



УЧРЕДИТЕЛИ:
МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ,
РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ,
НТФ «ЭНЕРГОПРОГРЕСС»,
ФЕДЕРАЦИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ
И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ ОБЩЕСТВ

Издается
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Электрические станции 11 2001

Содержание

ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

- 2 **Головинский И. А., Куклев В. И.** Универсальные тренажеры оперативных переключений
- 8 **Журавлев Г. Е., Саков Б. А.** Эмоциональный тренинг персонала электростанции в ходе рабочей смены

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 14 **Славина Н. А., Косматов Э. М., Барыкин Е. Е.** О методах распределения затрат на ТЭЦ
- 18 **Денисов В. И.** По поводу статьи Славиной Н. А., Косматова Э. М., Барыкина Е. Е. «О методах распределения затрат на ТЭЦ»
- 19 **Кучеров Ю. Н., Купченко В. А., Демкин В. В.** О ресурсе энергетических объектов
- 22 **Ремезов А. Н., Хоменок Л. А., Куличихин В. В., Литвинова Л. А., Соколов В. В.** Предложения по реконструкции энергоблока 1200 МВт с целью совершенствования его характеристик и продления ресурса работы
- 28 **Тихонов С. Б., Беломестнов Ю. А.** Новая технология сжигания бурых углей в топках с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 32 **Кощеев Л. А., Шлайфштейн В. А.** Области рационального применения линий электропередачи высших классов напряжения переменного и постоянного тока в ЕЭС России
- 41 **Апанасов В. В., Баланцев А. Р., Баланцев Г. А., Надеин В. Ф.** О повышении надежности определения мест повреждения на ВЛ 110 – 220 кВ и рациональном размещении фиксирующих приборов
- 44 **Дунаев А. И.** Об уточнении места повреждения на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах
- 48 **Полюгаев М. М., Хомицкий С. В., Шунтов А. В.** Испытания микропроцессорных систем контроля и управления электрической части электростанций

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 54 **Кассихин С. Д., Славинский А. З., Львов Ю. Н., Львов М. Ю., Чичинский М. И.** О ремонте высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в эксплуатации
- 56 **Долгих В. В., Кириевский Е. В.** Прибор для эксплуатационного контроля высоковольтных выключателей по параметрам движения контактов емкостным методом
- 62 **ОАО «МОВЕН»** – 6 лет работы на рынке ТДМ
- 63 **Уралэнергосервис** – 10 лет на рынке. Итоги, перспективы развития

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

- 65 **Каневский Я. М.** По поводу статьи Жукова В. В. «Расчет токов короткого замыкания с учетом изменения параметров короткозамкнутой цепи»
- 66 **Жуков В. В.** Ответ автора

ХРОНИКА

- 67 **Международная конференция** «Эффективное оборудование и новые технологии в российскую тепловую энергетику»

ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- 69 **Гервиц М. Б.** К 70-летию Березниковской ТЭЦ

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 71 **Карч Г., Адыновский Я., Соколовский П.** Система розжига мазутных горелок высокоэнергетическим искровым запальником

* * *

- 74 **Дьяков А. Ф.** (К 65-летию со дня рождения)
- 75 **Безруких П. П.** (К 65-летию со дня рождения)

ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА

Универсальные тренажеры оперативных переключений

Головинский И. А., канд. физ.-мат. наук, Куклев В. И., инж.

ВНИИЭ – ЦДУ ЕЭС России

Развитие тренажеров оперативных переключений. Компьютерные тренажеры все активнее используются в энергосистемах, электросетях и на электростанциях для повышения квалификации и оперативной готовности дежурного персонала. Возрастающую роль в этом играют тренажеры оперативных переключений, подвергшиеся за последние годы значительным усовершенствованиям. В соревновании двух основных подходов к их построению – метода жестких планов (“сценариев”) тренировок и метода свободного выполнения операций, ограниченного только действием общих правил переключений, – преимущество оказывается на стороне второго подхода, хотя он сложнее для разработки, чем первый. Тренировки по жестким “сценариям” вырабатывают у тренируемого привычку следовать заученному плану, в то время как свободный порядок операций в условиях действия общих правил развивает у тренируемого умение оценивать ситуацию на любой схеме и находить рациональный путь решения любой задачи переключений. Тренажеры, основанные на общих правилах переключений, применимых к схемам любых электросетей, могут быть названы универсальными.

Разработка универсальных тренажеров оперативных переключений осуществлялась во ВНИИЭ со второй половины 70-х годов под руководством Ю. Я. Любарского [1 – 4]. С 1995 г. в лаборатории экспертных систем ВНИИЭ по заданию и при поддержке ЦДУ ЕЭС России и ГВЦ Энергетики выполнялась разработка усовершенствованных версий этого тренажера, получившего название ОПТИМЭС (оперативно-переключательный тренажер с интеллектуальной моделью электрической сети), для операционных сред Windows 3.1, 95 и 98. На базе тренажера ОПТИМЭС И. А. Головинским был разработан гибридный тренажер с расчетом потокораспределения КОРВИН (коммутационно-режимный тренажер для Windows) [5]. Сегодня эти тренажеры обладают наиболее развитой системой общих правил переключений среди всех тренажеров оперативных переключений, существующих в СНГ. Все шире используются общие правила в тренажерах оперативных переключений других разработчиков – “Модус”, TWR12 и др.

Упомянутые тренажеры ВНИИЭ построены на двухуровневой (с учетом РЗА) модели электросе-

ти. Они пригодны для применения в ПЭС, РЭС и на энергообъектах. Для энергосистем и выше такая модель оказывается недостаточной, поэтому в 1998 г. была начата работа над трехуровневым тренажером КОРВИН-3, постановку задачи для которого разработал В. И. Куклев. В этом тренажере верхний, первый уровень модели образует схема соединений энергообъектов линиями высокого напряжения. Второй уровень состоит из множества коммутационных схем первичных цепей для каждого энергообъекта. Третий уровень образован расширенным (по сравнению с тренажером ОПТИМЭС) набором устройств РЗА. Тренажер КОРВИН-3 обладает имитатором событий – таких, как возникновение КЗ и неисправностей, отключения выключателей, изменение генерации или потребления. В настоящее время разработан опытный образец этого тренажера.

Методические основы тренажеров оперативных переключений. Тренажерное обучение на компьютере занимает промежуточное положение между теоретическим обучением и практическим и может сочетать преимущества того и другого. Универсальные тренажеры оперативных переключений служат решению трех основных задач подготовки оперативного персонала:

выработке у тренируемых умения оценивать ситуацию на любой коммутационной схеме в смысле проверки возможности выполнения команд на переключение первичных и вторичных устройств;

формированию у тренируемых умения находить правильную последовательность операций для решения поставленной задачи переключений на любой коммутационной схеме при любом виде задания;

отработке автоматизма в выполнении последовательности операций для решения конкретной задачи переключений на конкретной схеме.

Описание поведения системы посредством общих правил переключений позволяет свести подготовку любого задания на тренировку лишь к указанию его вида (“Вывод в ремонт”, “Ввод в работу”, “Восстановление после аварии”) и целевого элемента (для “Вывода в ремонт” и “Ввода в работу”) либо аварийного элемента (для “Восстановления после аварии”). Это обеспечивает одно из основных преимуществ метода общих правил перед методом “сценариев” (планов) тренировок –

ненужность составления многочисленных “сценариев” для множества задач переключений, которые могут возникать даже на одной схеме. Последнее особенно важно при разработке учебно-тренировочных курсов, включающих выполнение множества заданий на схемах разной сложности.

На экзамене по курсу на универсальном тренажере экзаменатор вправе предложить экзаменуемому задание на новой для экзаменуемого схеме и это будет отвечать уровню проводившейся подготовки экзаменуемого. Если же экзаменуемый тренировался на жестких “сценариях”, то проверка приобретенной им квалификации должна заключаться в выполнении одной из “выученных” тренировок. Можно предложить экзаменуемому и новый для него “сценарий”, если исходить из предположения, что он самостоятельно овладел уровнем универсальных умений выполнять любые задания на любых схемах. Однако такое предположение остается не подкрепленным реальными возможностями методики жестких “сценариев”.

В то же время методика свободного порядка операций, ограниченного лишь действием общих правил, обладает тем недостатком, что она непосредственно не демонстрирует обучаемому правильные решения (если не считать возможности посмотреть решение в архиве тренировок). В педагогике хорошо известно, что отсутствие указаний для обучаемого относительно правильной последовательности действий значительно снижает эффективность обучения по сравнению с методикой, в которой при прочих равных условиях учащийся получает надлежащие указания. Отсутствие подсказок требует от обучаемого более значительных усилий, более активного анализа и творческого подхода. Для тех учащихся, которые затрудняются самостоятельно находить решения задач и нуждаются в подсказках, в универсальном тренажере может быть реализована соответствующая методика, основанная на том, что предлагаемые задания предварительно выполняются правильно инструктором и протоколы их сохраняются в архиве тренировок. Тогда обучаемый сможет пользоваться этими протоколами как подсказками. Учебно-тренировочный курс на универсальном тренажере может содержать набор подобных “образцовых” решений, являющихся, по существу, жесткими “сценариями”. Для тренировок по жестким “сценариям” не будет хватать лишь автоматического контроля отклонений от него в действиях тренируемого.

Работу на существующих универсальных тренажерах можно определить принципом: “разрешено все, что не запрещено (общими правилами переключений)”. Между тем, этот принцип предоставляет излишнюю свободу действий тренируемому. Он позволяет выполнять любые бесполезные операции, не ведущие к цели, если только эти

операции не противоречат общим правилам переключений. Но лишние, не направленные к цели операции, пусть и не противоречащие общим правилам, на самом деле тоже ошибочны, поскольку снижают надежность схемы соединений в электросети. Поэтому работу на универсальном тренажере правильнее будет определить более узким принципом: “разрешены все те операции, которые не противоречат общим правилам переключений и необходимы для достижения поставленной цели переключений”.

Вот почему является актуальной задача создания полноценного “направляющего” тренажера, который на любом шаге выполнения задания “знал” бы, какие действия оператора должны быть выполнены следующими для приближения к поставленной цели. С методической точки зрения такой тренажер оптимально соединял бы возможности анализа и творчества, предоставляемые универсальным тренажером, с методикой “подсказывающего” обучения. Некоторые его элементы реализованы в тренажере ОПТИМЭС. В любой момент тренировки пользователь может спросить у тренажера, что осталось выполнить для достижения цели тренировки. Тренажер просматривает список условий, которым должно удовлетворять финальное состояние схемы, проверяет эти условия и сообщает пользователю о тех из них, которые не выполнены в данный момент. С другой стороны, по каждой ошибочной команде тренируемого тренажер выдает ему список условий, которые должны быть предварительно реализованы, чтобы выполнение данной команды стало возможным. По существу, в обоих случаях тренажер предъявляет пользователю список подцелей, достижение которых ведет к достижению цели, состоящей в выполнении отдельной операции или тренировки в целом. Тренажер станет полностью “направляющим” и “обучающим”, если он будет обладать механизмом последовательного развертывания целей через наборы их подцелей применительно к любой конкретной схеме. Одновременно это даст решение задачи автоматизации составления бланков переключений.

Существующие универсальные тренажеры оперативных переключений, не обладая способностью автоматически формировать бланки переключений, позволяют облегчить их составление и проверку. Протокол безошибочно выполненного задания может быть использован как черновой вариант бланка переключений. Чем полнее в тренажере система операций и контролирующих их правил, тем ближе этот черновик будет к точному бланку переключений. С другой стороны, готовый бланк переключений можно протестировать, выполняя его на универсальном тренажере. Если бланк содержит противоречия с правилами переключений, реализованными в тренажере, это будет обнаружено при тестировании.

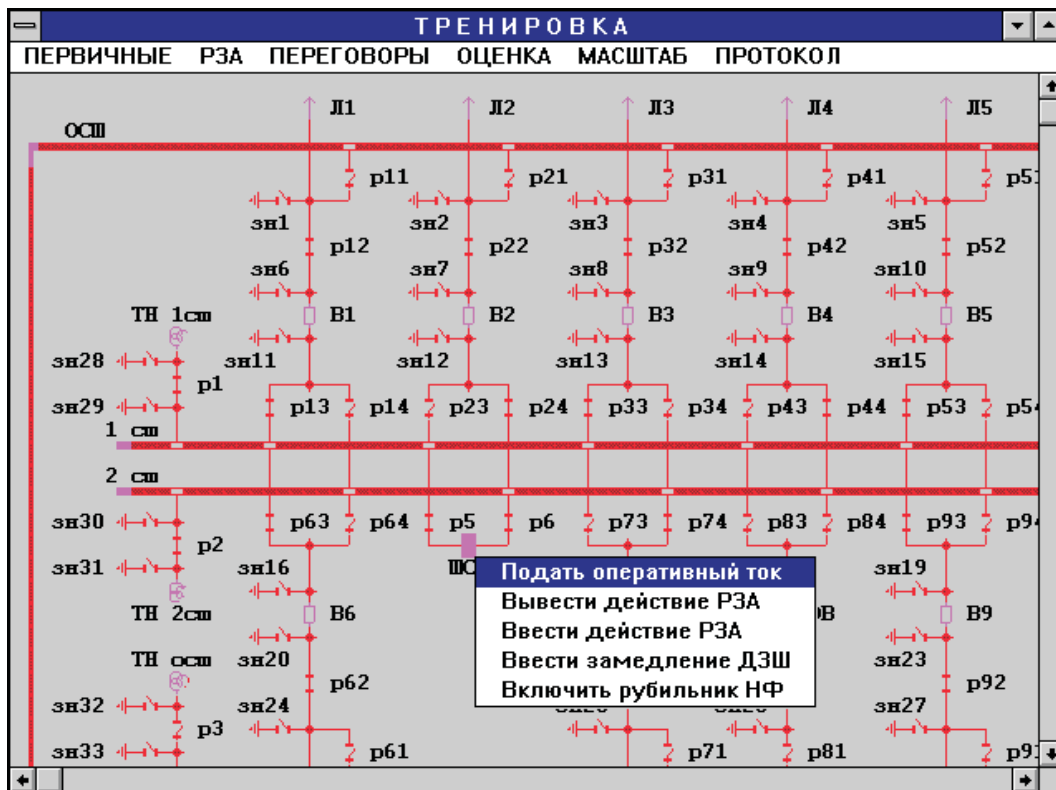


Рис. 1. Всплывающее динамическое меню операций над коммутационным аппаратом

Основные модели и компоненты тренажера ОПТИМЭС. Тренажерный комплекс ОПТИМЭС образован соединением двух основных моделей: коммутационной модели электросети и модели тренажерного обучения.

Коммутационная модель электросети – это схема первичных и вторичных цепей электросети. Поведение схемы, т.е. изменения состояния ее элементов, удовлетворяет системе общих правил переключений – системе, своего рода, “логических уравнений”.

Модель тренажерного обучения обеспечивает проведение тренировок, в том числе:

- составление задания на тренировку;

- запоминание в протоколе тренировки всех команд тренируемого и ответных сообщений тренажера;

- статистический анализ квалификации каждого тренировавшегося по данным архива протоколов тренировок.

Каждая из двух моделей обладает своей базой данных, набором процедур обработки данных и человеко-машинным интерфейсом.

Коммутационная модель в тренажере ОПТИМЭС есть граф, состоящий из двух подграфов, представляющих электрические соединения элементов первичных и вторичных цепей (первый подграф) и иерархию типов и состояний этих элементов (второй подграф). База данных коммутационной модели есть описание этого графа.

В модели представлены типы первичных устройств: генераторы, ВЛ, системы шин, трансформаторы, реакторы, а также коммутационные аппараты: выключатели, разъединители, заземлители. Некоторые типы устройств делятся на подтипы. Например, среди выключателей выделены шиносоединительные, обходные, секционные. Особыми типами элементов схемы являются потребители и обобщенные источники питания.

В тренажере ОПТИМЭС предусмотрены типы вторичных устройств: основная и резервная защиты, ДЗШ, УРОВ, АПВ, АВР, АРНТ. Виды основной и резервной защит не конкретизируются. В тренажере КОРВИН-3 типы вторичных устройств представлены более широко и подробно. Так, для основной и резервной защит предусмотрены виды: ДФЗ, НДЗ, ДЗЛ, РДЛ, продольная и поперечная дифференциальные защиты, дистанционная защита, земляная защита, ТО, МТЗ, газовая защита, ДЗТ, КИВ, ДЗШ, ДЗОШ, защиты по току ротора и по току статора генератора, ВЧТО. Виды устройств электрической автоматики в КОРВИН-3: ОАПВ, ТАПВ, АПВ шин, АВР. Устройства противоаварийной автоматики: АЛАР, АПНУ, АПН, КПР, ФОЛ, ФОДЛ, ФОТ, АРОЛ, АРОДЛ, АРПМ.

Множество моделей электросетей в базе данных, включая их изображения, образует библиотеку схем.

Процедуры обработки данных о строении и состоянии схемы и команд пользователя на изменение ее состояния суть программные реализации

логических правил. Эти правила содержат условия, которые распознают типы ситуаций на схеме в зависимости от ее строения и состояния и связывают возможность выполнения каждой операции с наличием (или отсутствием) соответствующей ситуации на схеме в текущем ее состоянии. Например, при получении от пользователя команды “включить выключатель” тренажерная программа проверяет, не возникнет ли в результате выполнения команды ситуация “соединение источника с землей”.

Человеко-машинный интерфейс управления коммутационной моделью образован сочетанием выпадающих и всплывающих меню с активным изображением схемы. Иерархия выпадающих (сверху) меню содержит операции, относящиеся к схеме в целом. При выборе пользователем одного из режимов управления схемой (“ПЕРВИЧНЫЕ”, “РЗА”, “ПЕРЕГОВОРЫ”) на схеме активизируется соответствующее множество элементов, выделяемое их синхронным мерцанием. Пользователь может выбрать любой из активных элементов схемы для операций над ним. Таким образом, активное изображение схемы играет роль двумерного меню.

При выборе пользователем элемента схемы рядом с элементом появляется всплывающее меню, содержащее набор операций для данного элемента (рис. 1). Это меню динамическое: его состав зависит от текущего состояния элемента. Например, если на выключатель подан оперативный ток, его всплывающее меню будет содержать команду “Снять опер. ток”, а если оперативный ток снят, то вместо этого пункта в меню будет пункт “Подать опер. ток”.

Иерархия меню команд связывает с коммутационной моделью процесс переключений, реализующую запоминание тех операций, которые не меняют состояния схемы, но меняют состояние этого процесса (проверочные операции).

База данных тренажерной модели обучения состоит из: списка тренируемых; библиотеки заданий; архива протоколов тренировок.

Список тренируемых используется для регистрации пользователя в начале тренировки и занесения данных о нем в протокол, а также при оценке квалификации тренируемого по данным архива тренировок.

Каждая схема в библиотеке имеет свой файл задания. Он содержит текущее (последнее из выданных) задание по данной схеме. Задание определяется видом задания и целевым элементом. Файл задания содержит также настройки для данной схемы общих правил переключений.

Программно-информационный комплекс тренажера ОПТИМЭС включает базу данных и три функциональных компонента: “Конструктор схем”, “Задания”, “Тренировка”.

Компонент “Конструктор схем” содержит редактор коммутационных схем и функции их разметки, реализующие построение в базе данных модели первичных и вторичных цепей. “Конструктор схем” осуществляет также управление библиотекой схем.

Компонент “Задания” обеспечивает работу инструктора по подготовке тренировок и анализу их результатов. Он включает функции задания типа цели и целевого элемента тренировки, установку начальных положений коммутационных аппаратов и РЗА, задание КЗ и неисправных коммутационных аппаратов.

Компонент “Тренировка” реализует выполнение тренируемых операций по схеме с контролем их правилами переключений.

Тренажер ОПТИМЭС работает в операционных средах Windows 3.1, Windows 95 и Windows 98 и может эксплуатироваться на любом компьютере, на котором установлена какая-либо из них.

Опыт эксплуатации (в частности, на курсах повышения квалификации руководителей ПЭС при МЭИ) показал, что специалисту по переключениям освоение программы “Тренировка” дается легко, если он умеет работать с компьютером, операционной средой Windows и мышью. В этом случае пользователь овладевает управляющим интерфейсом программы за 15 – 20 мин. Больше времени занимает постижение общей логики переключений, что, собственно, и составляет предмет тренажерного обучения. Наибольших знаний требует полное сопровождение тренажерного комплекса, включающее поддержку его базы данных. Этот уровень требует двух-трехдневной подготовки.

Общие правила переключений. Универсальные тренажеры оперативных переключений базируются на общих правилах переключений, установленных нормативными документами [6 – 8]. Содержание правил разнообразно – это требования техники безопасности, безаварийной эксплуатации оборудования, ведения режима. Кроме того, правила в тренажере определяют условия, когда операция невозможна физически (наличие блокировки, отсутствие оперативного тока и др.).

При включении в тренажерный комплекс правила подвергаются формализации применительно к графовой коммутационной модели электросети. В формализованном виде общие правила переключений выражают ограничения состояний и переходов состояний коммутационной модели. Они делятся, прежде всего, на правила целей и правила операций. Правила целей выражают критерии выполнения задач переключения в целом. Например, задание на вывод в ремонт оборудования считается выполненным, если оборудование отключено выключателями, отделено разъединителями, заземлено, устройства РЗА перекоммутированы соответственно переключениям в первичных цепях и, возможно, выполнены еще какие-то условия.

Применение правил цели дает информацию о том, чем текущее состояние схемы отличается от целевого. Каждый вид задания имеет свои критерии выполнения, но есть также правила, которые должны быть выполнены при окончании любой тренировки. Например, действие устройств АПВ, временно выведенных при переключении выключателей и разъединителей, в конце операций должно быть введено обратно на те выключатели, которые остаются в работе.

Правила операций регламентируют возможность и последовательность выполнения оператором отдельных действий в зависимости от текущего состояния схемы, но независимо от цели задания. Эти правила наиболее многочисленны. Выражая ограничения на порядок выполнения операций, правила операций тем самым неявно, реже – явно, определяют правильную последовательность действий. С этой точки зрения они делятся на:

ограничения состояний схемы – запреты определенных ситуаций, недопустимых вообще;

ограничения переходов состояний схемы – условия, при нарушении которых не может выполняться та или иная операция;

требования к последовательности выполнения операций, обязательно следующих одна за другой, – явным образом определяют цепочки последовательных операций.

Примерами правил первой группы могут быть запреты таких ситуаций, как “соединение источника с землей”, “гашение потребителей”, “нарушение транзита” и др.

Многочисленные примеры правил второй группы дают ограничения выполнения операций в зависимости от осуществления других операций. Скажем, нельзя включать заземление без предварительного отключения разъединителей, создающих видимый разрыв между заземляемым участком и остальной схемой.

Правила третьей группы определяют цепочки операций, которые нельзя прерывать до их завершения. Например, выкатывание выключателя на тележке в ремонтное положение должно производиться в последовательности, не допускающей прерывание другими операциями:

проверить отключенное положение выключателя на тележке;

выкатить тележку в контрольное положение;

рассоединить штепсельные разъемы вторичных цепей;

выкатить тележку в ремонтное положение;

проверить положение тележки.

Ограничительное действие логических правил в тренажере ОПТИМЭС аналогично действию устройств блокировки: введенное правило блокирует выполнение любой команды, которая его нарушает. И по аналогии с включением и отключением устройств блокировки логические правила в

тренажере можно “включать” и “отключать”. Тем самым осуществляется управление системой правил. Те правила, нарушение которых вызывает немедленную аварию, жестко установлены на запрет и не подлежат “отключению”.

“Логические блокировки”, выражаемые правилами переключений, можно “отключать” на время выполнения операций и “включать” при проверке выполнения задания. Например, отключение потребителей или нарушение транзита можно разрешить на время операций, но запретить по итогам. Это зависит от местных условий. Такой порядок управления правилами аналогичен кратковременным переключениям электротехнических устройств. В тренажере предусмотрена возможность переключения правил в положение “кратковременно”. Возможность “кратковременного” отключения логической блокировки равнозначна соединению двух правил – правила операции и правила цели – выражающих одно и то же условие, но применяемых по-разному. Первое проверяется (если оно “включено”) во время операций, второе – при проверке выполнения задания. С этой точки зрения все правила целей суть правила переключений, жестко установленные в положение “кратковременно”: они могут нарушаться в ходе операций, но должны быть выполнены к завершению тренировки.

Кроме “включения” и “отключения”, возможно переключение правила в промежуточное положение “предупреждения”, когда выполнение нарушающих его команд не блокируется, но выдаются сообщения о нарушениях. “Предупреждения” используются в ситуациях, когда коммутационная модель не обладает достаточной полнотой для точной идентификации ситуации выполнимости операции. Скажем, если в модели отсутствует понятие “номинальный уровень напряжения”, то правила, условия которых зависят от этого параметра, устанавливаются на “предупреждение”.

Чтобы отразить неравнозначность степени тяжести последствий нарушения разных правил, введена система штрафных баллов. Нарушения правил оцениваются по десятибалльной шкале. Для каждого правила значение штрафа может быть установлено пользователем на любую величину от 0 до 9. Во время тренировки начисление штрафных баллов можно отменить отключением опции “Автооценка”.

