессии.

Множественный R - коэффициент множественной корреляции R - выражает степень зависимости независимых переменных (длины цепей ЛЭП) и зависимой переменной (отказов по вине эксплуатации) и равен квадратному корню из коэффициента детерминации, эта величина принимает значения в интервале от нуля до единицы. В нашем случае значение Множественный R равно 0,596, что еще раз подтверждает слабую зависимость между переменными.

Погрешность регрессионной модели можно оценить по величине стандартной ошибки, в данном случае она составляет 16% (при норме от 13% до 15%). Недостатком регрессионного анализа является то, что модели, имеющие слишком малую сложность, могут оказаться неточными, а модели избыточной сложности могут оказаться «переобученными».

ми». Таким образом, применение регрессионной модели оценки состояния оборудования также не является корректным методом и имеет значительные погрешности при получении результатов.

1.4. Метод экспертных оценок для оценки состояния оборудования

При расчете остаточного ресурса и оценки состояния оборудования чаще всего возникают трудности, связанные с отсутствием объективной информации, необходимой для принятия решений. В большинстве случаев такие решения принимаются на основе учета мнений квалифицированных специалистов (экспертов) путем проведения экспертного опроса. При этом экспертные заключения дает рабочая группа, общее мнение которой формируется в результате дискуссии. Существует несколько способов экспертной оценки, а именно: непосредственной оценки, ранжирования (ранговой корреляции), попарного сопоставления, баллов (балльных оценок) и последовательных сопоставлений. Все эти способы отличаются один от другого как подходами к постановке вопросов, на которые отвечают эксперты, так и проведением экспериментов и обработки результатов опроса. Вместе с тем их объединяет общее – знания и опыт специалистов в данной области.

Наиболее простым и объективным способом экспертной оценки является способ непосредственной оценки, который широко применяется для определения остаточного ресурса на основе диагностирования технического состояния оборудования. Достоинством способа является высокая точность результатов расчета, а также возможность одновременного прогнозирования ресурса сразу по нескольким типам (образцам) оборудования. Существенным недостатком метода является то, что оценка достаточно субъективна. Данный метод используют при отсутствии иных источников информации для принятия решений. Таким образом, нет гарантий, что полученные оценки в действительности достоверны, а с другой стороны – имеются определенные трудности в проведении опроса экспертов и обработке полученных данных. Если второй недостаток относится к преодолимым трудностям, то первый имеет принципиальное значение.

Единодушие большинства экспертов не всегда является критерием достоверности оценок. Отсюда вытекает необходимость тщательного отбора экспертов.

Используя ЭО, предполагают, что при решении проблем в условиях неопределенности мнение группы экспертов надежнее, чем мнение отдельного эксперта, то есть, что две группы одинаково компетентных экспертов с большей вероятностью дадут аналогичные ответы, чем два эксперта. Предполагается также, что совокупность индивидуальных ответов экспертов должна включать «истинный» ответ.

1.5. Выводы

В реальной жизни строгое соответствие требованиям регрессионного и корреляционного анализа встречается очень редко, поэтому оба эти метода некорректно и нецелесообразно применять для анализа состояния оборудования в электрических сетях. Метод ЭО также показывает себя как субъективный, неоднозначный и не достаточно достоверный метод оценки оборудования, что также говорит об ограниченности применения данного метода.

Таким образом, для проведения полной и корректной оценки состояния электрооборудования необходим метод анализа, который не просто дает качественную, но и количественную оценку состояния оборудования, а значит, дает возможность не только более точно произвести анализ, но также частично решить задачу прогнозирования – определить отработанный ресурс оборудования и «выявить» остаточный ресурс оборудования. Именно для таких целей и был принят метод индикативного анализа электрооборудования, основанный на методах теории нечеткой логики. Для максимальной достоверности оценку состояния следует проводить с использованием системы индикаторов. Исследования показали, что наиболее приемлемым подходом в решении задач оценки состояний больших систем является индикативный анализ.