В тренажере КОРВИН-3 дополнительно реализованы еще две возможности управления системой правил. Для любой операции переключения первичных или вторичных устройств пользователь может сам задавать список правил, подлежащих проверке при этой операции. И введены два уровня объяснения действия правил. Пользователь устанавливает, должна ли тренажерная программа выводить сообщения только о нарушенных правилах или же обо всех проверившихся ею правилах.

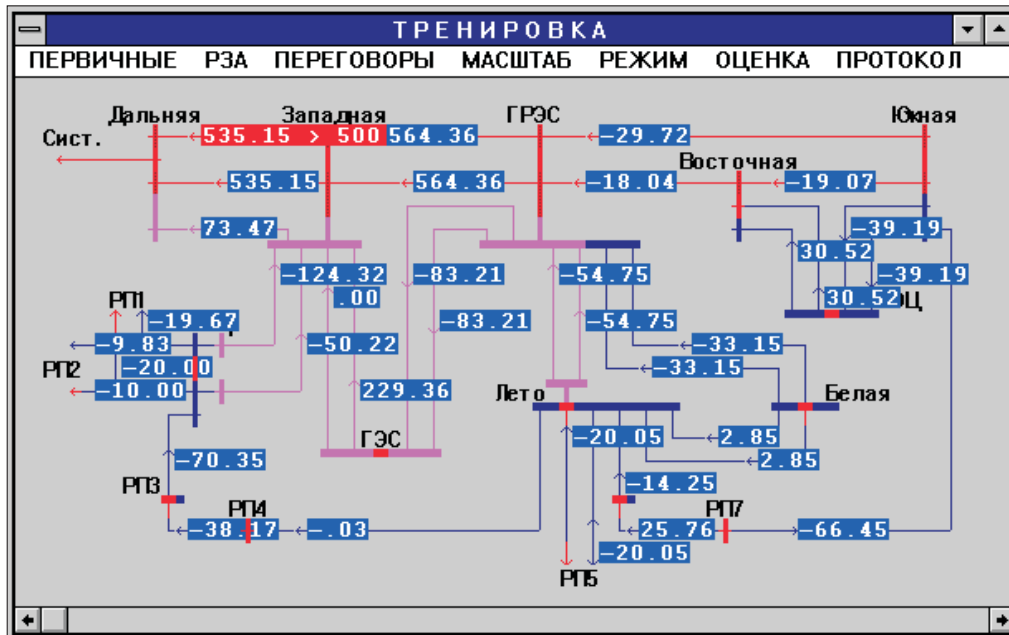


Рис. 2. Отображение рассчитанных перетоков активной мощности на схеме верхнего уровня

Интеграция с моделью режима. На базе тренажера ОПТИМЭС разработан гибридный тренажер КОРВИН с расчетом установившегося режима и контролем пределов режимных параметров [5]. Расчет режима выполняется модулем “КУРС”, разработанным в ЦДУ ЕЭС. Расчет производится по команде пользователя, а также автоматически при переключениях коммутационных аппаратов, если включена опция “Автозапуск”. Исходные данные для программы “КУРС” имеют формат ЦДУ. Функции стыковки коммутационной модели с моделью режима обеспечивают автоматическое преобразование исходных данных при разделении и слиянии узлов схемы замещения, а также при разделении схемы на изолированные районы и соединении районов.

Расчетными параметрами являются: по узлам – напряжение; по ветвям – активная мощность, реактивная мощность, ток.

Результаты расчета отображаются в табличной форме и непосредственно на схеме. Для всех расчетных параметров производится проверка на нарушение заданных границ (пределов) снизу и сверху. Нарушения пределов отображаются на схеме и записываются в протокол тренировки. Они интерпретируются, как нарушения правил переключений.

Специальные сервисные функции обеспечивают минимизацию ручного ввода при подготовке модели режима. Граф схемы замещения автоматически строится топологическим стягиванием коммутационной схемы. После этого вручную вводятся характеристики линий и трансформаторов, а также данные по генерации и потреблению. Для этого разработан специальный редактор, позволяющий вводить данные не по номерам узлов, а по

названиям элементов исходной коммутационной схемы.

В тренажере КОРВИН-3 иерархическая структура коммутационной модели позволила реализовать такой механизм автоматической модификации схемы замещения при первичных коммутациях, который подвергает преобразованию только часть ее, относящуюся к энергообъекту, на котором произведено переключение. Это резко сокращает, по сравнению с тренажером КОРВИН, время преобразования компьютером исходных данных для расчета режима.

При переключении коммутационного аппарата расчет установившегося режима производится только в случае коммутации под нагрузкой и без шунта. При включенной опции “Автозапуск” расчет выполняется автоматически при каждом изменении расчетной схемы, вызываемом командами оператора или имитатором событий. Изменение значений расчетных параметров при этом немедленно отображается на схеме. На схеме верхнего уровня отображаются перетоки активной и реактивной мощности и тока по линиям, соединяющим энергообъекты (рис. 2). На схемах отдельных энергообъектов отображаются перетоки по линиям, трансформаторам, от генераторов и к потребителям, а также напряжения на шинах, генераторах и потребителях. Нарушения пределов отображаются на схеме и в табличной форме.

Тренажер ОПТИМЭС сертифицирован свидетельством о соответствии “Нормам годности программных средств подготовки персонала энергетики” Департамента генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО “ЕЭС России”. По мнению знакомых с ним специалистов этот тренажер “учит думать”. В случае ошибки тренируемого он позволяет выполнить в

обратном порядке любую часть операций, чтобы исправить ход решения задачи переключений.

Выводы

Накопленный опыт создания и применения универсальных тренажеров оперативных переключений приводит к следующим выводам.

1. Метод общих правил переключений позволяет с любой требуемой полнотой и точностью моделировать реальную технологию переключений в электроустановках.

2. Тренировки на универсальном тренажере без жестких “сценариев” действий тренируемого, регламентируемые только общими правилами, развивают у тренируемого понимание логики переключений в сетях с различными схемами соединений. Ясное понимание персоналом общего смысла и логики действий при выполнении бланка переключений уменьшает вероятность совершения им ошибок.

3. В результате того, что в большинстве сложных переключений часть операций не имеет жестко определенной очередности выполнения, лишь универсальные тренажеры, основанные на общих правилах переключений, могут адекватно моделировать многообразие правильных последовательностей операций в решении каждой задачи и выработать у тренируемого владение различными вариантами решения.

4. В рамках метода общих правил переключений возможна и необходима разработка “направляющего” тренажера, автоматически формирующего бланки переключений. Потребность в нем обусловлена как технологическим требованием исключения бесполезных операций, так и задачей повышения эффективности методики тренажерного обучения.

Список литературы

1. *Куперимидт Ю. Я., Любарский Ю. Я., Орнов В. Г.* Принципы построения универсального программируемого тренажера оперативных переключений. – Электрические станции, 1982, № 11.
2. *Любарский Ю. Я.* Интеллектуальные информационные системы. М.: Наука, 1990.
3. *Интеллектуальные системы для оперативного управления в энергообъединениях / Дьяков А. Ф., Любарский Ю. Я. и др.* М.: Издательство МЭИ, 1995.
4. *Белобжеская Л. А., Головинский И. А., Любарский Ю. Я.* Интеллектуальные тренажеры оперативных переключений. – Вестник ВНИИЭ-96. М.: ЭНАС, 1996.
5. *Головинский И. А.* КОРВИН – тренажер оперативных переключений с расчетом потокораспределения. – Вестник ВНИИЭ-98, 1998.
6. *Типовая инструкция по переключениям в электроустановках.* ТИ 34-70-040-85. М.: СПО Союзтехэнерго, 1985.
7. *Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.* РД 34.20.501 – 95. М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
8. *Филатов А. А.* Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. М.: Энергоатомиздат. 1990

Эмоциональный тренинг персонала электростанции в ходе рабочей смены

Журавлев Г. Е., Саков Б. А., инженеры

ТЭЦ-25 АО Мосэнерго

Психофизиологическая лаборатория в составе ТЭЦ-25 Мосэнерго была создана в 1987 г. Нашей первой задачей было определение уровня развития профессионально важных психологических характеристик оперативного персонала. Однако вскоре выяснилось, что операторы энергоблоков требуют более серьезного психологического изучения и психологической поддержки.

Первые попытки применения традиционных психо-диагностических методик выявили необходимость их серьезной корректировки и даже переработки. В поисках дополнительной информации мы установили контакты с научными психологическими центрами в нашей стране и за рубежом [1, 2].

Сотрудничая с венгерскими психологами, мы приобрели ценный опыт организации психологической службы на энергетическом предприятии. По-видимому, наиболее важный результат наших контактов состоял в том, что руководители Мос-

энерго смогли воочию убедиться в реальной пользе энергетическому производству, приносимой применением психологических методов.

Большое значение для становления психологической службы в Мосэнерго имела возможность непосредственно наблюдать в Венгрии процедуру проведения обследований, обработки и использования результатов. Особенно сильное впечатление произвело исключительно строгое следование этическому кодексу психологов.

Были установлены контакты с клиникой Мэйо (штат Миннесота, США), которые позволили нам получить оригинальные материалы по опроснику MMPI (Minnesota Multiphasic Personal Inventory), включая статистические данные по достоверности [3]. Это позволило нам провести адаптацию опросника к персоналу энергетического предприятия.

Совместно с ведущими эргономистами США, работающими в энергетической отрасли, была

разработана программа эргономического усовершенствования рабочих мест [2].

Были разработаны три программы психологического сопровождения персонала электростанции [3 – 10], которые стали основой деятельности лаборатории и реализуются вплоть до настоящего времени:

- 1) комплексное эргономическое усовершенствование рабочих мест;
- 2) психологическое тестирование;
- 3) эмоциональные тренировки.

Основной принцип работы с персоналом – непрерывное сопровождение (мониторинг).

Задачи сопровождения. Сопровождение – это непрерывный процесс тщательного наблюдения за уровнем производительности труда и психологическим состоянием персонала. Сопровождение, в частности, включает психофизиологическую оценку профессионально важных качеств работника и детальное изучение его личности. Однако критерии и результаты обследования направлены не на отбор, а на разработку системы коррективных мероприятий, которые включают психологические консультации и психотерапевтические сессии.

Психофизиологический отбор персонала для энергопредприятий широко применяется во всех развитых странах, где профессия энергетика является одной из самых престижных. Однако ранее, в Советском Союзе, и теперь, в России, социально-экономическая ситуация далеко не столь благоприятна. По уровню заработной платы энергетика занимают средние места. Принимая во внимание реальную опасность для здоровья и жизни, которая существует на электростанции, легко понять, что руководители энергопредприятий не имеют возможности вести тщательный отбор кандидатов. Скорее, приходится много усилий затрачивать на привлечение работников. Поэтому психологи должны решать задачу максимальной реализации существующих возможностей того персонала, который пришел на электростанцию. Это и есть основная задача психологического сопровождения, которую пришлось решать в лаборатории.

Исследования познавательных (когнитивных) процессов. Сегодня психофизиологическая лаборатория располагает многофункциональной системой компьютеризированной оценки персонала. Система включает тесты для измерения времени простой и дизъюнктивной (разделительной) сенсорных реакций, различные методики исследования памяти, тесты на восприятие и внимание, логическое и образное мышление, а также много других эффективных средств прикладного психологического тестирования.

Это позволяет нам углубленно изучать когнитивные процессы оперативного персонала электростанций. В частности, мы считаем необходимым после аварийных ситуаций проводить психо-

физиологическое обследование участников аварии, чтобы выявлять возможные недостатки когнитивных процессов и их потенциальное влияние на возникновение и развитие аварийной ситуации.

Исследования постепенно переросли в тренировки когнитивных процессов, что позволило нам существенно улучшить такие качества персонала, как память, внимание, мышление. Об этом подробно рассказано в ряде публикаций [9, 11].

Исследования личности. В процессе сопровождения основной психологической задачей становится выявление потенциальных возможностей работника. Эта задача связана с двумя принципиальными трудностями. Первая состоит в нежелании любого работника раскрывать свою личную (порой – интимную) информацию постороннему человеку. Вторая трудность проистекает из специфики персонала электростанции как психологического контингента.

Первая трудность преодолевается в нашей повседневной работе строгой, даже скрупулезной приверженностью этическим принципам психолога. К счастью, в этом плане психологи находят понимание и поддержку у руководителей предприятий.

Вторая трудность потребовала дополнительных исследований и экспериментов. Для изучения личности работающих мы выбрали широко известный миннесотский метод многофакторного исследования личности (Minnesota Multiphasic Personal Inventory – MMPI). MMPI представляет собой список утверждений, сделанных как бы испытуемым от первого лица, о себе самом.

Чтобы дать представление о сложности возникающих проблем и одновременно проиллюстрировать глубину психологических различий между контингентами испытуемых, мы приведем сравнение частот Да-ответов. В *табл. 1* даны примеры различий по такой существенной характеристике личности, как отношение к коллективу. Чтобы сделать сопоставление более наглядным и одновременно продемонстрировать сложность данной проблемы, мы наряду с нашими приводим данные, полученные в США (значения цитируются по книге [3]). Нумерация утверждений дана в соответствии с современной англоязычной версией теста MMPI.

Данные *табл. 1* нуждаются в пояснениях. Более 60% наших испытуемых своим согласием с утверждениями № 298 и 477 продемонстрировали, что ради своего коллектива они готовы солгать. Этот факт, казалось бы, демонстрирует приверженность персонала электростанции коллективистским традициям, однако в производственных условиях подобная нравственная установка будет приводить к снижению взаимной требовательности и к равнодушному отношению к случаям нарушений ПТЭ. В условиях энергетического производства такой

Т а б л и ц а 1

Преданность коллективу

№	Утверждения теста ММРІ	Россия	США
298	Когда друзья попадают в неприятную историю, им следует заранее договориться, а потом придерживаться одной версии	0,642	0,226
477	Если бы я попал под следствие вместе с друзьями, я взял бы вину на себя, но друзей не выдал	0,631	0,379

Пр и м е ч а н и е. Различия в 0,1 между приведенными в таблице числами являются статистически значимыми.

коллективизм может приводить (и приводит!) к аварийным ситуациям и к значительному материальному ущербу.

В свете приведенных частот Да-ответов жители США выглядят предпочтительнее.

Реакции испытуемых на утверждение № 254 (табл. 2) хорошо согласуются с их ответами на вопросы в табл. 1. Большинство операторов не видит ущемления своего достоинства в подшучивании над ними членов их коллектива. Утверждения № 443 и 564 согласованно выявляют факт конформизма наших рабочих, их стремления к единообразию в суждениях и поступках. Они готовы сохранить единство коллектива даже ценой отказа от собственного намерения.

Постоянное ущемление собственного достоинства в производственных условиях создает скрытое напряжение, которое рано или поздно освобождается: на предприятии, в транспорте, в магазине, в семье. Тем самым проявляет себя негативная сторона коллективизма. Это четко отслеживается по данным табл. 3. Ответы демонстрируют высокий уровень внутренней психоэмоциональной напряженности наших рабочих.

С помощью теста ММРІ было обследовано около 200 машинистов энергоблоков с различных станций. Результаты показали, что более половины из них находятся в, так называемом, “погра-

ничном состоянии” [12]. Пограничное состояние означает, что человек еще не может быть назван больным, но накопившиеся изменения в его состоянии способны в случае даже незначительных патологических воздействий вызвать заболевание.

С другой стороны, результаты исследования личностных характеристик приводят к проблеме ментальности и к ее связи с безопасностью персонала [12].

Эмоциональные тренировки. Уже в ходе личностных обследований мы обнаружили, что персонал электростанции находится в состоянии повышенного эмоционального напряжения. Чтобы получить более полную картину, мы наладили сотрудничество с Центром пограничной психиатрии, что позволило получить дополнительные сведения о психическом статусе оперативного персонала [13, 14].

Сорок два случайно выбранных оператора прошли тщательную проверку в Центре. Медицинское обследование включало: психиатрию, неврологию, электрофизиологию. На станции неоднократно проводился профилактический прием врачами-специалистами из Центра пограничной психиатрии.

Результаты обследований и заключения врачей подтвердили нашу гипотезу, что около половины оперативного персонала находится в пограничном состоянии. Подобная ситуация требовала немедленного вмешательства и были организованы сеансы психоэмоциональной тренировки. В первое время эти сеансы проводил врач-психотерапевт С. В. Лазарев, сейчас их проводит психолог Г. Е. Журавлев.

На протяжении последних лет на ТЭЦ-25 сеансы эмоциональной тренировки проводятся в новом кабинете, оснащенном всем необходимым оборудованием (рис. 1, 2).

Ситуационные особенности. Прежде чем начать обсуждение результатов в области эмоциональных тренировок, необходимо отметить ряд обстоятельств, которые существенно отличают положение промышленного персонала в России от других стран:

в России отсутствует развитая система психологической помощи населению, частично вследствие недостаточной численности самих психологов;

Т а б л и ц а 3

Перенос конфликта

№	Утверждения теста ММРІ	Россия	США
48	Я не терплю, когда при мне начинают произносить всякую чепуху без малейшего смущения	0,726	0,038
448	Мне неприятно, когда посторонние лица наблюдают за мной – на улице, в магазине или в автобусе	0,546	0,068

Т а б л и ц а 2

Конформизм

№	Утверждения теста ММРІ	Россия 1990	США 1985	США 1937
254	Мне нравятся компании, в которых любят подшучивать друг над другом	0,605	0,308	0,625
443	Я способен отказаться от намеченных планов, если окружающие убеждают меня в том, что я ошибаюсь	0,859	0,252	0,323
564	Я готов отказаться от своих намерений, если окружающие считают, что этого делать не следует	0,703	0,389	0,402



Рис. 1. Общий вид кабинета эмоциональных тренировок



Рис. 2. Рабочее место психолога

в России существует развитая система психиатрического медицинского обслуживания;

психиатрия в России выполняла в течение десятилетий карающую и карантинную функцию; эта роль психиатрии частично сохранилась и в настоящее время;

психология в обыденном сознании (и в подсознании) отождествляется с психиатрией;

после ликвидации “железного занавеса” российский обыватель познакомился с западной массовой культурой, где психолог нередко выступает как носитель сверхсилы, скрытно вторгающейся в психику человека и способной превратить его в зомби.

Указанные обстоятельства создают крайне неблагоприятный фон, на котором приходится работать промышленным психологам и эргономистам.

Экономическая ситуация в стране провоцирует возникновение стрессовых ситуаций. Неработающие предприятия, невыплаченная зарплата, неопределенность будущего создают негативный эмоциональный настрой.

Стареющее оборудование, дефицит средств на ремонт и обеспечение безопасных условий труда наряду с неблагоприятными психологическими факторами приводят к росту числа несчастных случаев, в том числе — со смертельным исходом.

Все указанные обстоятельства подчеркивают необходимость расширения числа задач, решаемых психологическими службами предприятий, в частности, проведение эмоциональной регуляции.

Та психологическая работа, которая в большинстве развитых стран выполняется на уровне удовлетворения бытовых потребностей, должна была развернуться в условиях действующего предприятия.

Методика. В основу применяемой в настоящее время методики были положены методика ауто-тренинга Шульца и методика С. В. Лазарева [15, 16]. Указанные методики были скорректирова-

ны с целью адаптации к условиям работы персонала электростанции.

Значительный акцент был сделан на развитие мышечного чувства, чтобы сделать более эффективным процесс расслабления. Это изменение принесло неожиданный результат: повысилась точность управления движениями.

Завершающая стадия методики была также преобразована, чтобы активизировать интеллектуальную и сенсомоторную деятельность персонала.

Организация занятий. Перед кабинетом эмоциональной регуляции были поставлены следующие задачи:

1. Проведение занятий с оперативным и электротехническим персоналом станции в конце дневной смены с целью снятия усталости и подготовки к работе в ночную смену.

2. Формирование навыков самостоятельно управлять эмоциональным состоянием, особенно в случаях аварий и повышенной опасности; сохранять спокойствие и выдержку в экстремальной ситуации и мобилизовать внутренние психические ресурсы в случае переутомления, усталости, особенно в ночную смену.

3. Повышение психологической культуры персонала, развитие самоуважения, формирование чувства высшей ценности человеческой жизни.

При проведении занятий был выявлен эффект снятия межличностной эмоциональной напряженности. В первый раз это было отмечено как побочный эффект, своеобразный артефакт (искусственно сделанный). В дальнейшем выявленный феномен использовался целенаправленно как инструмент преодоления конфликтных ситуаций, для развития сотрудничества и взаимопонимания.

Нашей сверхзадачей было довести степень освоения методики до состояния генерализации (обобщение, возведение частного в общее, подчинение частных явлений какому-либо общему принципу), когда выполнение любого из составляющих упражнений приводит к мгновенной актуа-

лизации всего комплекса и, как следствие, к быстрому снятию эмоционального напряжения.

Занятия проводятся посменно, в дневные и ночные смены, в среднем по три занятия в месяц.

Кабинет расположен в административно-бытовом корпусе, что позволило существенно снизить уровень шумов (особенно – низкочастотных), но в непосредственной близости от главного корпуса. В ходе занятий сохраняется оперативная связь с рабочим местом.

В занятиях участвуют группы по 10 – 12 чел. Продолжительность сеанса не менее 30 мин, включая разъяснительную беседу и эмоционально-регулирующие упражнения.

Роль психолога при проведении сеансов состоит в выполнении тренерских функций – сообщении последовательных инструкций о концентрации внимания на отдельных группах мышц. В процессе освоения методики объем мышц, охватываемых вниманием тренируемого, увеличивался.

Занятия начинаются с просмотра коротких видеосюжетов. Основные упражнения сопровождаются релаксационной музыкой.

В ходе сеансов персонал получал основные теоретические представления о психическом здоровье, о физиологических механизмах эмоций, об общей организации психических процессов.

Специальные занятия по психоэмоциональной регуляции проводятся с персоналом после чрезвычайных ситуаций (аварийные отключения, травмы и др.). При необходимости проводятся индивидуальные занятия и консультации.

Предварительные итоги. Прежде всего отметим, что проведение формальных исследований эффективности проводимых эмоциональных тренировок не представляется возможным. На весь сеанс отводится 30 мин, так что времени на опрос и дополнительное тестирование не остается. О результативности тренировок приходится судить по косвенным показателям. Обратная связь создавалась в ходе психологических консультаций. Практически все участники сеансов, с которыми удавалось побеседовать, отмечали непосредственное положительное воздействие проводимых тренировок.

Постепенно увеличивается круг лиц, участвующих в тренировках. Наряду с оперативным персоналом начата коррекционная работа с ремонтниками и со специалистами функциональных отделов.

Можно также отметить, что, по меньшей мере, в пяти случаях удалось помочь работникам станции, находившимся по разным причинам в состоянии глубокой фрустрации (состояние гнетущего напряжения, тревожности, безысходности и отчаяния, возникающее как следствие невозможности самореализации).

Казалось бы, наиболее убедительными могут быть сведения об улучшении производственных

показателей предприятия. Однако здесь невозможно отделить результаты эмоциональных тренировок от всего комплекса управленческих мероприятий, осуществляемых на электростанции. Свой вклад вносят тренировки психологических качеств (памяти, внимания, мышления) и эргономические улучшения рабочих мест.

Учитывая указанные ограничения, можно отметить следующее.

За 12 лет существования психофизиологической лаборатории на ТЭЦ-25 произошел только один серьезный несчастный случай с электриком вскоре после основания лаборатории. Никакой психологической работы с потерпевшим не проводилось. По всем свидетельским показаниям пострадавший с начала смены находился в состоянии эмоционального напряжения, ожидая потенциально неблагоприятных новостей из города. Уже в ходе выполнения задания у него произошел острый конфликт с напарником. Данный случай только подкрепляет нашу убежденность в необходимости проведения эмоциональной разгрузки.

Некоторые сведения об эффективности тренировок можно почерпнуть из сравнения работы разных смен котлотурбинного цеха. Сложилось четкое разделение: начальники двух смен в полной мере осознали значение эмоциональных тренировок и организовали работу смены так, чтобы освободить на короткое время людей на время тренировок. Два других начальника относились к тренировкам без энтузиазма. Факты таковы, что на протяжении последних лет различные нарушения в работе происходят именно в двух последних сменах.

Второй показатель связан с конкурсами профессионального мастерства. На протяжении последних 12 лет команда станции устойчиво завоевывает призовые места (и на региональных, и на национальных соревнованиях). В последние годы был введен психофизиологический этап. На этом этапе команда предприятия всегда занимала первые места.

Говоря о производственной значимости тренировок, приходится упомянуть и о некоторых недостатках. Данные о несчастных случаях в электроэнергетической отрасли показывают, что среди пострадавших чаще всего оказываются лица, обслуживающие электротехническое оборудование. К сожалению, именно работники электроцеха проявляют наибольшую пассивность по отношению к эмоциональным тренировкам.

Выводы

Предварительные результаты так же, как известные литературные данные, показывают, что проведение эмоциональных тренировок позволяет решить поставленные задачи:

снимается усталость и персонал лучше работает в ночную смену;

формируется навык самостоятельного управления эмоциональным состоянием, что позволяет сохранять спокойствие и выдержку в экстремальной ситуации и мобилизовать внутренние психические ресурсы в случае переутомления, усталости, особенно в ночную смену;

повышается общая психологическая культура персонала.

Планируется дальнейшее развитие метода эмоциональных тренировок.

Список литературы

1. *Психофизиологические* проблемы обслуживания энергетического оборудования / Вавилов Ю. Н., Журавлев Г. Е., Кишш Я., Серенчи Ш. – Промышленная энергетика, 1990, № 9.
2. *Программа* сотрудничества США и СССР по эргономическим методам повышения надежности и эффективности электростанций / Парсонс С. О., Журавлев Г. Е., Вавилов Ю. Н., Ломакин Б. В. – Энергетик, 1991, № 7.
3. *Colligan R. C., Osborne D., Swenson W. M., Offord K. P.* The MMPI: A Contemporary Normative Study of Adults. Sec. Ed. Odessa, FL: Psychological Assessment Resources, 1989.
4. *Вавилов Ю. Н., Журавлев Г. Е.* Психологические методы в развитии кадровых ресурсов энергетической компании. – В кн.: Управление персоналом в электроэнергетике. СПб.: Энергоатомиздат, 1998.
5. *Журавлев Г. Е.* Человеческие факторы снижения травматизма и повышения культуры безопасности энергетического производства. – В кн.: Психологические аспекты безопасности и надежности энергетического производства. М.: Изд-во Мосэнерго, 2001.
6. *Журавлев Г. Е.* Психологические задачи на электростанциях. – Прикладная психология, 2000, № 3.
7. *Журавлев Г. Е., Вавилов Ю. Н., Саков Б. А.* Системно-психологические аспекты работы с персоналом энергетических предприятий. – В кн.: Психологическое обеспечение работы с персоналом в энергетике. М.: Изд-во Мосэнерго, 2000.
8. *Макроэргономические* проблемы электростанций: гуманитарная проекция / Журавлев Г. Е., Кудрявый В. В., Ломакин Б. В., Саков Б. А. – В кн.: Прикладная эргономика: эргономика в энергетике, 1993, вып. 3 – 4.
9. *Журавлев Г. Е., Ночка В. И., Саков Б. А.* Психологические оценки и тренировки персонала котлотурбинного цеха. – В кн.: Психологическое обеспечение работы с персоналом в энергетике. М.: Изд-во Мосэнерго, 2000.
10. *Zhuravlyov G. E., Sakov B. A.* Ergonomic and Psychological Provisions of a Power Plant. – Proceedings of IEA / HFES-2000 Congress. San Diego, 2000, Vol. 3.
11. *Журавлев Г. Е., Саков Б. А.* Психологический мониторинг персонала электростанций. – Электрические станции, 1993, № 2.
12. *Журавлев Г. Е.* Культура безопасности и ментальность. – Прикладная психология, 1998, № 3.
13. *Ранняя* диагностика и профилактика пограничных нарушений среди оперативного персонала электростанций / Аведисова А. С., Бенькович Б. И., Бочкарев В. К. и др. – В кн.: Актуальные вопросы пограничной психиатрии. М., 1991.
14. *Журавлев Г. Е.* Медико-психологический контроль состояния персонала электростанций. – В кн.: Актуальные вопросы пограничной психиатрии. М., 1991.
15. *Лазарев С. В.* О работе кабинета психологической разгрузки на энергетическом предприятии. – Электрические станции, 1992, № 7.
16. *Zhuravlyov G. E., Sakov B. A., Lazarev S. V.* Psychological and Psychotherapeutic Techniques for Enhancing Staff Adaptability in Power Plants. – Proceedings of the 4th European Congress on Personnel in Power Industries, Budapest, 1992.


ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ Российская академия государственной службы при Президенте Российской Федерации

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)
Адрес: 113035, Москва, Садовническая ул., 77, корп. 2, стр. 1, тел. (095) 953-2583
<http://www.ipkgos.ru>

Для предприятий, заключивших договор на обучение от 50 чел. в год, скидка на обучение и проживание в благоустроенном общежитии Института составит 20%, от 30 чел. 10% при условии своевременной оплаты

кафедра


«Ремонт и модернизация энергооборудования» повышает квалификацию специалистов по ремонту всех видов энергетического оборудования ТЭС, ГРЭС, ПРП, по неразрушающему контролю оборудования, специалистов сварочного производства всех уровней по вопросам ремонта, восстановления, модернизации и надежности работы оборудования энергопредприятий, внедрения новых технологий и материалов, методов технической диагностики. Готовит к аттестации и аттестует специалистов сварочного производства на II и III квалификационные уровни и специалистов по неразрушающему контролю на I и II уровни с выдачей удостоверений Госгортехнадзора.

 (095) 953-0525

кафедра

«Эксплуатация электрических станций, сетей и систем»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: энергосистем, тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий межсистемных и распределительных сетей (МЭС, ПЭС и РЭС), а также главных энергетиков энергосбыта и энергонадзора страны по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций, энергосистем и промышленных предприятий отраслей народного хозяйства.

 (095) 953-3871

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

О методах распределения затрат на ТЭЦ¹

Славина Н. А., инж., Косматов Э. М., канд. техн. наук, Барыкин Е. Е., инж.

Санкт-Петербургский государственный технический университет – Ленэнерго

Вопрос разделения затрат энергоснабжающей организации между электрической и тепловой энергией приобретает существенное значение в условиях постепенного перехода к функционированию региональных (потребительских) рынков электрической и тепловой энергии. В настоящее время существующие способы разделения затрат между электроэнергией и теплом не позволяют оценить возможности производителей тепла конкурировать друг с другом. Дискуссия по распределению затрат между производством на ТЭЦ электрической и тепловой энергии длится 75 лет. На IV Всесоюзном теплотехническом съезде, проходившем в 1928 г. в составе I Всесоюзного энергетического съезда, отмечено, что особое внимание должно быть уделено комбинированному производству обоих видов энергии при правильной тарификации отпускаемой энергии [1].

В новых экономических условиях расчет тарифов обоих видов энергии стал одним из барьеров на пути повышения эффективности использования топлива в энергосистемах за счет теплофикации. Иначе, повышенные тарифы на тепловую энергию электростанций приводят к искажению конкуренции производителей тепла на потребительском рынке, уменьшению на ТЭЦ выработки электроэнергии на тепловом потреблении, что в конечном итоге снижает эффективность использования топлива в народном хозяйстве. В этой связи исследуются методы распределения затрат между видами энергии и, следовательно, расчета тарифов на энергию, отпускаемую от ТЭЦ.

Решение задачи разделения затрат на производство электрической и тепловой энергии возможно двумя путями:

разделение затрат пропорционально расходу топлива;

установление тарифов в соответствии с условиями конкурентного рынка тепловой энергии.

Попытка обеспечить конкурентоспособность ТЭЦ с локальными источниками тепла на рынке тепловой энергии только за счет уменьшения расхода условного топлива, относимого на производство тепла, при той же структуре топлива влечет за собой увеличение удельных расходов условного топлива на производство электроэнергии до значений, превышающих удельные расходы на КЭС.

ТЭЦ заведомо становятся неконкурентоспособными с ГРЭС по топливной экономичности производства электроэнергии. Иной подход основан на перераспределении прибыли и части затрат между электрической и тепловой энергией при заданном способе распределения расхода топлива между видами энергии. Он позволяет получить сопоставимые оценки экономичности разных ТЭЦ по удельным расходам топлива и себестоимости, учесть в тарифах рыночную конъюнктуру и определить эффективность производства каждого вида энергии [2].

Разделение затрат между видами энергии пропорционально расходу топлива обладает определенной долей условности, так как вопрос выделения доли топлива, использованного для получения того или иного вида энергии в теплофикационных циклах, сам по себе представляет сложную задачу. Это следует из анализа существующих и представленных в табл. 1 физических и экономических методов решения этой проблемы.

Результаты использования методов разделения затрат на топливо между тепловой и электрической энергией можно оценить на примере расчета удельных расходов условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии [10] (табл. 2).

Данные табл. 2 рассчитаны для условной ТЭЦ с составом оборудования: три энергоблока типа Т-180-210-130 с пылеугольными котлами Е-670-140 и девять водогрейных пылеугольных котлов типа КВТК-100. Ограниченное число методов, приведенных в табл. 2, связано с отсутствием в литературе данных об удельных расходах условного топлива на отпуск тепла и электроэнергии по всем рассмотренным методам. Как видно из данных табл. 2, выбор метода, используемого в отечественной энергетике, оказывает существенное влияние на результаты расчетов. Однако в зарубежных странах – свои особенности ценообразования.

В 90-х годах большой интерес к теплофикации стали проявлять страны Северной Европы и Германия. Наибольших успехов в данном направлении к настоящему времени добилась Дания. Если в 1986 г. приблизительно одна треть всей потребности тепла в Дании удовлетворялась за счет систем централизованного теплоснабжения, то в настоящее время эта доля составляет около 50%, как и в Финляндии, имеющей 40-летнюю историю теплофикации [11, 12]. Датские энергетики открыто заявляют, что именно пример России под-

¹ В порядке обсуждения. Р е д .

Т а б л и ц а 1

Методы распределения затрат на ТЭЦ

Метод	Сущность метода	Вид энергии, на который относится экономия	Преимущества метода	Недостатки метода
Технические (термодинамические) методы				
А – “физический”	Предполагает приведение электро- и теплоэнергии к одним единицам измерения и деление расхода топлива пропорционально полученным величинам	Электроэнергия	Простота расчета	Не учитывает различных качеств электроэнергии и тепла. Не удовлетворяет принципу – стоимость тепла должна быть тем ниже, чем ближе температура рабочего тела к температуре окружающей среды [3]
В – эксергетический	Основан на эксергетическом балансе ТЭЦ и разделении расхода топлива в соответствии с отношением электро-энергии к уменьшению эксергии теплоносителя	Тепло	Базируется на втором законе термодинамики и позволяет получать технически обоснованные выводы	Рост удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии и уменьшение удельного расхода на отпуск тепла ниже физического эквивалента тепла 142,9 кг/Гкал. КПД производства теплоты с горячей водой составляет 214 – 260% [4]
“Рациональный”	Опирается на эксергетический анализ системы, но дает схему разделения расхода топлива, отличную от эксергетического метода	Экономия не может быть отнесена на один вид энергии	Использованы положения эксергетического метода	Использует сложную схему расчетов. Ошибки от пропорционально вычитаемых долей экономии усугубляются некорректностью определения самой экономии [5]
С – нормативный (“компромиссный”)	Предусматривает распределение затрат пропорционально расходу топлива при выработке того же количества энергии в раздельной схеме. Метод включен в нормативные материалы	Промежуточные результаты между методами (отсюда название – “компромиссный”)	На показателях удельного расхода топлива сказывается режим использования теплофикационной мощности ТЭЦ	Расход условного топлива на производство теплоты 147,4 кг/Гкал соответствует КПД получения отработавшего тепла, равному 97% (почти 100%)
D – метод Вагнера (метод “эквивалентной КЭС”)	Расход топлива принимается равным расходу топлива на производство того же количества электроэнергии на замещаемой КЭС	Тепло	Прост в использовании, распределяет выигрыш от комбинированной схемы между производителями и потребителями энергии	Требуется создание информационной статистической отчетности по альтернативному варианту энергоснабжения. В основу распределения затрат могут быть положены удельные расходы топлива на КЭС и районной котельной (см. нормативный метод)
E – метод, основанный на распределении экономии топлива пропорционально отпуску полезной продукции	–	–	–	–
F – метод “распределения экономии топлива по эксергии”	Экономия топлива от теплофикации распределяется между видами энергии пропорционально их эксергии	Электроэнергия	Метод не противоречит законам термодинамики	Условность метода. Наиболее близкие показатели по “физическому” методу
Метод Э. К. Аракеляна	Удельный расход топлива на производство электроэнергии полагается при работе турбины в конденсационном режиме, а прирост расхода топлива относится на производство тепла	–	–	–
Метод “раздельной рентабельности” [6]	Цена электроэнергии приравнивается к цене в раздельной схеме с той же величиной рентабельности. Из планируемой прибыли с учетом плановой общей рентабельности ТЭЦ вычитается выручка от продажи электроэнергии. Остаток относится на тепло	Приводит к более низким ценам на тепло без снижения рентабельности производства электроэнергии ниже рентабельности КЭС	Указывает границы целесообразного применения ТЭЦ, дает возможность устанавливать научно обоснованные цены на энергию	–

Таблица 1 (продолжение)

Метод	Сущность метода	Вид энергии, на который относится экономия	Преимущества метода	Недостатки метода
Метод В. И. Денисова	Базируется на разделении расхода топлива на холостой ход турбины, производство электроэнергии по конденсационному и теплофикационному циклам	–	Метод – шаг к решению вопроса по разделению затрат	Затруднения с отнесением расхода топлива на холостой ход турбин и расходов электроэнергии на с.н. к конденсационному и теплофикационному циклам [7]
Экономические методы				
“Рыночный”	Тариф на тепло для ТЭЦ устанавливается не выше тарифа котельных, остальные затраты относятся на электроэнергию	Тепло	Простота расчета	С позиции второго закона термодинамики основная потеря эксергии происходит в местных или районных котельных
“Экономический”	В основе – теория оптимального планирования В. В. Новожилова: значение экономического эффекта в ценах оптимального плана для наилучшего варианта новой техники равно нулю [8]	Тепло	Подход примерно соответствует эксергетическому методу распределения расхода топлива	Дифференциальные расходы топлива конкретной ТЭЦ в значительной мере определяются показателями энергосистемы, которые непрерывно изменяются и поэтому мало надежны [9]

толкнул их к развитию комбинированного производства энергии [13].

Согласно датским законам любая (как муниципальная, так и частная) теплоснабжающая компания обязана иметь в общегодовом финансовом балансе равенство доходов и расходов. Если же по окончании года такая компания получила какую-либо прибыль, то ее бюджет на следующий год должен составляться таким образом, чтобы за счет уменьшения цены на тепло можно было бы компенсировать эту прибыль, и наоборот.

Совладельцами теплоснабжающей компании в Дании являются через муниципалитет все потребители, которые подключены и пользуются ее системой. Этим достигается постоянная заинтересованность компании в повышении эффективности и надежности своих инженерных систем и сетей, а также в снижении цены на поставляемую тепловую энергию.

Поскольку с течением времени цены на различные виды топлива и их доступность могут изменяться, датские предприятия – производители

тепла, обладают определенной гибкостью своей организации, связанной с возможностью изменением схемы работы.

Рынок электроэнергии в Дании открыт для свободной конкуренции с 1 января 1998 г. Для децентрализованных и промышленных ТЭЦ устанавливается фиксированная цена на электроэнергию, которая соответствует собственным долгосрочным производственным затратам ТЭЦ и включает сэкономленные капитальные затраты ТЭЦ. Для крупных районных ТЭЦ предоставляется специальная гарантия, которая к 2006 г. должна обеспечить производственный приоритет. Она будет гарантировать производителю в том случае, если цена на электроэнергию вопреки всем ожиданиям окажется ниже затрат самой ТЭЦ на выработку электроэнергии, возможность потребовать, чтобы приоритет был отдан электроэнергии. Однако при этом производитель должен будет отказаться от получения прибыли [13].

В таких странах Европы, как Германия, Франция и Италия, всю экономию относят к выработке

Таблица 2

Удельный расход условного топлива при распределении затрат на отпуск тепла и электроэнергии различными методами

Показатель	Метод распределения затрат					
	A	B	C	D	E	F
Удельный расход условного топлива на отпуск:						
электроэнергии, г/(кВт·ч)	243	381	337	285	295	260
тепла, кг/Гкал	182	72	107	148,5	140,6	169
электроэнергии от замещающей КЭС, г/(кВт·ч)	337	337	337	337	337	337
тепла от замещаемых котельных, кг/Гкал	177	177	177	177	177	177

Примечание. Обозначение метода соответствует обозначению в табл. 1.

тепловой энергии, считая теплоту, обработавшую в турбинах, вторичным тепловым ресурсом [14].

В Германии соотношения отдельных составляющих затрат на тепловую энергию регулируются государственными органами (земельными комиссиями), а не просто рассчитываются на основании материальных затрат. Доля затрат на выработку тепла принимается равной 35 – 50% розничной сбытовой цены, хотя, если эти затраты рассчитать напрямую по материальным затратам, то она может быть и больше, и меньше в зависимости от дальности транспортирования тепла от ТЭЦ до конечных потребителей, от плотности тепловых нагрузок и др. Как и в других странах с рыночной экономикой, в Германии использование тарифов со ставками за мощность не только на электроэнергию, но и на тепло давно стало общепринятой практикой [15].

Наиболее распространенный подход во Франции и в Скандинавских странах состоит в отнесении на выработку тепла прироста расхода топлива, который образуется при переходе от конденсационного режима к теплофикационному при неизменной электрической мощности, т.е. подобно методу Э. К. Аракеяна.

В Финляндии принят метод, аналогичный “нормативному”.

В США применяется метод сэкономленных затрат, тождественный методу “эквивалентной КЭС”. В 1978 г. был введен закон PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act), согласно которому электроэнергию, производимую на ТЭЦ или на альтернативных электростанциях (ветровые, солнечные, гидравлические), надо оценивать по сэкономленным затратам на крупных КЭС. Электроэнергетическая система (utility) обязана покупать электроэнергию от ТЭЦ или альтернативных электростанций по такой стоимости, которая соответствует стоимости сооружения и эксплуатации новой мощности в системе. Этот закон считают сейчас наиболее успешным энергетическим законом в истории США. Он обеспечил значительную экономию топлива, ускорил постройку новых ТЭЦ и альтернативных электростанций [16].

Главное, что отличает подход зарубежных стран в ценообразовании, – это свобода производителей в отнесении затрат на любой вид энергии. Зачастую деление топлива между производством разных видов энергии за рубежом не связано с ценообразованием, а цены на поставку тепла и элект-

троэнергии формируются в рамках договорных отношений.

На основании анализа данных табл. 1, 2 и особенностей подхода к ценообразованию за рубежом целесообразно устанавливать тарифы на энергию ТЭЦ с учетом конъюнктуры, складывающейся на рынках электрической и тепловой энергии. Для дальнейшего успешного развития теплофикации требуется разработка рациональных тарифов на тепло, стимулирующих экономически как производителей, так и потребителей тепла.

Список литературы

1. Горшков А. С. О недостатках эксергетического подхода к оценке работы ТЭЦ. – Электрические станции, 1990, № 8.
2. Денисов В. И. ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии. – Электрические станции, 2000, № 7.
3. Денисов В. Е., Кацнельсон Г. Г. О преимуществах эксергетического подхода к оценке работы ТЭЦ. – Электрические станции, 1989, № 11.
4. Петров И. М. Отклик на статью Ипатова В. Б. – Электрические станции, 1989, № 11.
5. Пустовалов Ю. В. К дискуссии о методах распределения затрат на ТЭЦ. – Теплоэнергетика, 1992, № 9.
6. Стерман Л. С., Тишин С. Г., Хараим А. А. Сопоставление эффективности комбинированного и раздельного способов производства тепла и электроэнергии. – Теплоэнергетика, 1996, № 2.
7. Выренкова С. Г. По поводу статьи Денисова В. И. “Обоснование тарифов на электрическую и тепловую энергию ТЭЦ, выводимых на Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности)”. – Электрические станции, 2000, № 7.
8. Шицман С. Е. Разнесение затрат на ТЭЦ между электрической и тепловой энергией. – Электрические станции, 1992, № 6.
9. Пустовалов Ю. В. К дискуссии о методах распределения затрат на ТЭЦ. – Теплоэнергетика, 1992, № 9.
10. Соколов Е. Я. О способах распределения расхода топлива на ТЭС. – Теплоэнергетика, 1992, № 9.
11. Опыт Дании в области энергосбережения. – Энергосбережение, 1999, № 4.
12. Никкинен Рейо. Энергетическое сравнение систем централизованного теплоснабжения России и Финляндии. – Теплоэнергетика, 1999, № 4.
13. Инга Т. Мэдсен. Датская модель теплофикации: финансовая и законодательная база ее развития. – Энергетик, 1999, № 11.
14. Малафеев В. А., Пейсахович В. Я. Роль теплоснабжения в энергосбережении и охране окружающей среды. – Энергетик, 1994, № 11.
15. Калуща П., Шурихт В., Малафеев В. Об экономических предпосылках строительства новых ТЭЦ в России. – Энергетик, 1999, № 11.
16. Шаргут Я. Я. Распределение затрат на производство тепла и электроэнергии на ТЭЦ. – Теплоэнергетика, 1994, № 12.

По поводу статьи Славиной Н. А., Косматова Э. М., Барыкина Е. Е. “О методах распределения затрат на ТЭЦ”

Денисов В. И., доктор эконом. наук

ЭНИН им. Г. М. Кржижановского

В статье рассматриваются два вопроса: о распределении расхода топлива между электрической и тепловой энергией при ее производстве комбинированным способом на ТЭЦ и о методах формирования тарифов для ТЭЦ, применяемых в ряде стран Западной Европы и США.

По первому вопросу дана характеристика 12 методов распределения топлива и по шести из них выполнено сравнение получаемых по этим методам удельных расходов топлива на производство электрической и тепловой энергии. Содержащаяся по этому вопросу информация представляет определенный интерес. Вывод же, сделанный на основе сравнения, сводится лишь к констатации очевидного и общеизвестного факта о существенном влиянии метода распределения топлива на результаты расчетов.

Из краткого обзора подходов к формированию тарифов для ТЭЦ за рубежом следует, что методы, применяемые в разных странах, имеют существенные различия, в том числе используются методы, основанные на распределении расхода топлива между электрической и тепловой энергией. Это свидетельствует о том, что зарубежный опыт использования рыночных отношений в электроэнергетике не отвергает методов формирования тарифов для ТЭЦ, основанных на распределении расхода топлива между электрической и тепловой энергией.

В заключительной части статьи авторы предлагают “устанавливать тарифы на энергию ТЭЦ с учетом конъюнктуры, складывающейся на рынках электрической и тепловой энергии”. С такой рекомендацией трудно не согласиться. Однако данная рекомендация является всего лишь пожеланием, не раскрывающим существа задачи.

При исследовании конкурентоспособности ТЭЦ на рынке электрической и тепловой энергии следует рассматривать три разновидности конкуренции.

Первая – это конкуренция проектов комбинированной и раздельной схем энергоснабжения. Эта разновидность возникает в двух случаях:

при разработке схем энергоснабжения вновь проектируемого объекта (промышленного предприятия или нового города), требующего значительного количества тепловой энергии, но не имеющего источников теплоснабжения;

при невозможности обеспечения прироста потребности в тепловой энергии действующими источниками тепла в районе их расположения.

В этих случаях возникает необходимость проведения конкурса проектов энергоснабжения, в числе которых могут участвовать и проекты строительства или расширения ТЭЦ.

Вторая разновидность конкуренции – это конкуренция действующей ТЭЦ с действующими котельными, работающими на общую тепловую сеть, при условии, что и ТЭЦ, и котельные имеют недогруженные тепловые мощности.

Третья разновидность конкуренции – конкуренция действующей ТЭЦ с вновь сооружаемым источником тепловой энергии, в качестве которого может выступать котельная или установка, использующая вторичные энергоресурсы.

Методы оценки конкурентоспособности ТЭЦ на рынке электрической и тепловой энергии должны прорабатываться с учетом особенностей, характерных для каждой разновидности конкуренции.

Так, при первой разновидности конкуренции необходимо оценивать и сравнивать в полном объеме две схемы энергоснабжения: с комбинированным и раздельным способами производства электрической и тепловой энергии. При этом в качестве критерия вполне может применяться минимум суммарных дисконтированных затрат за расчетный период, в качестве которого может приниматься либо продолжительность жизненного цикла варианта, имеющего наименьший срок службы, либо заданный срок возврата вкладываемого капитала.

При второй разновидности конкуренция организуется на ценовой основе. Ценовая конкуренция в данном случае должна быть организована по четко отработанным правилам, не допускающим недобросовестной конкуренции. Это означает, что должен быть установлен контроль за обоснованностью цен конкурирующих источников тепла. Для котельных необходимо разработать порядок обоснования и контроля минимально допустимой цены (тарифа) на вырабатываемое тепло. Для ТЭЦ ограничивающим условием является цена (тариф) на рынке электроэнергии. В рамках этих ценовых ограничений и должна осуществляться конкуренция действующих ТЭЦ и котельных.

Третья разновидность конкуренции возникает, когда теплоэнергию действующей ТЭЦ пытаются

вытеснить вновь сооружаемой котельной. Эта конкуренция характеризуется рядом особенностей.

Во-первых, для действующей ТЭЦ и вновь сооружаемой котельной по-разному будут формироваться ценовые показатели. В тариф на тепло, вырабатываемое вновь сооружаемой котельной, будет включаться, как правило, составляющая, учитывающая возврат капитала. Эта составляющая в тарифе действующей ТЭЦ в настоящее время отсутствует, что создает ей определенные преимущества.