2. Разработка метода оценки функционального состояния отдельных элементов и ЭЭС в целом

Большинство предприятий электросетевого комплекса, на чьем балансе состоят электрические подстанции (ПС) 35 кВ и выше стремятся активно внедрить автоматизированные системы управления техническими активами, для повышения технической и экономической эффективности своей работы. Предприятия стремятся не только снизить риски, связанные с отказами и отключениями электрооборудования, но и максимально сократить затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, и что немаловажно, оптимизировать инвестиции в развитие технических активов.

Интерес сетевых компаний к системам управления техническими активами объясняется следующими причинами. Во-первых, большая часть основного электротехнического оборудования на многих ПС отработала установленный парковый ресурс или определенный нормативными документами срок эксплуатации и работает на пределе своих возможностей. Во-вторых, система планово-предупредительных ремонтов (ППР) электрооборудования сегодня, когда ПС являются собственностью предприятий электросетевого комплекса, а не находятся на балансе у государства, требует серьезных финансовых затрат и большой трудоемкости (иногда настолько большой, что для проведения работ недостаточно одного планового периода). Это характеризует систему ППР как недостаточно эффективную для предприятий электросетевого комплекса ни с технической, ни с экономической точки зрения. Поэто-

му большинство предприятий стараются перейти от системы ППР к системе обслуживания электрооборудования по фактическому состоянию.

Переход к обслуживанию по фактическому состоянию возможен только при условии использования методик и оборудования на основе методов неразрушающего контроля (методов технической диагностики) таких как: электрические, тепловые, оптические, акустические и др. - методик без разбора оборудования).

Большинство предприятий электросетевого комплекса заинтересованы в разработке автоматизированных систем управления техническими активами. Реализация такой системы представляет собой очень сложную задачу, особенно с точки зрения разработки математической модели. Одной из подзадач автоматизированной системы управления техническими активами, как уже упоминалось выше, является оценка технического (функционального) состояния (ОТС) электрооборудования.

В большинстве автоматизированных систем управления техническими активами для ОТС с помощью ЭО вводятся термы, характеризующие состояние оборудования: непригодное, неудовлетворительно, удовлетворительно, хорошее и т.д. Градация состояний и их количество и представление могут быть различны, в зависимости от системы и назначения.

Для формирования ОТС в [6] было предложено использовать метод искусственных нейронных сетей (ИНС). Начальная выборка будет формироваться единожды, дальнейшее обучение системы происходит самостоятельно. Следовательно, применение ЭО потребуются также единожды, что позволит повысить точность полученного результата.

Для системы ЭО целесообразно в таких ситуациях использовать методы нечеткой логики, а именно нечеткие множества. Любой нечеткий объект характеризуется функцией принадлежности, в данном случае функция принадлежности строится по ЭО [7].

Основные принципы определения технического (функционального) состояния ЭО, система обработки ЭО и диагностируемых параметров отражены в статьях [3] «Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса», авторами которой являются Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И., и [4] «Powerequipmenttechnicalstateassessmentprinciples», авторами которой являются Дмитриев С. А. и Хальясмаа А.И., соответственно.

3. Определение «узких мест» ЭЭС для решения задач поддержания нормального уровня функционирования системы

Для определения «узких мест» недостаточно получить результат оценки состояния какого-либо объекта ЭЭС. Необходимо понимание того, как и в какой степени тот или иной фактор и/или группа факторов влияют на состояние объекта исследования и ЭЭС в целом.

В статье [1] «Оценка состояния силовых трансформаторов на основе анализа данных технической диагностики» достаточно подробно показана разработанная по результатам проведенного исследования модель оценки состояния силовых трансформаторов на основе данных тепловизионной диагностики и хроматографического анализа масла. Математический аппарат разработан на основе синтеза нечётких лингвистических переменных и количественных характеристик диагностируемого оборудования. Для построения вероятностной модели определения характеристик проявления того или иного фактора в произвольном состоянии объекта исследования применен метод Байеса.

Состояние объекта D_i и фактор k_i , который связан с данным состоянием, могут быть выражены через вероятности следующей формулой:

$$P(D_i/k_i) = P(D_i) \frac{P(k_i/D_i)}{P(k_i)}$$

где $P(k_i/D_i)$ – вероятность проявления фактора k_i у объекта в состоянии D_i ; $P(D_i)$ – априорная вероятность состояния D_i ; $P(k_i)$ – априорная вероятность проявления фактора k_i на любом объекте; $P(D_i/k_i)$ – апостериорная вероятность состояния D_i при проявлении фактора k_i .