Во-вторых, непростая ситуация складывается с конкуренцией ТЭЦ и вновь создаваемым источником теплоты на промышленном предприятии. Суть вопроса сводится к следующему. Тариф на теплоту от ТЭЦ может сравниваться с расчетным тарифом промышленной котельной. Но при таком подходе требуется некоторым образом определить прибыль или рентабельность, учитываемую в тарифе для котельной.

Однако может существовать и другой подход, при котором тариф на тепло от ТЭЦ сравнивается с себестоимостью тепла, вырабатываемого промышленной котельной. Возможность использования такого подхода связана со следующим обстоя-

тельством. Уменьшение затрат предприятия на оплату теплоты при оценке ее по себестоимости производства в собственной котельной может способствовать удешевлению основной продукции промышленного предприятия и увеличению ее поставки на рынок, а как следствие, увеличению общей массы прибыли, обеспечивающей повышение рентабельности предприятия в целом.

Вопросы, которые необходимо решить при переходе ТЭЦ к работе в рыночных условиях, не исчерпываются учетом рассмотренных особенностей при оценке конкурентоспособности ТЭЦ. Пока что не так уж и много конкурентов, способных вытеснить действующие ТЭЦ с рынка теплоты. Вместе с тем, ТЭЦ могут оказываться неконкурентоспособными на рынке электроэнергии из-за низкой платежеспособности потребителей тепла, например, населения.

Таким образом, по мере формирования рыночных отношений в электроэнергетике должны быть разработаны конкретные рекомендации по оценке конкурентоспособности ТЭЦ и правила работы ТЭЦ на рынках электрической и тепловой энергии.

О ресурсе энергетических объектов

Кучеров Ю. Н., доктор техн. наук, Купченко В. А., Демкин В. В., инженеры

РАО "ЕЭС России" – АО "Фирма ОРГЭС"

В последнее время в различных аналитических материалах по функционированию и развитию электроэнергетики присутствует мысль о скором выбытии из эксплуатации значительного числа энергетических мощностей из-за исчерпания ресурса работы оборудования. В докладе "О мерах по совершенствованию топливной политики в электроэнергетике", рассмотренном на расширенном пленарном заседании Научно-технического совета РАО "ЕЭС России" 28/III 2000 г., отмечено, что в настоящее время исчерпало свой ресурс около 20% энергетического оборудования, а к 2015 г. в составе действующего парка доля такого оборудования возрастет до 60%.

Однако такой подход является упрощенным и содержит ряд неточностей. В первую очередь, это связано с различным толкованием специалистами аспектов надежности объекта и различной трактовкой соответствующих терминов и определений.

Главным фактором, препятствующим дальнейшему использованию оборудования (объекта), является достижение им *предельного состояния* – состояния, при котором дальнейшая эксплуатация

оборудования (объекта) недопустима или нецелесообразна, либо восстановление работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно [1].

Отечественное энергомашиностроение использовало практику, принятую в военной промышленности, когда срок службы объекта определялся назначенным ресурсом – суммарной наработкой, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния. Дальнейшая эксплуатация была возможна только после проведения восстановительных работ и назначения нового ресурса.

Учитывая тот факт, что в электроэнергетике использовалось единичное или мелкосерийное оборудование достаточно большой мощности и габаритов, проведение полномасштабных восстановительных работ объекта за пределами назначенного ресурса требовало значительных затрат.

Вместе с тем, недостаточное научное обоснование при назначении ресурса, завышенные коэффициенты запаса прочности, а также работа энергетического оборудования с фактическими параметрами (температура и давление пара), ниже расчетных, привели к тому, что при выработке назна-

ченного ресурса и установленного срока службы техническое состояние оборудования было далеко от предельного состояния.

Чтобы не подвергать отрасль излишним финансовым и материальным затратам, было принято решение отойти от понятия *назначенный ресурс* и определять исходя из статистических наблюдений и обследований каждого вида оборудования (парка), так называемый, парковый ресурс.

Парковый ресурс (термин не гостовский, введен решением Минэнерго СССР от 28.05.85 [2]) – суммарная наработка однотипных по конструкции, маркам стали и условиям эксплуатации элементов теплосилового оборудования, которая обеспечивает их безаварийную работу при соблюдении требований эксплуатации и планово-предупредительных ремонтов (ППР). Парковый ресурс для ответственных элементов теплосилового оборудования, работающего в условиях избыточного давления и температур, близких к пределу ползучести металла, принимается в соответствии с типовой инструкцией [3], распространяющей свое действие на оборудование и элементы, работающие при номинальном давлении выше 3,9 МПа.

Парковый ресурс определяется для следующих элементов теплосилового оборудования:

паровых котлов, включая барабаны, поверхности нагрева, опускные трубопроводы, коллекторы, пароперепускные паропроводы;

крепежных деталей турбин и арматуры;

паропроводов 1 и 2 категорий, не входящих в состав котла;

паровых турбин, элементы которых работают в условиях ползучести металла.

Парковый ресурс турбин различной мощности приведен в [таблице](#).

Наименьший парковый ресурс в 100 тыс. ч имеют паровые турбины К-500-240 (АО ЛМЗ, ОАО “Турбоатом”), К-800-240, К-1200-240 (АО ЛМЗ), а также отдельные элементы трубопроводов из стали 12Х1МФ.

Парковый ресурс для большинства элементов не является предельным сроком эксплуатации.

Парковый ресурс, порядок, периодичность и объемы эксплуатационного контроля металла в

пределах паркового ресурса, определение мест проведения контроля, критерии оценки работоспособности элементов теплоэнергетического оборудования и порядок продления сроков сверх паркового ресурса регламентирует [3].

Объект, который исчерпал свой парковый ресурс, требует индивидуального обследования специализированной организацией, как правило, ведомственной принадлежности, с целью определения возможности его дальнейшей эксплуатации.

Дальнейшее увеличение ресурса работы, как правило, может быть осуществлено на основе:

расчетов *индивидуального остаточного ресурса* – суммарной наработки объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние или до момента следующего обследования;

анализа опыта эксплуатации и результатов контроля металла данного оборудования за весь срок службы;

результатов индивидуального контроля металла после исчерпания индивидуального ресурса.

Следует отметить, что понятие “ресурс” относится к объектам, имеющим в своем составе ответственные элементы, которые являются потенциальными источниками опасности, т.е. представляют угрозу для жизни и здоровья людей и окружающей природной среды.

В иных случаях на объекты (прочее оборудование, здания и сооружения) распространяется термин “срок службы”. *Срок службы* – это суммарная календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновление после ремонта до перехода в предельное состояние [1].

Срок службы устанавливается государственными стандартами и составляет:

для машин электрических вращающихся, турбогенераторов – 30 лет (ГОСТ 533-85);

для турбин гидравлических вертикальных, выпущенных до 01/II 1991 г., – не менее 30 лет, выпущенных с 01/I 1991 г., – не менее 40 лет (ГОСТ 27807-88);

Завод-изготовитель	Давление свежего пара, МПа	Мощность турбины, МВт	Число турбин, шт.	Парковый ресурс турбины		
				тыс. ч	лет	число пусков
АО ТМЗ	9 и менее 13 – 24	50 и менее 50 – 250	102	270	30	900
			288	220	25	600
АО ЛМЗ	9 и менее 13 – 24 24	100 и менее 50 – 300 500 – 1200	186	270	30	900
			236	220	25	600
			22	100	11	300
ОАО “Турбоатом”	9 и менее 13 24 24	50 и менее 160 300 500	31	270	30	900
			31	200	22	600
			25	170	20	450
			7	100	11	300

для гидрогенераторов электрических гидротурбинных (гидрогенераторов) – не менее 40 лет (ГОСТ 5616-81);

для систем возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов – не менее 25 лет (ГОСТ 21558-88);

для двигателей трехфазных асинхронных напряжением свыше 1000 В – не менее 20 лет (ГОСТ 9630-80);

для трансформаторов силовых – не менее 25 лет (ГОСТ 11677-85);

для трансформаторов тока – 25 лет (ГОСТ 7746-89);

для трансформаторов напряжения – не менее 25 лет (ГОСТ 1983-77);

для выключателей переменного тока на напряжение свыше 1000 В – не менее 25 лет (ГОСТ 687-78);

для изоляторов линейных подвесных стержневых полимерных – не менее 25 лет (ГОСТ 28856-90);

для шинопроводов магистральных и распределительных переменного тока на напряжение до 1000 В – не менее 20 лет (ГОСТ 6815-79);

для кабелей маслонаполненных на переменное напряжение 110 – 500 кВ – не менее 35 лет и 25 лет – на напряжение 380 и 500 кВ (ГОСТ 16441-78);

для кабелей силовых для стационарной прокладки – 30 лет (с резиновой изоляцией – 25 лет) (ГОСТ 24183-80);

для муфт силовых кабелей – не менее 30 лет (ГОСТ 13781.0-86) и т.д.

Для оборудования, не имеющего специфических условий эксплуатации, срок службы зависит только от видов этого оборудования. Однако срок службы зачастую не является технической характеристикой объекта, а совмещен с понятием “срок амортизации”. *Срок амортизации* — это экономическая категория, показывающая, какая часть издержек должна быть отнесена на себестоимость продукции в виде амортизационных отчислений, чтобы сформировать средства на полную замену производственных сооружений или оборудования за рассматриваемый период (простое воспроизводство).

Назначение срока амортизации часто подвержено конъюнктурным соображениям. В развитых зарубежных странах, где цена на топливно-энергетические ресурсы высока, моральное старение энергетического оборудования происходит быстрее физического износа. Поэтому и срок службы составляет 12 – 15 лет. В российской энергетике при низкой цене на топливо и высоких затратах на оборудование и строительно-монтажные работы срок амортизации может быть достаточно велик (хотя применяются и нормативы ускоренной амортизации). В условиях острого недостатка финансирования на модернизацию и техническое переоснащение объекта может оказаться безальтерна-

тивной работа с пониженной эффективностью на морально устаревшем оборудовании.

При этом возрастает роль достоверной оценки технического состояния объекта и достаточность мероприятий по его восстановлению.

Так, например, нормативные сроки службы зданий и сооружений без учета специфики эксплуатации [5] составляют:

здание главного корпуса ТЭС – 60 лет;

железобетонные резервуары для хранения нефтепродуктов – 50 лет;

дымовые трубы железобетонные – 50 лет;

башенные градирни железобетонные – 36 лет;

дымовые трубы металлические – 25 лет;

башенные градирни металлические – 25 лет;

металлические резервуары для жидкого топлива – 25 лет.

Реальные сроки службы зданий и сооружений ТЭС значительно выше и зависят от качества ремонтно-эксплуатационного обслуживания, а также от их конструктивных особенностей.

Предельный фактический срок службы отдельных конструктивных элементов главного корпуса ТЭС по данным многолетних наблюдений составляет:

фундаменты главного корпуса – 100 лет;

железобетонные каркасы зданий – 80 лет;

металлические каркасы зданий – 70 лет;

стены кирпичные – 70 лет;

фундаменты оборудования – 70 лет;

перекрытия, воспринимающие статические нагрузки, – 70 лет;

перекрытия, воспринимающие динамические нагрузки, – 50 лет;

стены железобетонные (стенные панели) – 50 лет;

покрытия с железобетонными крупноформатными плитами – 50 лет;

покрытия с железобетонными мелкоформатными плитами – 35 лет;

покрытия с применением металлического профилированного настила (облегченные кровли) – 35 лет;

стены металлические (панели) – 35 лет.

Анализ результатов оценки состояния главных корпусов ТЭС России, проведенный ОРГРЭС, позволяет сделать вывод о возможности их использования до 2015 г. при проведении соответствующей реконструкции. При этом общий износ главных корпусов будет составлять не более 60%. Потребуется замена значительной части ограждающих конструкций (стенных панелей и плит кровли) в связи с их неремонтопригодностью, частичный демонтаж фундаментов турбоагрегатов. Более 200 дымовых железобетонных труб и 40 градирен, достигнув к 2015 г. срока эксплуатации более 50 лет, если не будут реконструированы до 2010 г., также окажутся неремонтопригодными из-

за потери прочностных качеств бетонных стволов труб и оболочек градирен.

Срок службы гидротехнических сооружений гидравлических электростанций определяется в 100 лет, а основного силового оборудования ГЭС – в соответствии с ГОСТ 27807-88 и ГОСТ 5616-81.

Таким образом, степень надежности зданий и сооружений и работы оборудования зависит исключительно от текущего технического состояния объекта. Техническое состояние может быть восстановлено вплоть до исходного за счет проведения регулярных ремонтно-восстановительных работ. Эти работы могут проводиться в плановом порядке – до настоящего времени в энергетике действует система плано-предупредительных ремонтов.

Более прогрессивным является система ремонтов только того оборудования (объекта), техническое состояние которого близко к предельному, однако для реальной оценки текущего состояния необходима достоверная диагностика. Поэтому на сегодняшний день важнейшей задачей в области повышения безопасности и надежности энергетических объектов является создание целостной системы диагностики технического состояния объекта, включающей в себя не только технические средства, но также методологическое и программное обеспечение.

Выводы

1. В РАО “ЕЭС России” проведена оценка старения теплосилового оборудования. Считается, что к 2005 г. 85 млн. кВт выработают свой назначенный ресурс.

2. Для получения представления о фактическом техническом состоянии оборудования необходимо организовать работу с целью прогноза достижения предельного состояния каждым ответственным элементом по каждому типу оборудования.

3. Необходимо провести ранжирование ответственных элементов по возможности продления ресурса, оценить затраты, связанные с продлением ресурса или заменой отдельных элементов, которые позволили бы обеспечить безопасную эксплуатацию объекта в целом.

4. К работе целесообразно привлечь отраслевые институты, имеющие соответствующие аккредитацию и лицензии.

5. Конечной целью является повышение безопасности и надежности функционирования энергетических объектов за счет перехода на более действенную систему ремонтно-восстановительных работ – ремонту по техническому состоянию.

Список литературы

1. *ГОСТ 27.002-89.* Надежность в технике. Основные понятия, термины и определения.
2. *Указание* об определении понятий нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения действующих предприятий и сооружений по отрасли “Электроэнергетика” Минэнерго СССР от 28.05.85.
3. *РД 153-34.1-17.421-98.* Типовая инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций.
4. *Анализ* работы энергетических блоков мощностью 150 – 1200 МВт за 1998 год. М.: ОРГРЭС, 1999.
5. *Единые* нормы амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР. М., 1992.

Предложения по реконструкции энергоблока 1200 МВт с целью совершенствования его характеристик и продления ресурса работы

Ремезов А. Н., канд. техн. наук, **Хоменок Л. А.**, **Куличихин В. В.**, доктора техн. наук, **Литвинова Л. А.**, **Соколов В. В.**, инженеры

АО Мосэнерго – МЭИ (ТУ) – АОТ “НПО ЦКТИ”

Проведенные исследования [1] головного энергоблока мощностью 1200 МВт Костромской ГРЭС показали устойчивую, экономичную и надежную работу блока в базовом режиме в диапазоне нагрузок 700 – 1200 МВт, а входящая в состав энергоблока одновальная турбина К-1200-240-3 может обеспечить набор электрической нагрузки свыше 1200 МВт.

По результатам испытаний проточная часть турбины К-1200-240-3 позволяет пропустить

4160 т/ч свежего пара и 3440 т/ч пара промежуточного перегрева. При этом электрическая нагрузка блока может возрасти до 1350 МВт.

В реальных условиях эксплуатации котлоагрегата ТГМП-1202 ст. № 9 Костромской ГРЭС при отключении ПВД практически постоянными сохраняются тепловая мощность котла и электрическая нагрузка блока. При этом соответствующим образом уменьшается расход первичного пара. На нагрузке блока 1350 МВт тепловая мощность кот-

лоагрегата увеличивается по сравнению с номинальной нагрузкой на 11%, что соответствует перегрузке котла по теплу при отключении одной группы ПВД. Температура питательной воды в этом варианте составляет 285°C. Котлоагрегат типа ТГМП-1202 обеспечивает перегрев свежего и вторичного пара до 545°C. При этом в тракт пара промежуточного перегрева впрыскивается 4,6 т/ч конденсата.

Тепловая мощность котла при полном отключении ПВД в случае сохранения постоянного расхода пара (3663 т/ч) должна быть увеличена на 23% по сравнению с исходным вариантом, что в реальных условиях невозможно, в первую очередь, из-за недостаточной мощности горелочного и тягодутьевого оборудования.

Представляется целесообразным оценить возможности увеличения тепловой мощности действующего котлоагрегата ТГМП-1202 с учетом ранее выполненных исследований турбоустановки с целью расширения регулировочного диапазона работы блока и обеспечения его эксплуатации в полупиковом режиме с точки зрения надежности экранных и пароперегревательных поверхностей нагрева, работы горелочных устройств, тягодутьевых машин и другого блочного оборудования.

При работе энергоблока в полупиковом режиме отключение ПВД будет носить регулярный характер. В существующей системе регенерации высокого давления турбоустановки отключение ПВД производится последовательно по двум группам. При этом температура питательной воды изменяется скачкообразно и составляет на нагрузке, близкой к номинальной: 276°C при работе всех ПВД, 204°C при работе одной группы и 168°C при отключении всех ПВД. Такой режим работы ПВД связан со значительными перекосами в отключаемой группе подогревателей и может привести к снижению надежности оборудования. Поэтому более перспективным представляется отключение ПВД путем байпасирования их по питательной воде. При этом обеспечивается плавное регулирование температуры питательной воды. Осуществление этого способа отключения ПВД потребует внесения конструктивных изменений в действующую систему регенерации турбины.

В случае сохранения постоянного расхода свежего пара (3663 т/ч) и изменения расхода питательной воды через байпас ПВД от 0 до 3663 т/ч температура питательной воды уменьшается с 273 до 165°C.

Газозамутные горелки, установленные на котле, обеспечивают расчетный расход природного газа $310,2 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$. Такому расходу топлива соответствуют режим с отключением одной группы ПВД и увеличение тепловой мощности котла по сравнению с исходным вариантом на 11%. Для обеспечения дальнейшей перегрузки котла по теп-

лу потребуется увеличить подачу природного газа через имеющиеся горелки или изменить конструкцию топочного устройства.

На действующем котлоагрегате ТГМП-1202 с целью снижения воспринятых тепловых нагрузок на боковых стенах топки не установлены крайние горелки в среднем ярусе с обеих сторон (4 шт.). Установка этих горелок не только повысила бы возможности по увеличению тепловой мощности котла, но привела бы к более полному заполнению топки факелом и уменьшению неравномерности тепловосприятий между боковыми, фронтным и задним экранами, а также к снижению максимума тепловых нагрузок.

Ранее выполненные исследования показали, что работа котла на уравновешенной тяге обеспечивается на номинальной нагрузке блока тремя дымососами типа ДОД-43ГМ при общем расходе дымовых газов через них до $3530 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$. Для получения электрической нагрузки блока более 1200 МВт потребуется соответствующая перегрузка котла по теплу, что вызовет увеличение расхода дымовых газов через дымососы свыше $3530 \cdot 10^3 \text{ м}^3/\text{ч}$. В этом случае дымососы не смогут обеспечить работу котла на уравновешенной тяге и потребуются включение турбовоздуховодов. При этом котлоагрегат должен будет работать под наддувом, что связано с выполнением целого комплекса работ по обеспечению газоплотности.

Применение дымососов ДОД-43-500-1 вместо ДОД-43ГМ позволит обеспечить работу котла ТГМП-1202 на уравновешенной тяге во всем исследованном диапазоне тепловых нагрузок котлоагрегата.

Одним из требований обеспечения надежной и экономичной эксплуатации блока является поддержание номинальной температуры пара промежуточного перегрева в широком диапазоне нагрузок.

При работе турбины в расчетном режиме и расходах свежего пара в исходном варианте температура пара горячего промперегрева составляет 533°C при полностью закрытом впрыске. Снижение нагрузки до 70% номинальной приводит к уменьшению этой температуры до 519°C. На действующем котле ТГМП-1202 режимными мероприятиями (увеличение рециркуляции дымовых газов, применение скользящего давления) можно повысить температуру промперегрева на 5 – 10°C в диапазоне нагрузок 100 – 70% номинальной.

В случае реконструкции действующего котла одним из способов повышения температуры промперегрева является увеличение поверхности промежуточной ступени вторичного пароперегревателя за счет добавки одной петли в каждом змеевике всех пакетов с использованием свободного объема в верхней части конвективной шахты.

Во время испытаний котла ТГМП-1202 было установлено, что увеличение рециркуляции дымо-

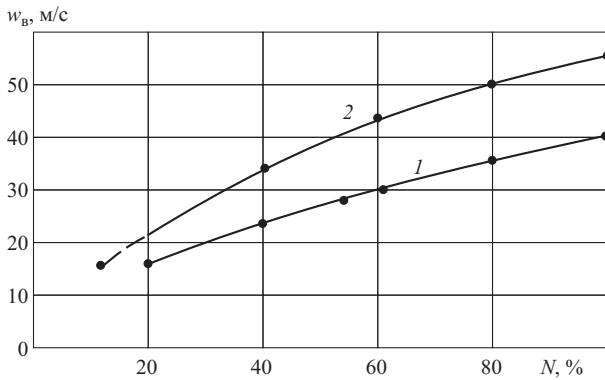


Рис. 1. Графики зависимости выходной скорости воздуха в узком сечении амбразуры горелки до усовершенствования ее конструкции 1 и после усовершенствования 2 при различных относительных электрических нагрузках блока

вых газов на 1,0% приводит к увеличению температуры промперегрева на 1,5°C. Поэтому другим возможным решением обеспечения номинальной температуры промперегрева является повышение степени рециркуляции дымовых газов на 8 – 10% при нагрузке 1200 МВт и на 17 – 20% при нагрузке 800 МВт. При этом потребуются замена дымососов рециркуляции ДРГ-26 × 2-1 на более производительные и высоконапорные машины. Это решение приведет к небольшому увеличению расхода энергии на собственные нужды и увеличению потери тепла с уходящими газами, что вызовет некоторое повышение удельных расходов топлива.

Увеличение тепловой мощности котла типа ТГМП-1202 как при отключении ПВД с сохранением постоянного расхода свежего пара, так и при увеличении расходов свежего и вторичного пара приводит к возрастанию температур дымовых газов по тракту котла. В наиболее сложных температурных условиях работает металл змеевиков пароперегревателей поверхностей нагрева, расположенных первыми по ходу дымовых газов в горизонтальном газоходе котла. Для оценки надежности этих поверхностей нагрева проведен расчетный анализ тепловой эффективности пароперегревателей котла с учетом результатов исследований [2, 3], выполнены расчеты температуры металла стенки для ширм, выходной ступени КПП ВД и выходной ступени КПП НД.

При выборе расчетной модели за основу был принят стандартный расчет котла. Расчеты выполнялись с использованием отлаженного пакета прикладных программ по программному модулю расчета котла типа ТГМП-1202. При использовании нормативного метода расчет топочной камеры выполнялся с таким параметром M , который обеспечивал температуру газов на выходе из топки, близкую к полученной при испытаниях котла. Для проверки представительности расчетной модели были

использованы полученные во время испытаний данные по работе котла в конкретных режимах.

Расчеты показали, что перегрузка котла по теплу не приводит к уменьшению расчетного ресурса в 10^5 ч для ширм и КПП НД-III. В то же время расчетный ресурс работы металла змеевиков КПП ВД-II составляет при постоянной работе с отключением одной группы ПВД 68 000 ч (температура стенки 601°C) и с отключением двух групп ПВД – 52 000 ч (температура стенки 607°C). В связи с этим необходимо регламентировать и прогнозировать длительность работы с отключенными ПВД для оценки влияния этого мероприятия на расчетный ресурс поверхностей нагрева.

Реальные режимы работы оборудования могут существенно отличаться от расчетных и следует ожидать, что ресурс наиболее напряженных элементов котла может оказаться меньше расчетного.

В связи с большой неравномерностью графиков электрической нагрузки высокая степень цикличности их изменения предъявляет особые требования к конструкции энергооборудования, которое должно работать в широком диапазоне нагрузок от 100 до 20%-ной с сохранением показателей надежности. Регулировочные функции энергооборудования, в частности котельных агрегатов, выполняют горелочные устройства. Разработан и внедряется ряд мероприятий, направленных на совершенствование конструкции газомазутных горелок котлов блоков для покрытия полупиковых нагрузок.

Выходная скорость воздуха в узком сечении амбразуры горелки на номинальной нагрузке повышена до 50 – 55 м/с (горелочные устройства предыдущих конструкций имели эту скорость порядка 35 – 40 м/с). Повышение выходной скорости воздуха позволяет эксплуатировать горелку на 20%-ной нагрузке со сравнительно большой скоростью воздуха 22 м/с, как это видно из рис. 1, без снижения качественных характеристик топочного процесса.

Одновременно с повышением скорости воздуха разработаны конструкции газовой части горелок с увеличенными выходными скоростями газа до 170 – 180 м/с на номинальной нагрузке (рис. 2). Это также способствует расширению диапазона регулирования нагрузки с сохранением устойчивости газового факела и качества горения.

Наиболее оптимальной конструкцией газового насадка, как показали испытания, является газовый насадок в форме конуса с углом при вершине 60°.

С целью дальнейшего совершенствования конструкции горелок разрабатываются предложения выполнить газовую часть горелок производительностью свыше 5000 м³/ч по газу двухступенчатой. Это позволит на нагрузке котлов ниже 50%-ной поддерживать высокие скорости газа за счет отклю-

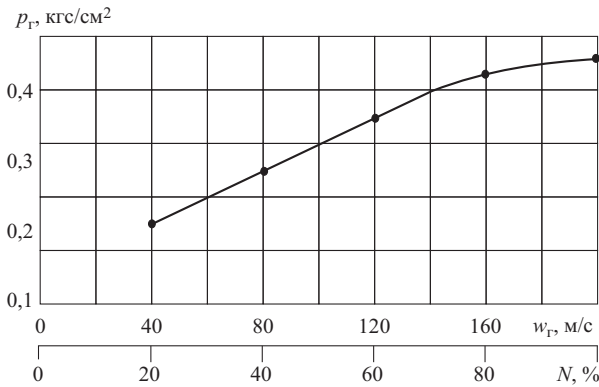


Рис. 2. График зависимости давления газа от его выходной скорости и относительной электрической нагрузки

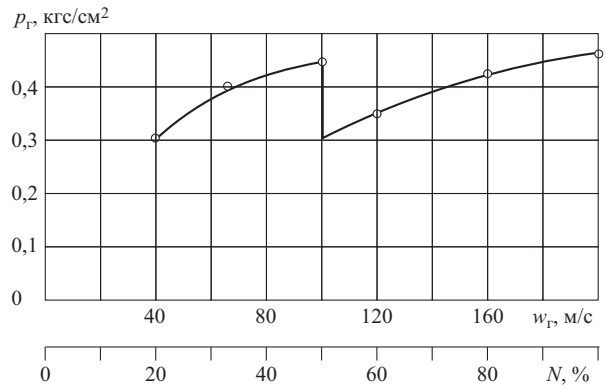


Рис. 3. Регулировочная характеристика двухступенчатой горелки

чения из работы одной из ступеней. Регулировочные характеристики такой газовой горелки приводятся на рис. 3.

При сжигании жидкого топлива (мазута) немаловажную роль играет подбор мазутных форсунок с соответствующим углом раскрытия топливного факела и качеством распыливания во всем диапазоне регулирования. Опытным путем установлено, что наиболее широким диапазоном регулирования обладают паромеханические форсунки по сравнению с форсунками механического распыливания. На рис. 4 показано изменение максимального диаметра капли δ для паромеханической, механической и механической с обратным сливом форсунок. Увеличение удельного расхода пара через паромеханическую форсунку создает предпосылки для сокращения разницы в максимальных диаметрах капель на 100 и 20%-ной нагрузках.

С целью повышения надежности работы экранов топки котла, уменьшения вредных выбросов оксидов азота и регулирования температуры перегретого пара на современных паровых котлах широко применяется рециркуляция дымовых газов в топку котла через горелки. Наиболее эффективна подача газов рециркуляции в зону активного горения. На номинальной нагрузке котла процент подачи газов рециркуляции составляет от 15 до 20%, на минимальной нагрузке – от 60 до 100%.

Надежность котлов СКД зависит от надежности экранных поверхностей нагрева. Экранная система котла ТГМП-1202 блока 1200 МВт на Костромской ГРЭС, спроектированная в начале 70-х годов, когда отсутствовали данные по тепловым неравномерностям и уровням тепловых потоков в топочных камерах мощных котлов, имеет два разъема по высоте топки и четыре хода среды, т.е. весьма трудоемка в изготовлении и монтаже и имеет ограниченные маневренные характеристики.

Если первично мощные блоки СКД создавались для работы в базисном режиме, то сейчас одним из неотъемлемых требований к котлоагрегатам стала работа на частичных нагрузках (наиболее экономичным в этом случае является режим

скользящего давления). При освоении режима скользящего давления на Костромской ГРЭС было отмечено кризисное ухудшение теплоотдачи, приводящее к резкому росту температуры отдельных труб НРЧ-II на 60 – 150°С, что недопустимо по условиям надежной работы испарительных элементов [4].

Наладка и успешная эксплуатация газомазутных блоков 800 и 1200 МВт дали богатый экспериментальный материал, на основе которого появилась возможность рассматривать модернизацию котла ТГМП-1202 с целью упрощения схемы включения экранов, повышения маневренности и уменьшения его металлоемкости. Реконструкция экранов топки может быть вполне оправдана, если учесть, что экраны НРЧ имеют коррозионный износ и потребуют частичной замены.

Перспективные расчетные разработки различных вариантов схем включения экранов топки с точки зрения работоспособности данных схем в расширенном регулировочном диапазоне приведены в [5].

При анализе надежности экранов использовались результаты исследований котлов ТГМП-1202 и ТГМП-204 [6, 7]. На рис. 5 показаны графики изменения воспринятых тепловых потоков по высоте топки в котле ТГМП-1202 и по высоте бокового экрана в котле ТГМП-204. Отсутствие горелок в среднем ярусе привело к существенному снижению воспринятых тепловых потоков на боковых экранах и прилегающих к ним панелях фронтального и заднего экранов котла ТГМП-1202 и увеличению неравномерности тепловосприятия по ширине топки. Установка четырех крайних горелок в среднем ярусе привела бы к улучшению заполнения факелом боковых зон топки и к увеличению тепловой мощности котла.

В исходной схеме включения топочных экранов НРЧ выполнена в два хода с частичным байпасированием НРЧ-I, СРЧ и ВРЧ – каждая в один ход. Экраны топки надежно работают во всем диапазоне нагрузок при СКД и имеют ограничения при работе в режимах скользящего давления. Для

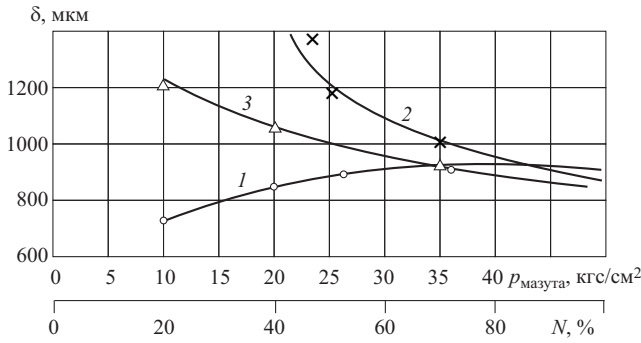


Рис. 4. Графики изменения максимального диаметра капли топлива для форсунок:

1 – паромеханической; 2 – механической; 3 – механической с обратным сливом

возможности работы в расширенном регулировочном диапазоне рассматривалось несколько вариантов схем включения экранов топки: одноходовое включение экранов; трехходовое включение экранов со вторым ходом по всей высоте топки; одно-разъемная компоновка при исполнении СРЧ и ВРЧ в один ход.

Для всех видов схем в режимах работы на СКД проведена проверка температурного режима и гидравлических разверок при $D_{ном}$, $0,3 D_{ном}$, в режимах без ПВД и имитирующих пусковые.

При анализе режимов работы на скользящем давлении проверялись возможности: выполнения равномерной раздачи двухфазной среды; возникновения режимов ухудшенного теплообмена; возникновения межвитковых пульсаций потока рабочей среды.

Оптимальная компоновка экранов топки – включение экранов топки в один ход по всей высо-

те топки. При таком включении упрощается конструкция топки, сводится к минимуму разность температур смежных труб. При реальном тепловосприятии топочных экранов на номинальной нагрузке уровень гидравлических разверок и температур металла не превышает допустимых значений при работе в базовом варианте.

При безразъемном выполнении топочных экранов работа на скользящем давлении не лимитируется задачей двухфазной рабочей среды, однако возможны нарушения температурного режима и возникновение межвитковых пульсаций.

Трехходовая компоновка экранов топки с расположением второго хода по всей высоте топки менее эффективна, чем одноходовая, но более экономична, чем базовая. Для ее осуществления предполагается изготовление экранов из труб диаметром 32/22. Схема работоспособна во всем диапазоне нагрузок при сверхкритическом давлении среды. При работе на скользящем давлении она не дает преимуществ по сравнению с существующим котлом ТГМП-1202.

Компоновка экранов в три хода с одним полным разъемом менее экономична, чем два других рассмотренных варианта, но также работоспособна во всем диапазоне нагрузок на сверхкритических параметрах. Возможность работы на докритических параметрах ограничивается, как и в базисном варианте, задачей среды при снижении давления ниже 150 кгс/см^2 и появлением кризисного ухудшения теплоотдачи.

Проведенный анализ компоновок топочных экранов показал, что только изменением схемы включения и конструкции топочных экранов нельзя обеспечить надежную работу котла в режимах

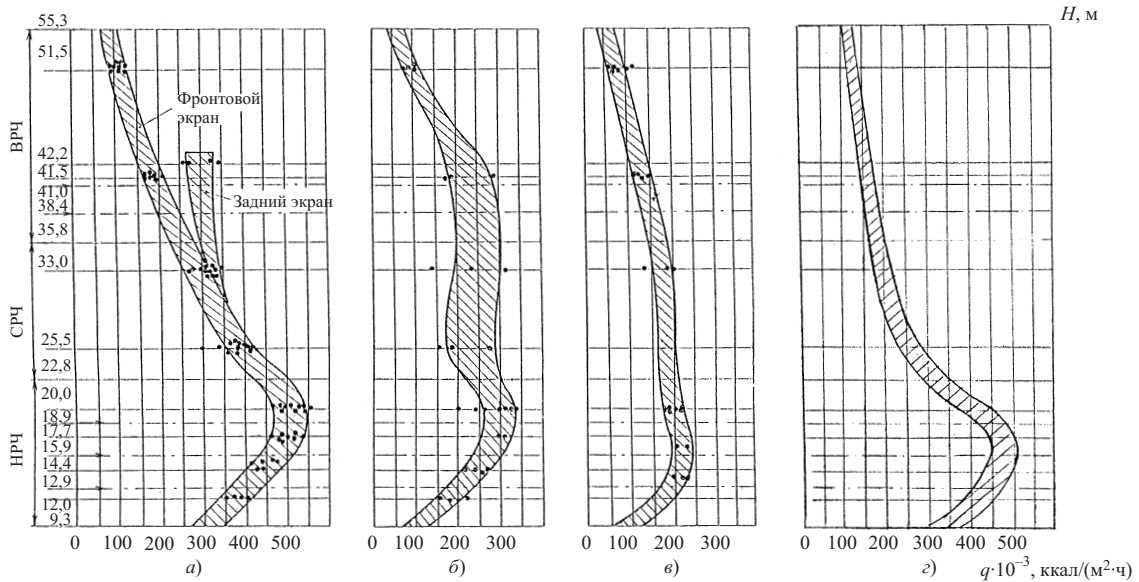


Рис. 5. Графики изменения воспринятых тепловых потоков по высоте топки:

а – фронтальной и задний экраны; б – боковой экран; в – угол топки; г – боковой экран котла ТГМП-204; заштрихована зона разброса экспериментальных данных за длительный период эксплуатации

со скользящим давлением. Необходимы следующие мероприятия:

- применение рециркуляции среды при частичных нагрузках;
- растягивание зоны горения;
- применение в зоне горения экранных труб с внутренним винтовым оребрением.

В базовом варианте включения экранов массовые скорости в НРЧ-I [$2815 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$] выше, чем в НРЧ-II [$2240 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$]. Экраны первого хода НРЧ составляют 19% общей поверхности НРЧ и занимают по две центральные панели на боковых экранах и по одной центральной панели на фронтальном и заднем экранах. Увеличив число панелей НРЧ-I, можно повысить массовые скорости в НРЧ-II, что улучшит маневренные характеристики котла. Исследования, проведенные на котле в период пуска и наладки, показали, что полученные максимальные коэффициенты неравномерности тепловосприятия по ширине и высоте топки совпадают с нормативными [8], а минимальные коэффициенты неравномерности тепловосприятия значительно меньше нормативных, что объясняется отсутствием крайних горелок в среднем ярусе.

Расположение панелей с более низкой температурой среды (НРЧ-I) в зонах высоких тепловых нагрузок имеет смысл, если все панели потока с высокой температурой среды (НРЧ-II) расположены в зонах низких тепловых нагрузок, т.е. отсутствуют значительные неравномерности тепловосприятий между панелями. При расположении элементов одного хода по всему периметру топки (и в центре, и в углах топки) надежность поверхности нагрева определяется надежностью элементов, расположенных в зоне больших тепловых нагрузок.

При параллельном включении элементов с разным тепловосприятием происходит перераспределение расходов рабочей среды в пользу наименее обогреваемых элементов, что увеличивает приращение теплосодержания среды и температуры металла труб в наиболее обогреваемых панелях, т.е. возникает теплогидравлическая разверка между параллельно включенными элементами. Теплогидравлическая разверка между панелями НРЧ-II значительно уменьшится, если поверхности НРЧ-I разместить в углах топки.

Отсутствие опытных данных по температурному режиму горизонтальных и наклонных труб не давало возможности конструкторам выполнить подовый экран открытым без покрытия огнеупорным кирпичом, применение которого “выключает” из работы значительную поверхность нагрева (около 300 м^2), способствует повышению локальных тепловых нагрузок в зоне горения и создает определенные затруднения в обеспечении надежности труб подового экрана в случае аварийных остановов с прекращением питания, так как наличие раскаленной огнеупорной массы может вы-

звать перегрев металла и коробление экрана. Подобные случаи отмечались при эксплуатации котлов ТГМП-324, -344, -804, -1202. Увеличение массовых скоростей в панелях НРЧ-II положительно скажется на работе пода при снятии с него огнеупорного покрытия.

Проведенные в последнее десятилетие на специальном стенде исследования [9] теплообмена и температурного режима трубы $d_{\text{вн}} = 20 \text{ мм}$ в широком диапазоне изменения давлений, тепловых нагрузок и углов наклона трубы к горизонтали позволяют получить значения граничных паросодержаний и критических тепловых потоков применительно к условиям работы открытых подовых экранов котлов на докритическом скользящем давлении рабочей среды.

В настоящее время имеется многолетний опыт работы котлов СКД блоков 300 и 800 МВт с открытым подом, в том числе и на докритическом давлении.

Вывод

В результате проведенных экспериментальных и расчетных исследований и анализа опыта эксплуатации блока мощностью 1200 МВт с котлом ТГМП-1202 выявлены резервы и пути повышения мощности и маневренности блока в расширенном регулировочном диапазоне при обеспечении надежной его работы.

Список литературы

1. *Опыт* эксплуатации турбоустановки типа К-1200-240-3 ЛМЗ / Мишкин Н. А., Куличихин В. В., Хоменок Л. А. и др. – Электрические станции, 1985, № 12.
2. *Конструктивные особенности, опыт освоения и экономичность* турбоустановки К-1200-240-3 в период эксплуатации / Хоменок Л. А., Мишкин Н. А., Розенберг С. Ш. и др. – Тр. ЦКТИ, 1985, № 223.
3. *Ремезов А. Н.* Исследование эксплуатационных характеристик паротурбинной установки К-1200-240-3 АО ЛМЗ на Костромской ГРЭС: Автореф. дис. на соиск.учен. степени канд.техн.наук. Иваново, 1999.
4. *Исследование* и внедрение режимов скользящего давления на котле ТГМП-1202 энергоблока 1200 МВт / Батунов Г. К., Берсенев А. П., Калинин В. М. и др. – Теплоэнергетика, 1985, № 6.
5. *Беляков И. И., Литвинова Л. А., Кветный М. А.* Выполнить расчетный анализ гидравлической надежности экранов котла блоков 1200 МВт, рассчитанного на работу в расширенном регулировочном режиме. – Тр. ЦКТИ, 1988.
6. *Исследование* температурного режима и местных тепловосприятий топочных экранов / Соколов В. В., Беляков И. И. и др. – Тр. ЦКТИ, 1979, № 167.
7. *Тепловосприятие* и температурный режим экранов топки котла ТГМП-1202 / Соколов В. В., Посредник В. А., Беляков И. И., Литвинова Л. А. – Тр. ЦКТИ, 1985, № 223.
8. *Гидравлический расчет* котельных агрегатов. Нормативный метод. М.: Энергия, 1978.
9. *Кризис* теплоотдачи в горизонтальных и наклонных трубах / Генделев В. Г., Беляков И. И., Калинин В. Р. и др. – Теплоэнергетика, 1993, № 9.

Новая технология сжигания бурых углей в топках с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем

Тихонов С. Б., Беломестнов Ю. А., инженеры

ОАО Читаэнерго

Спроектированные на сжигание газа или мазута ТЭС перевести на уголь технически очень трудно, а может, и невозможно, однако существует немало ТЭС, которые были переведены с угля на газ. Возврат к сжиганию твердого топлива для них непростая задача. Топки этих котлов имеют конкретные требования к углю (по условиям шлакования, жидкоплавкого состояния золы или способа пылеприготовления) и в большинстве случаев не приспособлены для сжигания низкосортного топлива.

Подобные проблемы появляются у станций, сжигающих каменные угли в теплонапряженных топках и планирующих сжигать низкосортные бурые угли. Зачастую оказывается, что сжигание низкосортных углей либо невозможно, либо связано с уменьшением производительности котлов на 20–40%. Все заявления о возможности обогащения углей и изменения их технических характеристик пока не имеют никакого практического результата, поскольку обогащенное топливо неконкурентоспособно.

Таким образом, глобальная задача перевода электростанций на сжигание низкосортных углей и снижения доли использования газа и мазута – проблема более чем сложная, а на фоне существующего положения дел со старением основного оборудования практически неразрешимая.

Переход на сжигание низкосортного топлива и перевод газомазутных котлов на сжигание твердого топлива невозможен без принципиально новых топочных устройств. Современные топки должны не только решать указанные проблемы, но и обеспечить жесткие экологические требования к выбросам, быть более экономичными и “всеядными”.

Не секрет, что такие топочные устройства есть, правда, в основном за рубежом – это топки с низкотемпературным кипящим слоем (НТКС). Бурное развитие конструкции топков с НТКС в 70–80-е годы привело к созданию циркулирующего кипящего слоя (ЦКС). За короткий период в мире пущено и эксплуатируется более 250 котлов с ЦКС различной производительности. В 1995 г. во Франции введен в эксплуатацию энергоблок 250 МВт с котлом с ЦКС 700 т/ч.

В России внедрение топков с НТКС затормозилось перестройкой. Единственный крупный котел производительностью 420 т/ч был смонтирован на Барнаульской ТЭЦ-3 (изготовитель ОАО Сибэнерго-маш), но в силу различных причин до настоящего времени пока не работает. В последнее время котлостроительными заводами совместно с отраслевой наукой разработано несколько проектов кот-

лов с ЦКС (250, 500 и 1000 т/ч), однако, к сожалению, все они не имеют внедрения.

Одной из первых энергосистем, рискнувших внедрить топку с НТКС, стало ОАО Читаэнерго. В 1999 г. на Читинской ТЭЦ-2 были объявлены тендерные торги на проект реконструкции слоевого котла ТС-35У производительностью 35 т/ч с переводом его на топку с НТКС. Необходимость реконструкции была вызвана низким КПД слоевых котлов и значительными ремонтными затратами при сжигании харанорского бурого угля марки 2БР ($Q_n^p = 12,48$ МДж/кг; $A^p = 12\%$; $W^p = 39\%$).

В тендерных торгах приняли участие ОАО “Белгородский завод энергетического машиностроения” (г. Белгород) и НИЦ (Научно-исследовательский и проектно-конструкторский центр) ПО Бийскэнерго-маш (г. Барнаул). Решением тендерного комитета единогласно победителем торгов был признан НИЦ ПО Бийскэнерго-маш. Эта организация на сегодня имеет наибольший практический опыт по внедрению топков с НТКС. Совместно с заводом Бийскэнерго-маш они детально отработали технологию сжигания в НТКС на котлах малой производительности в промышленных котельных.

В августе 2000 г. на Читинской ТЭЦ-2 была начата реконструкция котла ст. № 7, а уже в октябре котлоагрегат был сдан в эксплуатацию. Затраты на приобретение оборудования и строительно-монтажные работы составили менее 3 млн. руб. Реконструкция затронула следующие узлы котла (**рисунк**):

изменен профиль нижней части топки. Цепная решетка демонтирована, фронтальной и задней экраны продлены вниз. Боковые стены закрыты тяжелой обмуровкой на высоте от воздухоподогревательной решетки 1 до оси охлаждающих панелей 2, экраны боковых стен остались без изменения;

на воздухоподогревательной решетке приварены колпачки 3 с направленным дутьем для циркуляции материала слоя. Решетка и две трубы слива слоя 4 охлаждаются водой;

для растопки котла в отдельном воздушном коробе под решеткой установлено растопочное устройство 5, состоящее из форсунки, ЗЗУ и завихрителя. Горячие газы, образующиеся при сжигании дизельного топлива, нагревают слой снизу и обеспечивают зажигание подаваемого в топку угля. После устойчивого зажигания угля в слое растопочное устройство отключается;

на фронтальной и задней стене топки установлены сопла острого дутья 6. Воздух, предварительно

подогретый в воздухоподогревателе 7, подается к соплам штатным вентилятором ВД-13,5 8;

для обеспечения ожигения слоя дополнительно установлены два высоконапорных вентилятора ВДН-8,5 × 3000⁹, производительностью 17 тыс. м³/ч и напором 10 кПа;

второй по ходу газов пакет пароперегревателя 10, расположенный в поворотном газоходе, увеличен и полностью заменен;

демонтирован второй по ходу газов куб воздухоподогревателя;

экономайзер котла 11 увеличен на 3,5 петли;

лопатки штатного дымососа Д-15,5 12 наращены, двигатель заменен на более мощный.

Реконструированная топка с НТКС принципиально отличается от традиционных топков подобного типа, а именно:

высокая скорость ожигения (9 – 10 м/с), как у топков с циркулирующим кипящим слоем. За счет интенсивного перемешивания неравномерности температуры и концентрации топлива по площади слоя отсутствуют. Слой выносится в объем топки и, интенсивно охлаждаясь, “стекает” по заднему экрану;

под топку подается только 50 – 60% воздуха, участвующего в горении, остальной воздух подается через сопла. Недостаток воздуха в слое приводит к частичной газификации топлива и двухстадийному горению;

вторичный воздух, подаваемый через фронтальные и задние сопла, образует мощный вертикальный вихрь и способствует дожиганию газов и выносимой мелочи. Половина золы топлива остается в топке.

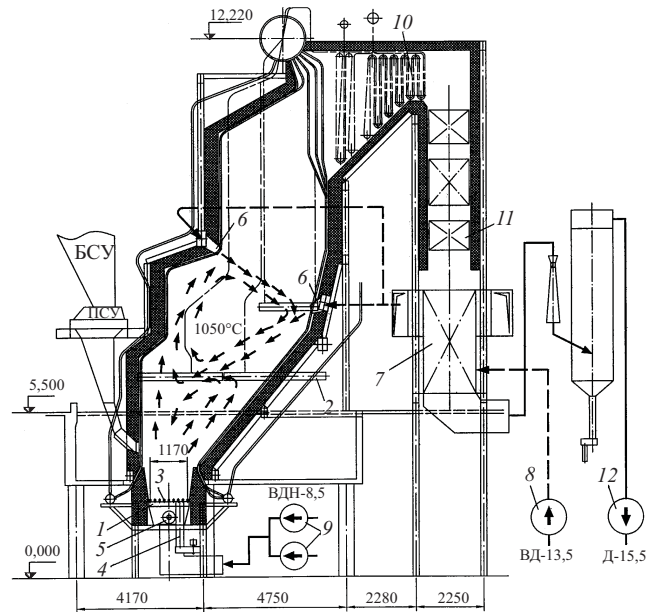
Указанные конструктивные решения позволили значительно улучшить показатели топков с НТКС, в частности:

повысить выжиг топлива без применения дорогостоящих сепарационных устройств и возврата уноса, используемых в котлах с ЦКС. Максимальные потери с механическим недожогом не превышают 2,5%;

расширить предел регулирования температуры перегретого пара за счет интенсификации теплообмена в топке, вызванного вертикальным вихрем;

регулировать температуру слоя с помощью изменения расхода воздуха под решетку без применения погруженных поверхностей нагрева. При переходе в режим газификации температура слоя снижается. Зависимость температуры слоя от расхода воздуха под решетку имеет явно выраженный максимум в точке их стехиометрического соотношения, при увеличении или уменьшении воздуха в слое температура падает. Благодаря этому котел не имеет ограничений по нагрузке из-за высокой температуры слоя;

добиться умеренного износа конвективных поверхностей. Доля уноса золы из топки 45 – 55%; 60 – 70% всего уноса – это “проскок” относительно крупных частиц (100 – 1000 мкм), не попавших



Топка с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем

в вертикальный вихрь, остальное – очень тонкая зола, которая мало влияет на износ. Фактически доля уноса абразивной золы в конвективные поверхности значительно меньше, чем у пылеугольных котлов с твердым шлакоудалением, и практически такая же, как для котлов с топками с ЦКС;

снизить в 2 раза (относительно слоевых и факельных топков) выбросы оксидов азота. За счет двухстадийного горения и низких температур слоя во всем регулировочном диапазоне нагрузок и при любых избытках воздуха в топке максимальная концентрация NO_x не превышает 200 мг/м³;

исключить значительные потери с химическим недожогом. Концентрация окиси углерода за счет дожигания в вертикальном вихре не превышает 100 ppm.