Смысл метода Байеса заключается в оценке вероятностной характеристики выявления состояния $P(D_i/k_i)$ на базе комплекса доступных для анализа факторов. При последовательном учете различных комбинаций факторов рост значения $P(D_i/k_i)$ указывает на высокую вероятность события D_i , а снижение – на практическую нереализуемость.

В статье [1] показаны результаты оценки силовых трансформаторов, в том числе расчетные характеристики плотности распределения вероятностей проявления диагностируемых признаков. Достоверность предложенного метода подтверждается соответствующими расчётными результатами, демонстрирующими адекватное поведение модели применительно к силовым трансформаторам.

Оптимальным вариантом для решения задачи ОТС - является использование гибридных сетей, а именно, совместного использования методов нечеткой логики и искусственных нейронных сетей (ИНС).

Первоочередной задачей в данном случае для гибридной модели является задача определения функции принадлежности объекта исследования к какой-либо категории состояния. Это необходимо для создания базы правил, которая впоследствии будет регулироваться (уточняться) нейронной сетью в ходе обучения. Одним из возможных методов определения характеристических функций принадлежности является метод с использованием лингвистических переменных, т.е. с использованием качественных оценок состояния оборудования.

Классификация состояния оборудования по техническому состоянию выполняется с помощью функций принадлежности R-L типа.

Введем четыре основных состояния оборудования с точки зрения технического состоянию работоспособности:

– исправное состояние D1, когда оборудование полностью отвечает всем техническим требованиям. Исправное состояние всегда является работоспособным;

– неисправное, но работоспособное (или просто работоспособное) состояние D2, когда техническим требованиям соответствуют лишь те свойства объекта, которые характеризуют его способность выполнять заданные функции;

– неисправное и неработоспособное состояние, но ремонтпригодное, или просто неработоспособное состояние D3, когда оборудование не может выполнять заданные функции, но его работоспособность может быть восстановлена путем проведения ремонта, который технически возможен и экономически целесообразен;

– неработоспособное и неремонтпригодное, или предельное состояние D4, когда проведение ремонта технически невозможно или экономически нецелесообразно.

Данные состояния D1...D4, образующие общее множество описывающее работоспособность объекта (оборудования), могут быть заданы нечеткими треугольными функциями принадлежности $\mu_i(x) \in R \rightarrow [0;1]$, где R - множество действительных чисел, x – нечеткая нормализованная оценка, выставляемая показателю работоспособности объекта в зависимости от его соответствия нормальному эксплуатационному состоянию.

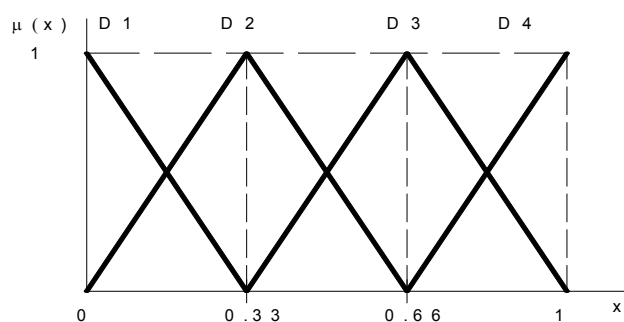


Рисунок 3.2 – Характеристические функции принадлежности состояниям D1...D4

Содержательно функции принадлежности (см. рис. 3.2) характеризуют следующее. Чем в большей степени показатель работоспособности обладает рассматриваемым свойством, тем более близко к 1 должно быть значение истинности соответствующего нечеткого состояния работоспособности. И наоборот, чем в меньшей степени показатель работоспособности обладает рассматриваемым свойством, тем более близко к 0 должно быть значение истинности этого нечеткого состояния.

Оценки x_i по какому-либо критерию принимаю значения на интервале $X=[0,1]$. При полном соответствии эксплуатационного параметра нормальному состоянию X принимает значение 0, при однозначном не соответствии – 1.