Технические характеристики котла до и после реконструкции приведены далее.

	До реконструкции	После реконструкции
Производительность, т/ч	35	42
Давление перегретого пара, МПа	3,8	3,8
Температура, °С:		
перегретого пара	440	440
питательной воды	105	105
Потери тепла с механическим недожогом	4,5	2,5
КПД котла брутто, %	82	86
Диапазон регулирования нагрузки, %	40 – 100	52 – 100
Избыток воздуха за топкой	1,4	1,3
Температура уходящих газов за ВЗП, °С	175	180

Концентрация CO ppm, не более	4000	100
Концентрация оксидов азота, мг/м ³ , не более	450	200
Расход дизельного топлива на одну растопку, т, не более	-	0,18
Требования к топливу:		
зольность, %	6 – 15	10 – 30
теплотворная способность, МДж/кг (ккал/кг)	Более 12,2 (> 2900)	10,5 – 14,7 (2500 – 3500)
влажность, %	35 – 38	До 40
максимальный размер частиц, мм	До 25	До 25
Требования к материалу слоя:		
размер частиц, мм	-	0 – 6
содержание частиц размером не менее 1 мм, %	-	15
насыпная плотность, кг/м ³	-	1100

Результаты наладочных опытов показали, что максимальная паропроизводительность котла после реконструкции ограничена производительностью дымососа и составляет 44 т/ч. Заполнение топки на нагрузках выше 35 – 38 т/ч улучшается, содержание окиси углерода в газах снижается.

Минимальная нагрузка на котле составила 22 т/ч. Так как заполнение топки начинается снизу, добиться минимально допустимого перегрева пара (425°C) при меньших нагрузках не представляется возможным.

Во всем диапазоне нагрузок котел работает с полностью отключенным пароохладителем, корректировки температуры перегретого пара при изменении нагрузки осуществляются только вторичным воздухом. При увеличении доли вторичного воздуха от 20 до 40% температура перегретого пара снижается на 20°C.

Яркая температура факела, измеренная оптическим пирометром над слоем около 1100°C, на уровне задних сопел – 1040°C. Температура газов за пароперегревателем не более 480°C, что на 150 – 190°C ниже, чем при слоевом сжигании. Относительно низкие температуры в топочной камере и в поворотном газоходе способствуют более надежной работе пароперегревателя и ограждающих поверхностей топки. Поскольку горение происходит при температурах ниже температуры плавления золы, шлакование незкранированных стен топки и поверхностей нагрева отсутствует.

Топочный режим характеризуется высокой стабильностью. Отклонения температуры перегретого пара в стационарном режиме кратковременны и по амплитуде не превышают 1 – 5°C. Перекосов температур по ширине топки и пульсаций нет, устойчивое горение возможно в диапазоне температур слоя от 550 до 1140°C. В зимнее время за счет газификации и прочих внешних условий рабочая температура слоя снижается до 850°C.

В ходе наладочных испытаний выявлено, что минимальные тепловые нагрузки, обеспечивающие саморазогрев слоя, полностью удовлетворяют заданный график растопки котла. Расход угля для поддержания минимальной температуры слоя примерно 1,5 т/ч, что составляет около 15% расхода топлива на котел при номинальной нагрузке.

Растопка котла начинается на дизельном топливе. После устойчивого загорания угля в слое при температуре 500 – 550°C растопочная форсунка отключается, устанавливается минимальный расход топлива и прогрев котла продолжается без постороннего вмешательства в режим горения. Расход дизельного топлива для разогрева слоя при растопке из холодного резерва не более 200 л. После простоя котла менее 6 ч расход дизельного топлива уменьшается вдвое. При простое котла менее 3 ч растопка производится без использования жидкого топлива, при этом уголь зажигается от аккумулированного слоем тепла. Вместо дизельного топлива может использоваться топочный мазут.

В настоящее время котел отработал около 4000 ч в отопительный сезон 2000 – 2001 гг. с нагрузкой 35 – 42 т/ч. Сейчас заканчивается аналогичная реконструкция второго котла. В 2002 г. планируется реконструкция еще двух слоевых котлов Читинской ТЭЦ-2.

Выводы

1. В результате реконструкции удалось получить более надежный и управляемый котел с КПД брутто не менее чем на 4% выше, чем до реконструкции. Надежность, безопасность и экологические характеристики новой топки не только не уступают слоевым и факельным топкам, но и превосходят их.

2. Учитывая простоту конструкции и возможность сжигания любого низкосортного топлива, новое топочное устройство может идеально подойти для проектирования и реконструкции пылеугольных и газомазутных котлов малой и средней мощности. Применение более сложных котлов с ЦКС целесообразно уточнять с помощью технико-экономических расчетов.

3. В связи с планируемым увеличением темпов добычи канско-ачинских углей (до 40 – 42% к концу 2015 г.), а также необходимостью срочного проведения реновации основных фондов ТЭС с целью скорейшего внедрения передовой технологии в производство следует продолжить работы по внедрению котлов с новыми топочными устройствами.

4. Перевод пелеугольных топок на сжигание углей по данной технологии позволит не только экономить жидкое топливо на растопку, но и исключить расход мазута на подсветку факела. Доля мазута, используемого для этих целей, может сократиться на порядок.

25-28 марта 2002г. • Москва, СК «Олимпийский»

7-я Международная выставка
**Энергетика
и энергосбережение**



- производство, передача и распределение электроэнергии
- энергетическое машиностроение
- энергосберегающие технологии и оборудование
- трубопроводы, насосы и арматура
- теплоснабжение
- промышленная энергетика
- электротехническое оборудование
- КИП и автоматика



6-я Международная выставка
**Горное дело
и горное оборудование**

Горные машины и оборудование:

- шахтный и карьерный транспорт
- бурильное оборудование
- проходческое оборудование
- обогатительное оборудование
- КИП и автоматика.

Мобильная связь

ОРГАНИЗАТОРЫ:

ITE
ITE GROUP PLC



АО «Информэнерго»
J/V «InformEnergo»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



Минэнерго РФ
Министерства промышленности,
науки и технологий РФ
Министерства природных
ресурсов РФ
РАО ЕЭС России

В рамках выставок традиционно проводятся технические семинары

ITE LLC Москва тел.: +7 (095) 9357350 • факс: +7 (095) 9357351
E-mail: tek@ite-expo.ru • www.powertek.ru • www.ite-expo.ru

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Области рационального применения линий электропередачи высших классов напряжения переменного и постоянного тока в ЕЭС России¹

Коцеев Л. А., доктор техн. наук, Шлайфштейн В. А., канд. техн. наук

НИИПТ

Техника передачи электроэнергии находится на таком уровне, что позволяет обеспечить ее транспорт на любые расстояния любым родом тока при широком варьировании уровней напряжения. Задача проектирования сводится, как известно, к выбору наиболее экономичного варианта при обеспечении заданных технических характеристик, важнейшими из которых являются пропускные способности линий электропередачи и показатели надежности функционирования энергообъединения.

Основу системообразующей сети ЕЭС России составляют воздушные линии (ВЛ) 330 – 500 – 750 кВ переменного тока. В конце 60-х годов при прогнозировании удвоения установленной мощности электростанций за десятилетие была обоснована целесообразность внедрения следующего класса ВЛ ультравысокого напряжения (УВН), в качестве которого было рекомендовано напряжение 1150 кВ.

В результате многих изменений, произошедших в 80 – 90-х годах, перспективы развития электроэнергетики на ближайшие 10 – 15 лет таковы, что не позволяют рассчитывать на создание условий для массового внедрения ВЛ 1150 кВ, тем более, что транспорт электроэнергии на расстояние более 1000 км относится по современным оценкам, принятым во всем мире, к области применения постоянного тока. Следует отметить также, что в начале 80-х годов практически всеми мировыми исследовательскими центрами были свернуты программы по разработке и внедрению ВЛ переменного тока класса напряжения 1000 кВ. Обусловлено это было в значительной мере тем, что ультравысоковольтное оборудование оказалось недостаточно надежным, а экономические преимущества линий 1000 кВ во всех странах оказались не столь значительными, как это ожидалось ранее.

Известен ряд попыток определить экономически обоснованные зоны применения ВЛ разных напряжений с учетом капитальных затрат в линии и подстанции, ежегодных расходов и сроков окупаемости [1, 2]. Результаты проведенных исследо-

ваний существенно различаются между собой. Так, если в [1] границе экономичного применения ВЛ 1150 кВ при дальности электропередачи 1000 км отвечает переток мощности 1650 МВт, то в [2] этой же границе соответствует переток 3500 МВт. Поскольку указанные результаты приведены без комментариев, трудно судить о причинах столь серьезного их расхождения.

После того, как первая линия электропередачи 1150 кВ Экибастуз – Кокчетав – Кустанай была введена в работу, накоплен некоторый опыт эксплуатации ВЛ этого класса. За последнее время выполнен также значительный объем научно-исследовательских работ, позволивших заметно скорректировать представления о характеристиках ВЛ УВН по сравнению с бытовавшими в период их первоначального обоснования. При этом было, в частности, показано, что пропускная способность мощных протяженных электрических связей переменного тока прежде всего зависит от решения проблемы компенсации их зарядной мощности. На сегодняшний день состояние дел с устройствами компенсации реактивной мощности для ВЛ высших классов напряжения можно характеризовать следующим:

основу устройств компенсации построенных и проектируемых ВЛ высших классов напряжения составляют шунтирующие реакторы (ШР);

практически отсутствуют выключатели-отключатели ШР с достаточным коммутационным ресурсом;

известно мнение специалистов о том, что применение устройств искрового подключения ШР малореально и потому в целях защиты оборудования от перенапряжений в любом режиме требуется сохранение в подключенном состоянии части ШР. В известных проектах ВЛ 1150 кВ это означает запрет на отключение до 70% ШР.

В таких условиях пропускная способность ВЛ УВН при их протяженности 1000 – 1200 км составляет лишь 40 – 50% их натуральной мощности.

В настоящее время московским “Электроставом” ведется разработка регулируемого шунтирующего реактора класса напряжения 500 кВ. В случае успешного завершения этой разработки созда-

¹ В порядке обсуждения. Р е д.

нием аппарата существенно меньшей, чем статического тиристорного компенсатора (СТК) стоимости, проблема ограничения пропускной способности линий электропередачи высших классов напряжения, обусловленная несовершенством устройств компенсации реактивной мощности, будет в значительной степени решена.

Однако решение проблемы компенсации реактивной мощности и увеличение пропускной способности единичной линии электропередачи может в определенном смысле вступить в противоречие с проблемой обеспечения надежности работы энергообъединения, поскольку аварийные отключения несущих большую нагрузку линий могут оказаться недопустимыми в условиях неподготовленной к таким отключениям энергосистемы. И если ограничения пропускной способности, обусловленные условиями компенсации реактивной мощности, в равной степени относились как к ВЛ 1150 кВ, так и к ВЛ 500 кВ, то надежность ограничения, обусловленные снижениями пропускной способности связи при отказах единичного элемента, относятся в основном к одноцепным связям ультравысокого напряжения, причем наличие таких ограничений может оказать существенное влияние на области рационального применения линий электропередачи разных типов и классов напряжения.

При разделении областей рационального применения линий электропередачи переменного и постоянного тока принято в качестве основного показателя пользоваться значением “критической длины” линии электропередачи, при которой использование переменного и постоянного тока для транспорта электроэнергии равноэкономично. Количественные значения этого показателя неоднократно определялись в работах зарубежных (обычно под эгидой СИГРЭ) и отечественных авторов. При этом отмечалось, что “критическая длина” зависит от конкретных условий трассы линии, а потому не является однозначной и определяется в некотором диапазоне. Кроме того, представление о “критической длине” изменялось по мере развития техники электропередачи переменным и постоянным током, а также в связи с учетом дополнительных влияющих факторов, прежде всего – фактора надежности и ужесточения экологических требований к объектам электроэнергетики.

При выборе рода тока наряду с протяженностью линии учитываются и многие другие конкретные обстоятельства. При этом в ряде случаев оказывается целесообразным использовать ППТ при длине линии, существенно меньшей “критической”. Более того, около половины объектов постоянного тока имеют вообще нулевую длину линии – так называемые, вставки постоянного тока (ВПТ). Однако в данной статье рассматриваются именно дальние мощные электропередачи, для которых определяющим при выборе рода тока явля-

ется прежде всего объем капиталовложений при заданных исходных параметрах передаваемой мощности, энергии и протяженности линии. При этом оценивается влияние на принимаемые решения фактора надежности.

Для США и стран Западной Европы “критическая длина” обычно называется на уровне 600 – 1000 км. В [3] отмечается, что для передачи больших мощностей постоянный ток, безусловно, выгоден при расстояниях свыше 1000 км. Этот вывод подтвержден и в [4], где приведена область рационального применения передачи постоянного и переменного тока различной мощности, протяженности и класса напряжения, из которой также следует, что для передачи электроэнергии применение постоянного тока становится, безусловно, оправданным при протяженности линии порядка 1000 км. В связи с технологическими успехами в производстве оборудования, с одной стороны, и ужесточением экологических требований, с другой, – в последние годы в качестве максимального значения “критической длины” называется 800 км и ниже.

Работы этого направления в СССР в 70 – 80-х годах проводились в ЭСП, ВЭИ, НИИПТ и других организациях сопоставлением, как правило, ППТ ± 750 и ВЛ 1150 кВ, при этом “критическая длина” оценивалась величинами от 1600 до 2400 км ([5] и доклад Соколова Н. Н. (ВЭИ) на Всесоюзной научно-технической конференции 29/IX – 2/X 1981 г.). Одной из основных причин столь различных значений “критической длины” следует считать то обстоятельство, что стоимость новой техники, в данном случае – оборудования преобразовательных подстанций в условиях “закрытой” экономики СССР – оказывалась относительно более высокой по сравнению с удельной стоимостью воздушной линии. Кроме того, в [5] и работах ВЭИ не учитывались разная степень надежности сопоставляемых вариантов электропередачи и дополнительные преимущества ППТ, обусловленные возможностью использования их регулировочных характеристик.

В данной статье на основе анализа обобщенных характеристик линий электропередачи протяженностью 500 – 2000 км определяются области рационального применения передачи переменного и постоянного тока для транспорта электроэнергии в условиях ЕЭС России с учетом фактора надежности и современных стоимостных показателей сопоставляемых объектов.

Методика проведения сопоставительных расчетов и исходные расчетные данные. В качестве объектов исследования рассматривались одноцепные и многоцепные электропередачи переменного тока традиционной конструкции классов напряжения 500, 750, 1150 кВ и биполярная передача постоянного тока мощностью 3000 МВт. Ис-

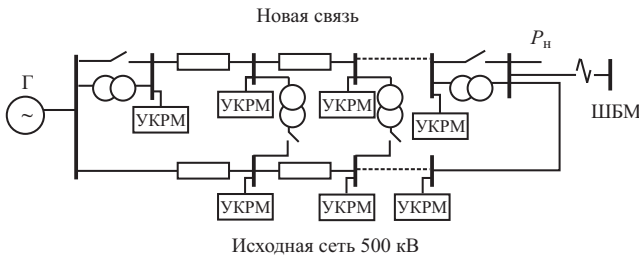


Рис. 1. Расчетная схема межсистемной связи на переменном токе

следование проводилось применительно к расчетной схеме условной межсистемной связи, показанной на рис. 1 и включающей, помимо сопоставляемых линий, исходную систему линий электропередачи, представленную двумя-четырьмя ВЛ 500 кВ*.

Передача электроэнергии осуществляется от эквивалентного генератора G передающей энергосистемы к нагрузке P_n , отделенной от шин бесконечной мощности эквивалентной реактивностью $x_{экр}$, ограничивающей мощность короткого замыкания на шинах нагрузки величиной $13\,500\text{ МВ} \cdot \text{А}$. Протяженность системы линий электропередачи, составляющих условную межсистемную связь (в дальнейшем – связь), варьируется изменением числа участков, длина каждого из которых принята равной 500 км. В вариантах усиления связи линиями 750 или 1150 кВ на конечных и промежуточных подстанциях предусматривается установка согласующих автотрансформаторов соответственно 750/500 либо 1150/500 кВ. На конечных и промежуточных подстанциях предусматривается также возможность установки устройств компенсации реактивной мощности УКРМ в виде ШР, СТК, управляемых реакторов (УР) и коммутируемых конденсаторных батарей.

При определении областей рационального применения различных линий электропередачи компенсация реактивной мощности как сопоставляемых линий электропередачи, так и образующих исходную систему линий 500 кВ рассматривалась с использованием следующих вариантов УКРМ:

- 1 – только некоммутируемые ШР;
- 2 – коммутируемые ШР;
- 3 – установка по одному ШР по концам каждого из 500-километровых участков ВЛ в сочетании с регулируемыми устройствами компенсации реактивной мощности индуктивного типа;
- 4 – только регулируемые устройства компенсации индуктивного типа (СТК или УР);
- 5, 6 – сочетание регулируемых устройств компенсации индуктивного типа с установкой конденсаторных батарей, мощность каждой из которых

равна в варианте 5 мощности одного УР, в варианте 6 – мощности трех УР.

На основе расчета пропускных способностей, капитальных затрат и эксплуатационных расходов, включая потери электроэнергии, по каждому из вариантов сопоставляемых линий электропередачи в составе связи определялись удельные дисконтированные затраты, рассматриваемые в качестве критерия для оценки предпочтительности того или иного варианта для транспорта заданной мощности на заданное расстояние.

В качестве исходных стоимостных показателей принимались данные, используемые в проектной практике. Исключение составляет удельная стоимость преобразовательных подстанций ППТ. Ранее в качестве этого показателя в проектных работах обычно использовался показатель, заимствованный из технического проекта ППТ $\pm 750\text{ кВ}$ Экибастуз – Центр – 40 руб/кВт (в ценах 1984 г.), или примерно 80 дол/кВт. В соответствии с современными представлениями этот показатель для мощных преобразовательных подстанций составляет 50 дол/кВт, это значение и использовано в расчетах.

В качестве условного показателя надежности принята величина ΔP предельно допустимого снижения пропускной способности в определенном сечении межсистемной связи при расчетных аварийных возмущениях. Выбор расчетного значения ΔP определяется условиями рассматриваемой энергосистемы и возможностями организации противоаварийной автоматики. В данной работе рассмотрены следующие ступени допустимых снижений пропускной способности: 1000, 2000 и 3000 МВт. Эти значения, в конечном счете, характеризуют объем противоаварийных управляющих воздействий, требуемых для сохранения устойчивости параллельной работы при расчетном аварийном возмущении.

При выборе расчетных аварийных возмущений при сопоставлении альтернативных вариантов электропередачи переменного и постоянного тока принимались в расчет следующие соображения. Основным видом аварийных возмущений со стороны линий электропередачи переменного тока является аварийное отключение одного из участков линии. Повреждаемость ВЛ 500 кВ оценивается величиной 0,52 1/год на 100 км линии, ВЛ 1150 кВ – 0,36 1/год. В тех случаях, когда первичное возмущение связано с опасностью нарушения устойчивости, предполагается работа автоматики предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). В случае отказа этой автоматики может иметь место развитие аварии, приводящее к существенному утяжелению исходного возмущения. В связи со сложностью отображения процессов развития аварии, а также с малой вероятностью отказов АПНУ, которая по данным [6] оценивается ве-

* Линии 750 кВ, как правило, не включаются параллельно сети 500 кВ, и в данной работе такой вариант наложения ВЛ этих классов напряжения рассматривался для общности.

личиною 0,08, в качестве единственного расчетного вида возмущения для сети переменного тока в данной статье принимается отключение участка линии.

Возмущениями, генерируемыми ППТ, являются аварийная потеря полупеи либо ППТ в целом. Последнее может быть следствием падения опоры.

Современный уровень надежности линии и оборудования ППТ [7], подтвержденный в части преобразовательных подстанций опытом работы Выборгской преобразовательной подстанции, позволяет оценить суммарное число отказов одной полупеи биполярной ППТ протяженностью 2000 км на уровне 15 – 20 раз/год.

Интенсивность возмущений, определяемая аварийным снижением пропускной способности связи при отключении полупеи ППТ с учетом располагаемой 30%-ной форсировочной способности неповрежденной полупеи, может быть определена как

$$P_v = (P_{\text{тек}} - P_{\text{шт.ф}}),$$

где $P_{\text{тек}}$ – текущая мощность ППТ в предаварийном режиме, МВт; $P_{\text{шт.ф}}$ – форсированная мощность неповрежденной полупеи, МВт.

Из этого выражения следует, во-первых, что при мощности ППТ, равной 3000 МВт, снижение пропускной способности связи не превышает 1000 МВт; во-вторых, при загрузке ППТ до 2000 МВт отключение полупеи вообще не приводит к необходимости каких-либо управляющих воздействий для обеспечения устойчивости связи.

Это означает, что при равновероятной загрузке ППТ в диапазоне мощностей от 1000 до 3000 МВт половина отказов полупеи не будет сопровождаться появлением сбросов мощности, вторая половина создает 4 – 5 сбросов мощности до 500 МВт и еще столько же до 1000 МВт.

Вероятность отключения ППТ в целом оценивается величиной 0,016 1/год на 100 км линии и, очевидно, не превышает вероятности возникновения случаев развития аварии из-за отказа АПНУ в альтернативном варианте ВЛ переменного тока.

С учетом этого обстоятельства в данной работе сопоставимыми по условиям надежности полагаются варианты, для которых не только являются равными значения ΔP по условиям расчетных аварийных возмущений, но и примерно равными предполагаются характеристики при более тяжелых (двойных) отказах – отказах противоаварийной автоматики в случае ВЛ переменного тока и одновременном отключении двух полупеи в случае ППТ.

В качестве расчетных возмущений при сопоставительной оценке фактора надежности принимаются:

для ВЛ переменного тока – отключение одного из участков линии;

для ППТ – отключение полупеи передачи.

Определение областей рационального применения ВЛ переменного тока высших классов напряжения. В табл. 1 приведены результаты расчетов пропускных способностей собственно сопоставляемых линий электропередачи (без учета исходной системы линий 500 кВ). Варианты линий в табл. 1 характеризуются тремя последовательными числами (например, 500-2-3), первое из которых обозначает класс напряжения вновь вводимой ВЛ, второе – число цепей этой ВЛ, третье – число 500-километровых участков. В качестве пропускной способности принимается предельное по условиям статической устойчивости с 20%-ным запасом значение мощности со стороны приемной системы.

Полученные результаты дают представление о влиянии способа компенсации реактивной мощности и протяженности ВЛ на ее пропускную способность. С ростом протяженности пропускная способность снижается вначале весьма интенсивно, затем – все в меньшей степени. Этот результат в значительной мере является следствием условности принятой расчетной схемы, предполагающей замещение энергосистем шинами бесконечной мощности. По мере увеличения протяженности ВЛ эти особенности схемы проявляются все в меньшей степени.

Наиболее сильная зависимость пропускной способности ВЛ от ее длины характерна для случаев компенсации реактивной мощности шунтирующими реакторами. В случае компенсации регулируемыми устройствами при длине ВЛ свыше 1000 км влияние протяженности линии на ее пропускную способность практически не проявляется. Снижение пропускной способности определяется в основном ростом потерь.

Характеристики надежности исследовались в полной схеме связи, включающей сопоставляемые ВЛ. В табл. 2 представлены расчетные значения снижений пропускной способности связи при отключении одного из участков сопоставляемых ВЛ, причем приведены данные только по ВЛ 750 и 1150 кВ, так как отключение участка ВЛ 500 кВ во всех случаях не приводит к снижению пропускной способности, выходящему за рамки минимально допустимого из принятых значений $\Delta P = 1000$ МВт.

Как следует из данных табл. 2, уровни снижения пропускной способности связи, усиленной дополнительной ВЛ 750 кВ, во всех случаях, за исключением варианта одноцепной линии длиной 500 км, укладываются даже в самые жесткие из сформулированных ранее требований к надежности ($\Delta P < 1000$ МВт), т.е. учет требований по условиям надежности практически не приводит к кор-

ректировке границ областей рационального применения линий 750 кВ. Тем более это относится к ВЛ 500 кВ.

Иначе обстоит дело с линиями 1150 кВ. В этом случае при аварийном отключении участка единственной в схеме линии этого класса снижение пропускной способности во всех случаях превышает 1000 МВт, в отдельных случаях – даже 3000 МВт. Таким образом, приходится ограничивать исходную загрузку связи по условиям надежности.