Построение функций принадлежности выполняется исходя из ранга состояния – определённому исправному состоянию D1 присваивается ранг равный 0, тогда как определённому неисправному D4 ранг равный 3.

В качестве критериев выступают показатели технической диагностики и ЭО квалифицированного персонала. Для силовых трансформаторов доступными параметрами являются следующие показатели, представленные в таблице 3.1.

Каждый показатель обладает четким эксплуатационным диапазоном, ограниченным минимальным и/или максимальным граничными значениями рабочей области, выход за границы которого может быть признан как отклонение от нормального технического состояния.

В простейшем случае нормализованные показатели работоспособности могут быть определены по следующим правилам, показанным в таблице 3.2.

Таблице 3.1 – Показатели ОТС силовых трансформаторов

Номер парам.	Испытание	Для СТ 220 кВ	
		max	min
1	H ₂ , % об.	0,01	–
2	CH ₄ , % об.	0,01	–
3	C ₂ H ₄ , % об.	0,01	–
4	C ₂ H ₆ , % об.	0,005	–
5	C ₂ H ₂ , % об.	0,001	–
6	CO ₂ , % об.	0,6	–
7	CO, % об.	0,05	–
8	CO ₂ /CO	13	5
9	Влагосодержание, г/г	25	–
10	Концентрация присадки "ИОНОЛ", %	–	0,1
11	Пробивное напряжение, кВ	–	45
12	Кислотное число, мгКОН/г	0,25	–
13	Температура вспышки в закрытом тигле, С	–	125
14	Класс промышленной чистоты	13	–
15	Тангенс масла при 90С, %	10	–
16	Степень полимеризации, ед.	–	250
17	Влагосодержание твердой изоляции, %	2	–
18	Сопротивление изоляции R ₆₀ обмотки ВН/СН/НН при последних испытаниях, приведенное к 20 град.С, МОм	–	300
19	Изменение R ₆₀ обмотки ВН/СН/НН, %	–	-50
20	Тангенс изоляции обмотки ВН/СН/НН при последних испытаниях, приведенный к 20 град.С, %	1	–
21	Изменение тангенса изоляции обмотки ВН/СН/НН, %	50	–
22	Максимальное различие R постоянному току одноименных ответвлений разных фаз обмотки ВН/СН/НН на номинальном положении РПН, %	2	-2
23	Различие Z кз обмотки по фазам, максимальное из измеренных, %	3	-3
24	Отличие потерь XX от исходных, %	30	–
25	Пробивное напряжение масла из бака РПН, кВ	–	25
26	Влагосодержание масла из бака РПН, г/г	30	–
27	Максимальное различие R обм. одноименных ответвлений разных фаз РПН, %	2	-2
28	Максимальное различие R обм. одноименных ответвлений разных фаз ПБВ, %	2	-2

Таблице 3.2 – Правила определения нормализованных оценок показателей для силовых трансформаторов

Показатель	Мах значение	Min значение	Правило
x1	0,01, % об.	–	if x1<0,01 then Xn1=0, else Xn1=1
x2	0,01, % об.	–	if x2<0,01 then Xn2=0, else Xn2=1
x3	0,01, % об.	–	if x3<0,01 then Xn3=0, else Xn3=1
x4	0,005, % об.	–	if x4<0,005 then Xn4=0, else Xn4=1
x5	0,001, % об.	–	if x5<0,001 then Xn5=0, else Xn5=1
x6	0,6, % об.	–	if x6<0,6 then Xn6=0, else Xn6=1
x7	0,05, % об.	–	if x7<0,05 then Xn7=0, else Xn7=1
x8	13, % об.	5	if x8<13 and x8>5 then Xn8=0, else Xn8=1
x9	25, г/г	–	if x9<25 then Xn9=0, else Xn9=1
x10	–	0,1, %	if x10>0,1 then Xn10=0, else Xn10=1
x11	–	45, кВ	if x11>45 then Xn11=0, else Xn11=1
x12	0,25, мгКОН/г	–	if x12<0,25 then Xn12=0, else Xn12=1
x13	–	125, С	if x13>125 then Xn13=0, else Xn13=1
x14	13	–	if x14<13 then Xn14=0, else Xn14=1
x15	10, %	–	if x15<10 then Xn15=0, else Xn15=1
x16	–	250, ед.	if x16>250 then Xn16=0, else Xn16=1
x17	2, %	–	if x17<2 then Xn17=0, else Xn17=1
x18	–	300, МОм	if x18>300 then Xn18=0, else Xn18=1
x19	–	-50, %	if x19>-50 then Xn19=0, else Xn19=1
x20	1, %	–	if x20<1 then Xn20=0, else Xn20=1
x21	50, %	–	if x21<50 then Xn21=0, else Xn21=1
x22	2, %	-2, %	if x22<2 and x22>-2 then Xn22=0, else Xn22=1
x23	3, %	-3, %	if x23<3 and x23>-3 then Xn23=0, else Xn23=1
x24	30, %	–	if x24<30 then Xn24=0, else Xn24=1
x25	–	25, кВ	if x25>25 then Xn25=0, else Xn25=1
x26	30, г/г	–	if x26<30 then Xn26=0, else Xn26=1
x27	2, %	-2, %	if x27<2 and x27>-2 then Xn27=0, else Xn27=1
x28	2, %	-2, %	if x28<2 and x28>-2 then Xn28=0, else Xn28=1

Обобщенная оценка и принадлежность тому или иному состоянию определяется на основе средневзвешенной балльной оценке нормализованных значений с использованием шкалы Саати [4]. ШкалаСаати учитывает степень важности состояния.

Таблица 3.3 – Результаты ОТС трех силовых трансформаторов

Показа-тель	Трансформатор Т1		Трансформатор Т2		Трансформатор Т3	
	Значение показателя	Нормализованное значение	Значение показателя	Нормализованное значение	Значение показателя	Нормализованное значение
x1, % об.	0,009	0	0,015	1	0,015	1
x2, % об.	0,009	0	0,01	1	0,01	1
x3, % об.	0,007	0	0,06	1	0,06	1
x4, % об.	0,003	0	0,06	1	0,06	1
x5, % об.	0	0	0,0009	0	0,0009	0
x6, % об.	0,06	0	0,4	0	0,4	0
x7, % об.	0,003	0	0,04	0	0,04	0
x8, % об.	10	0	14	1	14	1
x9, г/г	20	0	20	0	20	0
x10, %	0,2	0	0,2	0	0,1	1
x11, кВ	50	0	46	0	46	0
x12, мгКОН/г	0,2	0	0,2	0	0,2	0
x13, С	160	0	121	1	121	1
x14	10	0	10	0	10	0
x15, %	9	0	9	0	9	0
x16, ед	300	0	260	0	230	1
x17, %	1	0	1	0	1	0
x18, МОм	350	0	330	0	330	0
x19, %	-40	0	-40	0	-40	0
x20, %	0,5	0	0,5	0	0,5	0
x21, %	30	0	40	0	40	0
x22, %	1	0	1	0	3	1
x23, %	0	0	-1	0	3	1
x24, %	5	0	20	0	20	0
x25, кВ	30	0	25	1	25	1
x26, г/г	20	0	25	0	25	0

x27,%	0	0	0	0	0	0
x28,%	0	0	1	0	2	1
Обобщенная оценка	D1	0	D3	0,7	D4	0,84

В таблице 3 показан пример расчета ОТС трех силовых трансформаторов с использованием показанной выше технологии. Очевидно, что при полном соответствии показателей нормальному рабочему диапазону трансформатор T1 получил оценку 0, соответствующая исправному состоянию. Трансформатор T2 при несоответствии по 7 показателям признан находящимся в неисправном, неработоспособном, но в ремонтпригодном состоянии D3, оценка которого равна 0,7. Трансформатор T3 не соответствует по 12 показателям и принадлежит состоянию D4 – неработоспособное и неремонтпригодное. Оценка последнего 0,84, с принадлежностью области D4.

Результаты работы по данному исследованию опубликованы в статье «Powerequipmenttechnicalstateassessmentprinciples» [4], которая будет представлена на Второй Международной конференции PowerScienceandEngineering (ICPSE 2013, France).