Так, ВЛ 1150 кВ длиной 1500 км (1150-1-3), оснащенная устройствами компенсации в соответствии с вариантом 3 и работающая параллельно с двумя ВЛ 500 кВ, для того, чтобы удовлетворить наиболее жесткому из требований к надежности ($\Delta P < 1000$ МВт), должна работать в исходном режиме с нагрузкой, не превышающей [$P_{\text{доп}} - (1838 - 1000)$] МВт. Принимая во внимание, что в соответствии с данными табл. 1 $P_{\text{доп}}$ указанной ВЛ составляет 2825 МВт, исходная нагруз-

ка ВЛ в этом случае не должна превышать примерно 2000 МВт. Таким образом, пропускная способность ВЛ остается недоиспользованной и составляет не более 40% ее натуральной мощности.

Обращает на себя внимание все большее ограничение допустимой загрузки связи по сравнению с ее пропускной способностью при переходе к более эффективной системе компенсации реактивной мощности ВЛ, в частности, с помощью управляемых реакторов, что в значительной степени снижает эффект повышения пропускной способности ВЛ 1150 кВ, обусловленный переходом к использованию УР. Действительно, если в соответствии с данными табл. 1 замена варианта 3 компенсации реактивной мощности на вариант 4 создает для ВЛ 1150-1-3 приращение пропускной способности 1300 МВт, то при ограничении максимального сброса мощности величиной 1000 МВт допустимая нагрузка ВЛ при использовании УКРМ по варианту 4 в соответствии с дан-

Таблица 1

Значения пропускных способностей сопоставляемых линий электропередачи, МВт

Вид связи	Вариант УКРМ					
	1	2	3	4	5	6
500-1-1	1178	1178	1165	1178	1188	1210
500-1-2	642	689	642	733	783	893
500-1-3	425	475	467	650	725	833
500-1-4	327	374	400	626	696	793
500-2-1	2195	2195	2155	2195	2213	2253
500-2-2	1228	1377	1228	1423	1481	1611
500-2-3	825	958	908	1300	1392	1525
500-2-4	627	735	781	1251	1327	1447
500-3-1	3121	3121	3041	3121	3145	3195
500-3-2	1755	1973	1772	2088	2154	2298
500-3-3	1200	1408	1333	1950	2042	2192
500-3-4	913	1075	1155	1879	1954	2086
500-4-1	3991	3991	3868	3991	4019	4079
500-4-2	2271	2590	2287	2737	2810	2966
500-4-3	1589	1862	1748	2597	2748	2858
500-4-4	1215	1434	1520	2504	2683	2721
750-1-1	2105	2162	2078	2162	2229	2374
750-1-2	1291	1481	1418	1668	1853	2151
750-1-3	855	945	1278	1638	1823	2057
750-1-4	681	774	1183	1608	1759	1971
750-2-1	3818	3964	3763	3964	4051	4237
750-2-2	2277	2603	2594	3209	3429	3883
750-2-3	1603	1869	2411	3207	3461	3779
750-2-4	1280	1453	2338	3202	3378	3638
1150-1-1	4473	4855	4552	4855	5090	5633
1150-1-2	2647	2952	3105	4220	4663	5433
1150-1-3	1783	1967	2825	4125	4650	5283
1150-1-4	1365	1544	2823	4122	4571	5148

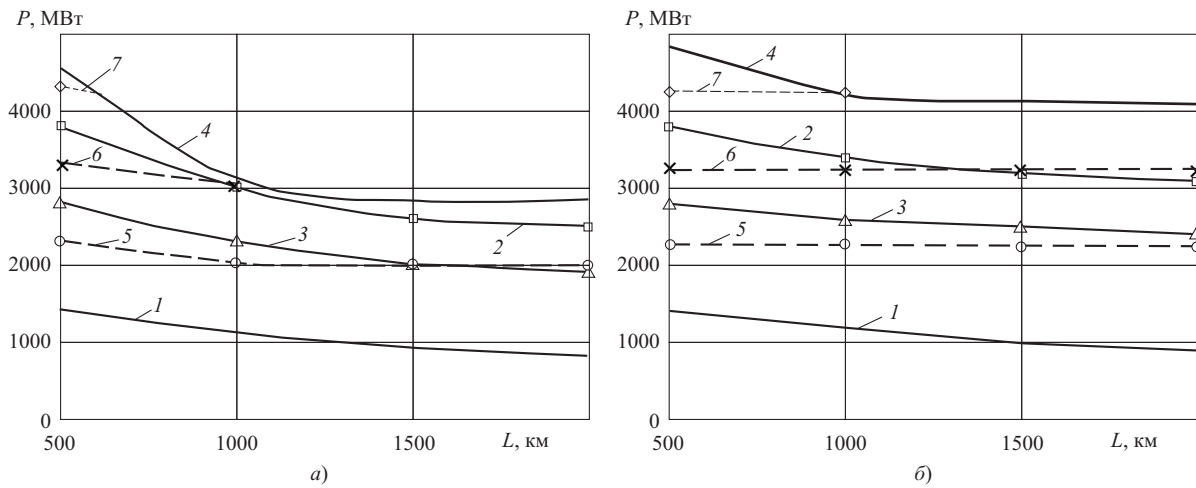


Рис. 2. Границы областей рационального применения ВЛ переменного тока 500, 750 и 1150 кВ:

а – вариант 3 компенсации реактивной мощности ВЛ; *б* – вариант 4 компенсации реактивной мощности ВЛ; *1* – ВЛ 500 и 750 кВ; *2* – ВЛ 750 и 1150 кВ; *3* – ВЛ 500 и 1150 кВ; *4* – $P_{\text{доп}}$ ВЛ 1150 кВ по устойчивости; *5, 6, 7* – $P_{\text{доп}}$ ВЛ 1150 кВ по надежности соответственно при $\Delta P < 1000$ МВт, $\Delta P < 2000$ МВт, $\Delta P < 3000$ МВт

ными табл. 2 составит $[4125 - (2865 - 1000)] = 2260$ МВт, что лишь на 260 МВт больше, чем при компенсации реактивной мощности по варианту 3.

На рис. 2 для схемы с двумя шунтирующими ВЛ 500 кВ применительно к вариантам 3 (рис. 2, а) и 4 (рис. 2, б) компенсации реактивной мощности ВЛ приведены границы областей рационального применения ВЛ рассмотренных классов напряжения. На рисунке нанесены также огра-

ничения загрузки одноцепной ВЛ 1150 кВ, лимитируемые принятыми расчетными условиями надежности.

Как следует из этого рисунка, области рационального применения ВЛ высших классов напряжения расширяются по мере увеличения протяженности связи, что соответствует известным представлениям. При отсутствии ограничений по условиям надежности ВЛ каждого из рассмотренных классов напряжения имеют свои области ра-

Т а б л и ц а 2

Расчетные значения снижения пропускной способности связи при отключении участка ВЛ

Сопоставляемые ВЛ	Исходная сеть 500 кВ, вариант							
	УКРМ-3				УКРМ-4			
	2 ВЛ 500 кВ		4 ВЛ 500 кВ		2 ВЛ 500 кВ		4 ВЛ 500 кВ	
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	МВт	%
750-1-1	1400	44	1061	28	1495	45	1167	29
750-1-2	714	35	488	22	885	38	698	25
750-1-3	572	31	470	22	872	38	649	24
750-1-4	548	31	460	22	830	37	557	23
750-2-1	742	23	517	17	877	25	657	19
750-2-2	322	18	185	13	563	22	433	17
750-2-3	201	15	40	11	385	18	118	12
750-2-4	192	15	7	10	368	18	144	12
1150-1-1	3238	62	2810	46	3587	65	3185	49
1150-1-2	2065	55	1716	39	2966	62	2571	46
1150-1-3	1838	52	1499	36	2865	60	2398	44
1150-1-4	1830	52	1466	36	2860	60	2371	44
1150-2-1	1845	29	1646	25	2309	32	2114	27
1150-2-2	898	22	778	19	1854	29	1702	25
1150-2-3	546	18	361	14	1038	21	816	17
1150-2-4	527	17	306	14	937	20	712	16

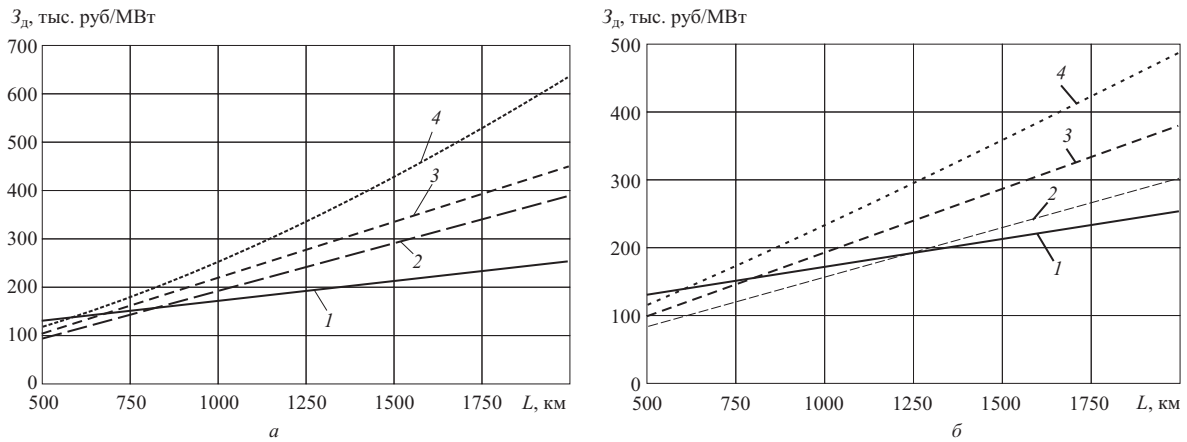


Рис. 3. Границы областей рационального применения передачи переменного и постоянного тока без учета фактора надежности:

a – вариант 3 компенсации реактивной мощности ВЛ; *б* – вариант 4 компенсации реактивной мощности ВЛ; 1 – ППТ; 2 – линия 1150 кВ (одна цепь); 3 – линия 750 кВ (две цепи); 4 – линия 500 кВ (четыре цепи)

ционального применения. Например, разграничению области рационального применения ВЛ 500 и 1150 кВ при протяженности 500 – 1000 км соответствует 2800 – 2300 МВт.

Учет требований надежности резко деформирует полученные области. Так, при введении требования $\Delta P < 1000$ МВт в схеме с двумя шунтирующими ВЛ 500 кВ при обоих рассмотренных вариантах компенсации реактивной мощности ограничения на режим загрузки ВЛ 1150 кВ оказываются настолько сильными, что эти линии не в состоянии конкурировать ни с линиями 500 кВ, ни с линиями 750 кВ. При $\Delta P < 2000$ МВт исключается конкурентоспособность ВЛ 1150 кВ с ВЛ 750 кВ, конкурентоспособность с ВЛ 500 кВ сохраняется, хотя при указанных расстояниях зона применения ВЛ 1150 кВ существенно сужается. И лишь при $\Delta P < 3000$ МВт практически исключается влияние на искомые области условий учета надежности.

Весьма важным представляется и следующий результат. Как следует из сопоставления рис. 2, *a* и *б*, совершенствование устройств компенсации реактивной мощности повышает конкурентоспособность ВЛ 500 кВ. Это обусловлено тем, что при ожидаемых технико-экономических характеристиках УР существенно (на 15 – 20%) снижаются значения удельных дисконтированных затрат по этим ВЛ в максимально допустимых режимах загрузки. Для альтернативного варианта ВЛ 1150 кВ в условиях жестких надежностных ограничений этот эффект отсутствует, поскольку они и при базовом составе устройств компенсации уже достигли максимально допустимой по условиям надежности загрузки.

Усиление шунтирующей сети до четырех цепей ВЛ 500 кВ позволяет без нарушения требований к надежности повысить загрузку ВЛ 1150 кВ,

однако это повышение невелико, оно составляет 350 – 400 МВт.

Следует обратить внимание еще на одно обстоятельство, которое может способствовать дополнительному повышению конкурентоспособности ВЛ 500 кВ. Оно связано с возможностью поэтапного ввода объектов. Выше оценка экономических показателей и определение областей рационального применения линий электропередачи разных классов напряжения проводились на основе сопоставления удельных дисконтированных затрат на их сооружение и эксплуатацию применительно к фиксированным условиям их текущей загрузки. При этом не учитывалась предыстория выхода на этот уровень, которая могла включать на протяжении нескольких лет эксплуатацию ВЛ с меньшим уровнем загрузки, а для многоцепных линий – и с меньшим числом цепей. Оценка указанных факторов была выполнена применительно к следующим условиям: первые *n* лет ВЛ эксплуатируется с половинной загрузкой, затем использует полную свою пропускную способность. Сопоставлялись следующие варианты:

1) строится первоначально одна ВЛ, затем через *n* лет – вторая. Срок сооружения каждой из ВЛ по одному году;

2) строятся одновременно обе ВЛ. Срок сооружения объекта 2 года.

Как показали расчеты, при *n* = 10 последовательное сооружение отдельных ВЛ обеспечивает снижение удельных дисконтированных затрат на 10 – 20%.

Определение “критической длины” линии электропередачи постоянного тока. На рис. 3 построены зависимости минимальных удельных дисконтированных затрат на передачу электроэнергии по альтернативным вариантам линий электропередачи в функции от их протяженности без учета фактора надежности. Сопоставление вы-

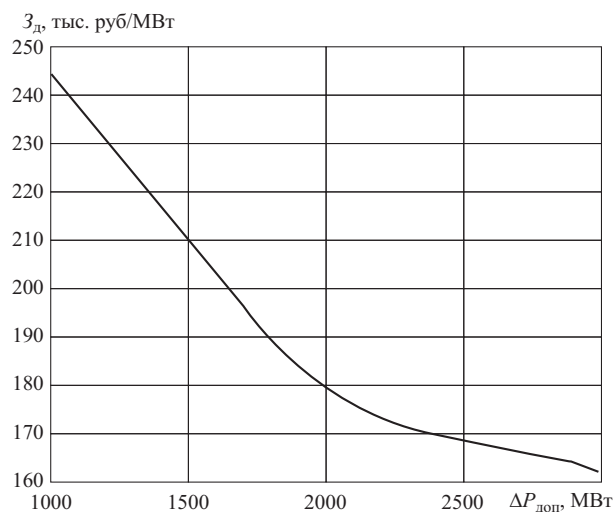


Рис. 4. Влияние фактора надежности на экономические показатели ВЛ 1150 кВ длиной 1000 км

полнялось при двух вариантах УКРМ-3 и УКРМ-4. Пересечение зависимостей удельной стоимости от длины для соответствующих вариантов линий электропередачи переменного и постоянного тока определяет значение “критической длины”. Как видно из рисунка, наилучшими характеристиками из ВЛ переменного тока при рассматриваемых условиях обладает ВЛ 1150 кВ. Соответствующая этим условиям “критическая длина” в зависимости от используемых средств компенсации реактивной мощности ВЛ составляет 800 – 1200 км, что существенно ниже значений, приведенных в [5] и докладе Н. Н. Соколова на конференции в 1981 г. Это различие определяется, прежде всего, принятой в данной работе современной стоимостью преобразовательных подстанций.

Снижение допустимой загрузки ВЛ с учетом фактора надежности приводит к ухудшению ее удельных экономических показателей, что применительно к ВЛ 1150 кВ длиной 1000 км при использовании в качестве УКРМ управляемых реакторов иллюстрируется зависимостью на рис. 4. На основе этой зависимости, а также данных рис. 3 на рис. 5 построена зависимость “критической длины” ППТ при сравнении ее с ВЛ 1150 кВ от принимаемого значения ΔP .

Как следует из рис. 5, зависимость $L_{кр} = f(\Delta P_{доп})$ является достаточно пологой. Тем не менее, при наиболее жестких требованиях по условиям надежности “критическая длина” для рассматриваемой ППТ по сравнению с ВЛ 1150 кВ сокращается до 600 км. Заметим, что это значение ниже, чем граница рационального применения ППТ по сравнению с ВЛ 500 кВ (см. рис. 3, б). Таким образом, введение надежностных ограничений дополнительно сокращает “критическую длину” ППТ и одновременно приводит к замене “конкурента” – теперь “критическая длина” определяется в сопоставлении ППТ с ВЛ 500 кВ.

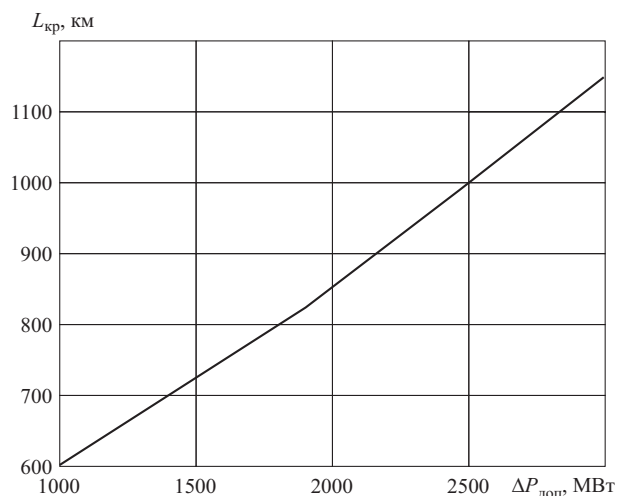


Рис. 5. Влияние фактора надежности на значение “критической длины” ППТ по сравнению с ВЛ 1150 кВ

Определение областей рационального применения линий электропередачи переменного и постоянного тока произведено при стоимостных характеристиках ППТ класса напряжения ± 750 кВ. Вместе с тем, для передачи постоянного тока такой мощности и протяженности могут быть использованы и более низкие классы напряжения, например, ± 600 , ± 500 кВ. В этой связи представляет интерес оценить, в какой степени переход к использованию этих уровней выпрямленного напряжения деформирует полученные выше области рационального применения ППТ.

В одном из докладов [8] на симпозиуме СИГРЭ в Бостоне по взаимодействию и сравнению систем передачи электроэнергии постоянным и переменным током (сентябрь, 1987 г.) отмечается, что повышение напряжения преобразовательных подстанций ППТ увеличивает их удельные стоимости. Особенно это относится к напряжению на стороне постоянного тока, рост которого от ± 250 до ± 500 кВ удорожает подстанцию на 20%. Влияние повышения напряжения на стороне переменного тока сказывается в меньшей степени. Указывается, в частности, что повышение напряжения на стороне переменного тока с 220 до 500 кВ увеличивает удельную стоимость подстанции лишь на 3%.

Указанная информация дает основание предполагать, что снижение класса напряжения ППТ с ± 750 до $\pm 500 - 600$ кВ может обеспечить некоторый положительный экономический эффект в части стоимостных характеристик подстанций. Вместе с тем, снижение напряжения ППТ может привести к некоторому ухудшению экономических показателей ее линейной части (с учетом потерь).

Очевидно, для коротких линий, в суммарных дисконтированных затратах которых превалирует подстанционная составляющая, в наибольшей степени проявится первая из названных тенденций,

для длинных – вторая. Это обстоятельство учитывается при выборе класса напряжения конкретных ППТ. Однако влияние класса напряжения мощной ППТ, выбранного на основе оптимизационных расчетов, на “критическую длину” находится, как правило, в пределах точности расчетов, поэтому полученные результаты сопоставления можно считать практически нечувствительными к классу напряжения ППТ в диапазоне $\pm (500 - 750)$ кВ.

Приведенные результаты получены при удельной стоимости подстанций ППТ, принятой на основании современных данных отечественной электропромышленности. При увеличении расчетных значений удельной стоимости до принимавшихся в [5] и работах ВЭИ на этапах проектирования ППТ Экибастуз – Центр “критическая длина” возрастает на 200 – 300 км.

В то же время полученные результаты относятся к условиям обжитых районов европейской части России. При отнесении этих результатов к более тяжелым условиям северных и восточных регионов, что представляется актуальным при рассмотрении проблемы дальней электропередачи, “критическая длина” снижается до 600 – 800 км в результате изменения соотношения затрат на сооружение подстанций и линии.

Очевидно, что в конечном счете выбор класса напряжения и рода тока электропередачи в каждом конкретном случае определяется на основании непосредственного технико-экономического сопоставления вариантов, а приведенные в данной статье результаты дают лишь некоторую обобщенную характеристику. Вместе с тем, такого рода данные позволяют получить оценку перспективности использования дальних линий электропередачи переменного и постоянного тока в ЕЭС России, по крайней мере, в обозримой перспективе 10 – 15 лет, что в свою очередь имеет большое значение с точки зрения ориентировки проектных организаций и предприятий электротехнической промышленности.

Выводы

1. ВЛ 1150 кВ уступают альтернативным вариантам ВЛ переменного тока 500 и 750 кВ, так как обладают значительно худшей структурной совме-

стимостью с системообразующей сетью ЕЭС России. В обозримой перспективе не удастся обеспечить требуемый уровень надежности при загрузке ВЛ 1150 кВ, оправдывающей затраты на их сооружение.

2. При современных стоимостных показателях оборудования и современном уровне компенсации реактивной мощности ВЛ переменного тока в зоне практически приемлемых показателей надежности использование передачи постоянного тока для дальнего транспорта электроэнергии становится экономически эффективным при расстояниях 800 – 1000 км.

3. Совершенствование устройств компенсации реактивной мощности ВЛ переменного тока способствует повышению их конкурентоспособности по сравнению с ППТ. Однако в обозримой перспективе достигаемое за счет совершенствования устройств компенсации повышение пропускной способности ВЛ УВН переменного тока вступает в противоречие с требованиями надежности энергообъединения и не оказывает в итоге заметного влияния на “критическую длину” линии, при которой предпочтительно использование ППТ.

Список литературы

1. *Справочник по проектированию электроэнергетических систем*. М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. *Волькенгау И. М., Зейлигер А. Н., Хабачев Л. Д.* Экономика формирования электроэнергетических систем. М.: Энергия, 1981.
3. *Сводный доклад по секции № 5. Симпозиум СИГРЭ*, Бостон, 1987.
4. *High Voltage Direct Current (HVDC), Workshop. Notebook Summary of presentation material pertinent to upgrading DC transmission*. May 6 – 8, 1992, Portland.
5. *Технико-экономическая эффективность системообразующей сети постоянного тока / Галанов В. И., Зейлигер А. Н., Иванов В. Ф., Кошечев Л. А.* – Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт, 1987, № 6.
6. *Семенов В. А., Савалов С. А., Черня Г. А.* Основные вопросы надежности ЕЭС СССР. – В сб.: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Иркутск, 1980, вып. 20.
7. *Ивакин В. Н., Сысоева Н. Г., Худяков В. В.* Электропередачи и вставки постоянного тока и статические тиристорные компенсаторы. М.: Энергоатомиздат, 1993.
8. *Лонг У. Ф., Стоуэлл Д. П.* Сравнение стоимости и преимуществ передач постоянного и переменного тока. Симпозиум СИГРЭ, 1987.

О повышении надежности определения мест повреждения на ВЛ 110 – 220 кВ и рациональном размещении фиксирующих приборов

Апанасов В. В., Баланцев А. Р., кандидаты техн. наук, Баланцев Г. А., Надеин В. Ф., инженеры

Архангельский государственный технический университет – ОАО Архэнерго

Обзор научных публикаций, посвященных определению мест повреждения на линиях электропередачи, за последние более чем два десятка лет свидетельствует о том, что несмотря на значительное число исследований и большой интерес к теме единого подхода к решению задачи на сегодняшний день не существует. Это нашло подтверждение и в ходе последних дискуссий в сентябре 2000 г. на конференции энергетиков в Москве и в октябре на семинаре в С.-Петербурге, специально посвященном этому вопросу. В разное время авторами различных по своему принципу подходов высказывалась идея о недостаточном использовании дополнительной информации, которая могла бы повысить точность и надежность результата [1]. К последней можно отнести показания фиксирующих приборов в узлах, не прилежащих непосредственно к поврежденной линии.

Исследования, проведенные за последние полтора года на кафедре электроснабжения промышленных предприятий Архангельского государственного технического университета совместно со службой РЗА ОАО Архэнерго, имели цель восполнить указанный недостаток. Предполагалось выяснить возможность применения статистических приемов анализа на основе большего, чем в традиционных методах, числа показаний фиксирующих приборов. Основные характеристики такого подхода включают:

1. Централизованную обработку показаний фиксирующих приборов.
2. Достаточно точное отображение топологии системы и параметров режима.
3. Прямой учет переходного сопротивления дуги в месте короткого замыкания.
4. Возможность использования большого числа исходных данных. Имеются в виду показания приборов не только на аварийной, но и на других линиях.

По мнению авторов, вычислительная программа определения места повреждения (ОМП), реализующая такой подход, способна обеспечить некоторое повышение надежности результата. Предполагается получение дополнительной информации о характере повреждения (значение переходного сопротивления дуги в месте короткого замыкания). Программа может быть хорошим инструментом для решения вопроса о рациональном

размещении фиксирующих приборов. На ее основе возможны системный анализ минимально необходимого числа фиксирующих приборов и оптимизация мест их размещения.