Принципиальные решения по организации общей модели поддержки принятия решений представлены в монографии «Энерго–информационные модели функционирования и развития систем электроснабжения больших городов» [5, гл. 2, 5].

Заключение

В настоящей работе выполнена оценка влияния отказов электрооборудования на работу ЭЭС; разработана метода оценки функционального состояния элементов ЭЭС; разработан подход определения «узких мест» ЭЭС для решения задач поддержания нормального уровня функционирования системы и определения вектора развития на основе объективных параметров в условиях информационной неопределенности.

В опубликованной в соавторстве монографии [5] приведена математическая и алгоритмическая база системы поддержки принятия решений, обоснована и доказана возможность применения данной системы на реальных энергообъектах. Также основные моменты отражены в публикациях [1-4]. Статьи [1-3] опубликованы в рецензируемых научных журналах, определенных ВАК.

Результаты работы могут представлять интерес как для эксплуатационных электросетевых организаций при анализе текущего состояния сетевого комплекса и оценке перспективы развития, так и для проектных организаций при решении вопросов развития электроэнергетических систем, модернизации и перевооружения системы транспорта и распределения электрической энергии.

Данная работа не только может быть математической моделью для системы поддержки принятия решений для задач мониторинга эксплуатационного состояния объек-

тов, но и являться самостоятельным аппаратом для выявления "узких" мест на станциях и подстанциях и интегральной оценки энергообъектов.

Кроме того, обобщенные результаты и их отдельные положения могут быть востребованы в процессе подготовки специалистов по специальностям «Электрические станции», «Релейная защита и автоматика», «Электроэнергетические системы и сети» общего направления «Электроэнергетика и электротехника» для проведения занятий по дисциплинам «Электрическая часть станций и подстанций», «Электрооборудование электрических станций и подстанций», «Режимы работы электрооборудования электростанций и подстанций», «Диагностика электрооборудования», «Эксплуатация электрооборудования электростанций».

Литература

1. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Осотова М. В., Хальясмаа А.И. / Оценка состояния силовых трансформаторов на основе анализа данных технической диагностики // Вестник ЮУрГУ. 2013. Том 13. №2. С. 32-41.
2. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Формирование системы оценки технического состояния оборудования подстанций на основе методов нечеткой логики // Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2013. №6 С. 19-28.
3. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса // Промышленная энергетика. 2014. №2. С. 12-21.
4. Dmitriev S., Khalyasmaa A. / Power equipment technical state assessment principles // 2nd International Conference on Power Science and Engineering (ICPSE 2013), December 20-21, 2013, Paris, France.
5. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Энерго–информационные модели функционирования и развития систем электроснабжения больших городов // LambertAcademicPublishingGmbH&Co. KG. Saarbrucken. Germany. 2013. 280 с. (монография).
6. Хальясмаа А. И., Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Осотова М. В. / Вопросы реализации оценки технического состояния силового оборудования на электрических подстанциях // Вопросы современной науки и практики. №1(45). 2013.
7. Рутковская Д., Пилинский М., Рутковский Л. / Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы. М.: Горячая линия - Телеком, 2006.

Приложение

Оттиски основных работ по теме исследования

1. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Осотова М. В., Хальясмаа А.И. / Оценка состояния силовых трансформаторов на основе анализа данных технической диагностики // Вестник ЮУрГУ. 2013. Том 13. №2. С. 32-41.
2. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Формирование системы оценки технического состояния оборудования подстанций на основе методов нечеткой логики // Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2013. №6 С. 19-28.
3. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Система управления техническими активами предприятий электросетевого комплекса // Промышленная энергетика. 2014. №2. С. 12-21.
4. Dmitriev S., Khalyasmaa A. / Powerequipmenttechnicalstateassessment principles // 2ndInternationalConferenceonPowerScienceandEngineering (ICPSE 2013), December 20-21, 2013, Paris, France.
5. Дмитриев С. А., Кокин С. Е., Хальясмаа А.И. / Энерго–информационные модели функционирования и развития систем электроснабжения больших городов // LambertAcademicPublishingGmbH&Co. KG. Saarbrucken. Germany. 2013. 280 с. (монография).