Далее приведены основы расчетного алгоритма, состоящего из следующих частей:

- эквивалентирование схемы замещения;
- распознавание типа повреждения на ВЛ;
- поиск места повреждения со статистическим анализом достоверности и указанием рекомендуемой зоны обхода.

Первая часть – эквивалентирование – решается на основе стандартных методов и приемов теории электрических цепей. В качестве теоретической основы для распознавания типа повреждения были приняты известные соотношения между симметричными составляющими токов при различных видах повреждений [2]. Исходными данными для определения типа повреждения взяты токи I_1 , I_2 и I_0 (прямой, обратной и нулевой последовательностей, зафиксированные различными приборами). Для анализа использовались показания приборов в двух узлах, прилежащих к поврежденной линии. Этот алгоритм был проверен путем проведения более чем 150 расчетов КЗ различного типа. Во всех случаях описанный алгоритм правильно распознал характер повреждения.

Метод определения мест КЗ основан на статистически-вероятностной обработке показаний фиксирующих приборов. Суть его состоит в следующем.

1. Организуется перебор с некоторым шагом сопротивления электрической дуги r_d в месте повреждения (в пределах от нуля до некоторого максимально возможного значения) и расстояния до места повреждения (в пределах длины аварийной линии).

2. При заданном значении r_d для каждого расстояния вычисляются значения токов и напряжений симметричных составляющих в тех узлах электрической цепи, для которых известны аналогичные величины, измеренные фиксирующими приборами. Расчет режима выполняется многократно, поэтому он производится не для полной схемы замещения, а для эквивалентной, в которую включено необходимое (для конкретной аварийной ситуации) число узлов.

3. Определяются расстояния l_i , при которых совпадают соответствующие расчетные и измеренные величины. Достаточное количество данных, полученных на модели системы, убедительно показало, что при случайном характере ошибок в исходных данных вероятностное распределение ошибок в определении МП соответствует нормальному (Гауссовому) закону распределения, т.е.

$$\frac{\sum \varepsilon_i^2}{n-1} \approx \sqrt{\frac{\pi}{2}} \frac{\sum \varepsilon_i}{\sqrt{n(n-1)}},$$

где ε_i – отклонение отдельного результата l_i от среднего значения.

4. Осуществляется разбиение массива величин l_i на группы. Значения расстояний l_i формируют треугольную матрицу D размерностью $(n-1)(n-1)$

$$D = \begin{bmatrix} \cdot & D_{12} & D_{13} & D_{14} & \dots & D_{1n} \\ \cdot & \cdot & D_{23} & D_{24} & \dots & D_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & D_{34} & \dots & D_{3n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \dots & D_{4n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \dots & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & D_{n-2,n-1} & \dots & D_{n-2,n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \dots & D_{n-1,n} \end{bmatrix},$$

где n – число найденных расстояний.

Элемент матрицы D_{ij} находится как модуль разности i -го и j -го расстояний, отнесенный к длине линии. Выделяются те из них, которые менее 0,075. Значение константы не обосновано теоретически. Оно уточнялось в ходе многочисленных расчетов мест повреждений и обеспечивает наибольшую надежность определения. По существу, это выделение пар, троек, четверок и так далее значений предполагаемых МП, между которыми смежные расстояния не превышают 7,5% длины линии. При выделении элементов фиксируются индексы i и j для последующего объединения элементов в отдельные группы.

5. Производится оценка вероятности того, что действительное место повреждения находится в пределах данной группы. Для этого анализируется число значений l_i в группе и близость их друг к другу. Такой критерий далее будет называться кучностью. Математически его можно выразить как

$$\xi = \sum_{k=1}^{N_{\text{гп}}} \left(\frac{1}{D_{(ij)k}} P_{(ij)k} \right),$$

где $P_{(ij)k}$ – весовой коэффициент, учитывающий особенности размещения приборов. На начальном этапе исследований весовой коэффициент полагался равным единице.

6. В отобранных группах вычисляется средневзвешенное значение. Для этого находятся среднее по группе расстояние $l_{\text{с.в.}}$, отклонения от среднего

значения ε_i , дисперсия нормального распределения ошибок, среднеквадратичная ошибка σ и вес каждого l_i в группе по закону нормального распределения

$$a_i = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\varepsilon_i^2/2\sigma^2}.$$

Средневзвешенное значение места повреждения определяется, как

$$l_{\text{с.в.}} = \frac{\sum a_i l_i}{\sum a_i}.$$

7. Принимается, что повреждение произошло при таком сопротивлении дуги, при котором значение $\xi_{\text{гп}}$ максимально. Местом повреждения при этом считается $l_{\text{с.в.}}$ той группы, кучность которой максимальна.

Адекватность алгоритма статистическим характеристикам погрешностей показаний различных комбинаций фиксирующих приборов была проверена на математической модели. Модель достаточно полно отражала топологию системы электроснабжения ОАО Архэнерго с учетом всех индуктивных связей. Недостатком модели следует считать то, что в ней не учитывалась потеря точности исходных данных с увеличением расстояния, числа ответвлений и трансформаторов на участке от места повреждения до места фиксации данных и некоторые другие факторы, приводящие к потере точности.

Зависимости, построенные на рисунке, характеризуют математическую устойчивость метода к равномерно распределенным ошибкам в исходных данных, т.е. показывают возможное повышение точности за счет использования дополнительных данных (показаний приборов на подстанциях, не прилегающих непосредственно к аварийной линии). По оси абсцисс откладывается число не только независимых показаний различных приборов, но и “условно независимых”, т.е. симметричные составляющие, зафиксированные одним прибором. Авторы руководствовались при этом следующими соображениями:

ошибки при фиксации отдельных первичных данных (фазных токов и напряжений) не всегда и не обязательно вносят равноценные погрешности во все симметричные составляющие;

зачастую источником ошибки является неверное снятие или последующая передача данных от дежурного персонала к сотрудникам, осуществляющим их обработку.

Статистический материал, полученный к настоящему времени, позволяет в первом приближении оценить эффективность программы ОМП и сопоставить ее с эффективностью модуля ОМП программы ТКЗ-3000, широко применяемой в

энергосистемах. За период с 1/IX 2000 г. по настоящий момент авторами проанализированы 20 случаев КЗ, происшедших в системе Архэнерго. В 11 случаях место повреждения было определено программой с погрешностью, не превышающей 10% длины линии, причем в семи из них погрешность определения была меньше 5%. В семи случаях программа определила наличие значительного сопротивления в месте КЗ ($r_d > 20 \text{ Ом}$). Найденные значения не противоречат данным, полученным службой релейной защиты при осмотре мест повреждений и анализе показаний фиксирующих приборов. Программа ТКЗ-3000 в этих же случаях правильно определила место повреждения лишь 4 раза, причем только тогда, когда место замыкания определялось и программой авторов.

Таким образом, анализ повреждений на ВЛ системы Архэнерго в целом подтвердил эффективность предложенного алгоритма в случаях “благоприятных” исходных данных – не выходящих за рамки факторов, учтенных моделью.

Значительный процент неудачных расчетов падает на случаи наличия показаний приборов преимущественно с одной стороны аварийного участка (“односторонний замер”) и замыканий на линиях, имеющих пологие кривые спада токов и напряжений. Для повышения надежности алгоритма ОМП в этих случаях авторами прорабатывается возможность дифференциации весового коэффициента $p_{(ij)k}$ в зависимости от взаимного расположения приборов и наклона кривых спада токов и напряжений.

Эффективность учета этих факторов можно проиллюстрировать на примере расчета места КЗ, которое произошло на ВЛ Луч. Истинное место повреждения, обнаруженное специалистами службы РЗА, – 0,99 длины линии. Для определения места использовались 14 показаний приборов, установленных в пяти узлах (6 показаний дал ФПМ, установленный в узле, ограничивающем аварийную ветвь, остальные – ФИП в узлах, удаленные от аварийного участка изменяется от 0 до 3 ветвей). При одинаковых $p_{(ij)k} = 1$ программа определила вероятное $l = 0,67$. Учет того, что девять показаний сняты с приборов, установленных в узлах, близких к “левой” границе аварийного участка, а шесть – близких к “правой”, привел к тому, что программа нашла место замыкания $l = 0,96$. Ошибка определения места повреждения составила 3% длины линии.

Предложенный метод определения МП и его программная реализация позволили поставить задачу о рациональном размещении фиксирующих приборов на подстанциях системы. Задача актуальна ввиду значительной стоимости ФП последнего поколения. Влияние погрешности в показаниях ФП, установленных на различных подстанциях системы, на точность определения МП различно. Причины не только в типе используемых ФП и

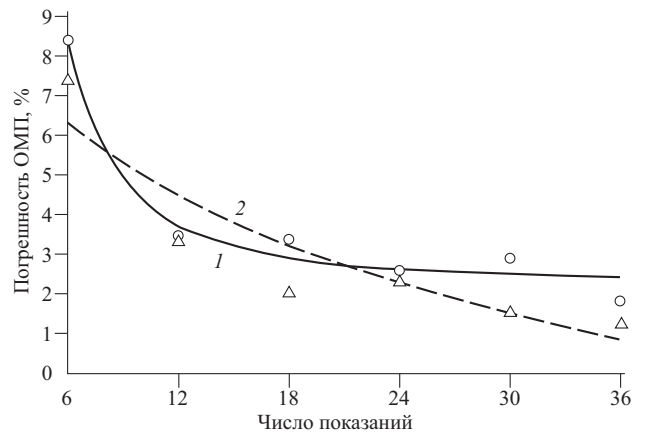


График зависимости погрешности определения места повреждения от числа показаний:

1 – погрешность (о); 2 – среднее квадратичное отклонение (Δ)

классе их точности, но и в особенностях топологии системы: наличии трансформаторов, ответвлений на участках между аварийной линией и местом регистрации данных, неоднородности сопротивления нулевой последовательности участков при большой длине линий и др.

Теоретический учет этих факторов в сложной системе не представляется возможным. Существует, однако, возможность приближенного учета отдельных факторов на основе сравнительного анализа расчетных и фактических мест повреждения. Расчетные значения МП, полученные по показаниям приборов различных подстанций, путем несложного математического анализа позволяют определить коэффициенты влияния на статистическую точность результатов. Коэффициент влияния g_{ij} определяется как $1 - \Delta_{ij}$, где Δ_{ij} – относительная статистическая погрешность определения места повреждения на i -й ветви по показаниям фиксирующего прибора, установленного в j -м узле.

Установление связи коэффициентов со всей совокупностью перечисленных факторов в явном виде представляется достаточно сложной задачей, требующей для решения значительного статистического материала. Так, отсутствие зависимости коэффициентов от типа фиксирующих приборов, строго говоря, ограничивает применение метода для размещения приборов тем типом, посредством которого были определены коэффициенты.

В настоящее время Δ_{ij} определяется только в зависимости от расстояния и числа ответвлений между местами повреждения и установки фиксирующего прибора. Сформированная на основе указанных ограничений матрица лишь в первом приближении определяет влияние погрешности в показаниях ФП на точность ОМП в зависимости от размещения последних. Не исключается возможность дальнейшего уточнения коэффициентов и привязки их к дополнительным факторам.

Дальнейшая реализация предполагает сведение совокупности коэффициентов g_{ij} в прямоугольную матрицу, строки которой соответствуют ветвям (линиям), а столбцы – узлам (подстанциям).

Последующие расчеты заключаются в нахождении такой комбинации столбцов матрицы, которая удовлетворяет условиям:

1) сумма элементов каждой строки должна быть не меньше конкретной константы, характеризующей статистическую надежность ОМП, иными словами, обеспечивающую заданную статистическую точность. Из приведенного на [рисунке](#) графика видно, что граничным значением этой константы можно взять 14–16 (статистическая погрешность на уровне 3–5%);

2) число столбцов должно быть минимальным;

3) среди множества комбинаций, отвечающих условиям 1 и 2, предпочтение отдается столбцам с наибольшей суммой элементов (большая информативность).

Из поиска комбинации, удовлетворяющей этим условиям, исключаются столбцы (узлы), в которых необходимость фиксирующих приборов априорно не вызывает сомнений (крупные узловы подстанции и др.).

Построенный на такой математической базе алгоритм был реализован посредством вычислительной программы, позволяющей учитывать режимы работы системы. Первые пробные расчеты показали, что, например, при учете 55 ветвей и 45 узлов при 18 базовых узлах (где наличие фиксирующих приборов полагалось априорно) статистическая надежность с константой 14 (статистическая

погрешность на уровне 3–5%) не требует размещения фиксирующих приборов в 22 узлах. Если увеличить требования к статистической надежности результата и оценить ее числом 20, то она может быть получена без размещения приборов только в 14 узлах, а 23 обеспечивается при отсутствии приборов лишь в 10 узлах. Требования дальнейшего увеличения надежности не дают расчетного результата, что означает теоретическую невозможность его достижения.

Выводы

1. Использование дополнительной информации в виде показаний фиксирующих приборов, расположенных на подстанциях, не прилегающих непосредственно к поврежденной линии, при соответствующей статистической обработке может повысить надежность определения места повреждения на ВЛ.

2. Размещение фиксирующих приборов на подстанциях энергосистемы в некоторой степени (без учета крупных узловых подстанций) может быть оптимизировано. Расчетные варианты такого размещения могли бы быть теоретической основой при оснащении приборами вводимых и реконструируемых подстанций.

Список литературы

1. Малый А. С. Определение мест повреждения параллельных ВЛ. – В кн.: Определение мест повреждений воздушных линий электропередачи. М.: Энергия, 1977.
2. Ульянов В. А. Электромагнитные переходные процессы в электротехнических системах. М.-Л.: Энергия, 1964.

Об уточнении места повреждения на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах

Дунаев А. И., инж.

Предприятие “Электросетьсервис”

Определение места повреждения (ОМП) в [1] рассмотрено с точки зрения традиционной техники РЗ. При использовании для ОМП формул, полученных после замены N-проводной ВЛ соответствующим числом параллельных симметричных трехпроводных цепей, неизбежны, как минимум, погрешности от неучета несимметрии исходной ВЛ относительно точки повреждения. При использовании табличного метода ОМП отмечена необходимость поиска места повреждения в трех точках ВЛ.

Эти недостатки ОМП могут быть устранены, если использовать модель несимметричной N-про-

водной ВЛ и методы решения систем нелинейных уравнений.

Для более ясной демонстрации различий сравниваемых подходов к ОМП будем считать, что на линии не применялась транспозиция проводов. Для большей наглядности изложения материала и легкости повторения результатов рассмотрим однородную шестипроводную ВЛ, а для ограничения объема – только повреждение в одной точке на фазе А.

При принятых условиях модель (схема замещения) ВЛ полностью определяется данными о длине ВЛ L и матрицах размера (6×6) погонных продольных сопротивлений Z_{Π} и погонных попе-

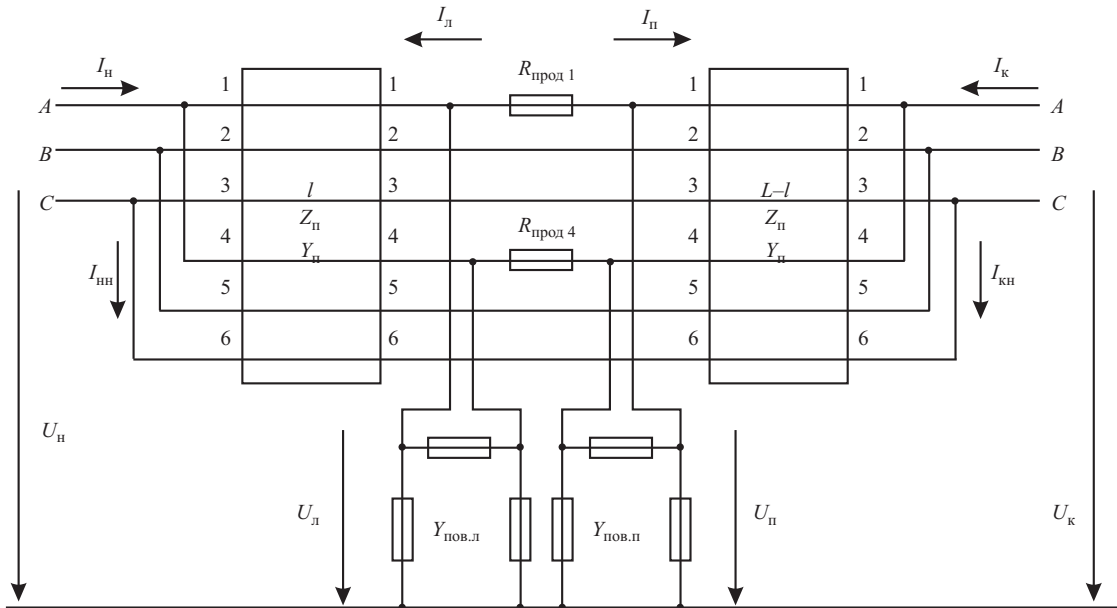


Схема замещения ВЛ при повреждении фазы А:

$U_н, I_н$ – напряжение и ток в начале линии; $U_к, I_к$ – напряжение и ток в конце линии; $I_нн, I_кн$ – неизвестный ток в начале и конце ВЛ; $U_л, U_п$ – напряжение с левой и правой сторон повреждения; $I_л, I_п$ – ток с левой и правой сторон повреждения; $Y_{пов.л}, Y_{пов.п}$ – треугольник поперечной аварийной несимметрии с левой и правой сторон повреждения

речных проводимостей $Y_Π$. Повреждение на фазе А в первом приближении можно определить данными о месте повреждения l и о значении двух треугольников поперечной аварийной несимметрии ($Y_{пов.л}$ и $Y_{пов.п}$) с обеих сторон двух сопротивлений продольной несимметрии ($R_{Πрoд1}, R_{Πрoд4}$). Схема замещения ВЛ, соответствующая описанным условиям, изображена на рисунке. Для компактности изложения стороны ВЛ обозначены индексами “н” и “к”, а токи и напряжения – в форме массивов-столбцов. Положение векторов тока или напряжения любого провода ВЛ в каком-либо столбце определяется соответствующим номером провода (цифры от 1 до 6).

Пусть известны векторы напряжений ($U_н$ и $U_к$) и векторы только суммарных токов проводов ($I_н$ и $I_к$) каждой фазы, измерения на каждой стороне ВЛ выполняются в независимых системах координат (базисах) и векторы напряжений, например, фазы В, совмещаются с осью действительных чисел.

Если требуется определить только место повреждения, то неизвестными величинами будут: расстояние до места повреждения с начала ВЛ l ; угол взаимного поворота базисов (УВП); шесть векторов тока проводов ($I_нн$ и $I_кн$).

Для их определения необходимо составить 14 независимых скалярных или 7 векторных (комплексных) уравнений.

Первый случай. Есть подозрение на обрыв одного или обоих проводов фазы А. Необходимым условием этого случая будут неуспешное АПВ и увеличенное затухание высокочастотного тракта по фазе А на отключенной ВЛ. Достаточным усло-

вием может быть результат локационного способа ОМП, так как для его применения на отключенной ВЛ создаются идеальные условия. Для отстройки от скачков напряжений в местах обрывов в систему уравнений не включаются граничные условия для напряжений фазы А. При этом можно составить несколько систем уравнений, например, такую:

$$U_л(i) - U_п(i) = 0; \tag{1}$$

$$I_л(j) + I_п(j) = 0, \tag{2}$$

где $i = 2, 3, 5, 6$ и $j = 2, 3, 5$ – номера проводов.

Параметры режима ВЛ в уравнениях (1) и (2) определяются из следующих матричных выражений:

$$\begin{matrix} U_л \\ I_л \end{matrix} = \begin{matrix} \text{ch}(\Gamma l) - \text{sh}(\Gamma l) Z_B \\ \text{sh}(\Gamma' l) Z_B^{-1} - \text{ch}(\Gamma' l) \end{matrix} \times \begin{matrix} U_н \\ I_н - I_нн \end{matrix} \tag{3}$$

$$\begin{matrix} U_п \\ I_п \end{matrix} = \begin{matrix} \text{ch}(\Gamma(L-l)) - \text{sh}(\Gamma(L-l)) Z_B \\ \text{sh}(\Gamma'(L-l)) Z_B^{-1} - \text{ch}(\Gamma'(L-l)) \end{matrix} \times \begin{matrix} U_к \\ I_к - I_кн \end{matrix} \times (1, \text{УВП}), \tag{4}$$

где Γ, Γ' и Z_B (волновое) – матрицы (6×6) вторичных параметров несимметричной шестипроводной ВЛ (в фазных координатах), которые являются

функциями от матриц Z_n и Y_n ; $(1, \text{УВП}) = (\text{модуль, аргумент})$ – комплексное число в полярной форме.

Более детальные сведения о функциях от матриц и о телеграфных уравнениях N -проводной ВЛ можно найти, например, в [2].

Данные о параметрах предаварийного нагруженного режима не обязательны, но их наличие позволяет использовать данный метод для аварийных составляющих параметров режима повреждения и расширяет возможности моделирования режима при анализе работы данного метода ОМП.

Второй случай. Обрывы проводов фазы A отсутствуют. Достаточным условием этого случая будет неизменность затухания высокочастотного тракта по фазе A ВЛ после самоустранения или отключения повреждения. Семь векторных уравнений (1) и (2) системы можно составить по линейным критериям. Например, пять уравнений можно составить по линейным напряжениям, а два – по линейным токам неповрежденных фаз в виде:

$$I_n(2) + I_n(2) - I_n(3) - I_n(3) = 0. \quad (5)$$

Критерии по линейным величинам позволяют максимально отстраиваться от влияния параллельных ВЛ, нестабильностей эквивалентной глубины возврата тока в земле и стрел провеса проводов и от падений напряжения на заземляющих устройствах подстанций с обеих сторон ВЛ.

В обоих рассмотренных случаях методы ОМП являются модификациями метода типа ДФР [3]. При использовании вариантов методов ОМП типов ДФН или ДФИ [3] переменная УВП получается известной и система уравнений содержит 13 скалярных уравнений.

Для случая девятипроводной ВЛ меняется только число уравнений и число возможных комбинаций повреждений. Каждый пункт транспозиции или каждая сосредоточенная поперечная несимметрия с известными сопротивлениями (шунтирующие реакторы, трансформаторные отпайки и др.) только увеличивает на единицу число однородных участков ВЛ. Вопросы о виде повреждения и переходных сопротивлениях в месте КЗ в данном случае считаются самостоятельными задачами и могут решаться после определения места повреждения. При отлаженной системе ОМП значительное различие результатов расчета по первому и второму случаям может служить косвенным признаком обрыва провода.

Принципы численного решения систем нелинейных уравнений были заложены задолго до появления линий электропередачи. Но принципа общего аналитического решения этих систем в математике не существует до сих пор. С появлением вычислительной техники развитие численных методов решения систем нелинейных уравнений часто шло по пути последовательного использования нескольких способов, различных для разных классов задач. Это определяется тем, что чем совер-

шеннее и быстрее способ, тем меньше обычно диапазон для выбора начальных значений (НЗ) неизвестных величин.

Известно, что метод перебора в принципе позволяет найти все решения системы с заданной точностью, но его непродуманное применение может загрузить любой компьютер вычислениями на несколько лет. Однако иногда грамотное использование этого метода может позволить найти решение быстрее и достовернее, чем при применении других способов оптимизации (минимизации) функций многих переменных.

Более оптимистичные заявления автора противоречили бы утверждениям специалистов-математиков о том, что в численных методах существует довольно много “ловушек”, а для решения ряда задач необходима “не только вычислительная мощность процессора, но и интеллект специалиста”.

Детальную информацию о методах решения систем нелинейных уравнений можно найти в большинстве учебников по численным методам.

Результаты вычислительных экспериментов для первого случая при $l = 300$ км. ВЛ моделировалась с использованием телеграфных уравнений как одиночная линия длиной 396,8 км при двустороннем питании. Каждая из систем моделировалась симметричной системой векторов фазных ЭДС с модулем 400 кВ и сопротивлениями в форме $(R; X)$ в омах

$$Z_1 = (1; 20); Z_2 = (1; 18); Z_0 = (4; 22).$$

Активные сопротивления недиагональных комплексов матрицы погонных продольных сопротивлений задавались равными 0,05 Ом/км, а диагональных – 0,067 Ом/км. Реактивные сопротивления в той же матрице, записанные по строкам верхнетреугольной формы, равны (в омах на 1 км) $|X_{ij}| = |0,52623; 0,25435; 0,21073; 0,43636; 0,25095; 0,20901; 0,52623; 0,25435; 0,25795; 0,43636; 0,25095; 0,52623; 0,21251; 0,25795; 0,43636; 0,52623; 0,25435; 0,21073; 0,52623; 0,25435; 0,52623|$.

Активная составляющая погонной поперечной проводимости принималась по традиции равной нулю. Емкостные составляющие комплексов матрицы Y_n , записанной по строкам верхнетреугольной формы, равны (в сименсах на 1 км) $|B_{ij}| = |7,1326; -0,20268; -0,057902; -5,10; -0,14602; -0,049473; 7,1879; -0,1965; -0,28412; -5,0627; -0,14602; 7,1631; -0,069462; -0,28412; -5,1003; 7,1631; -0,19650; -0,057902; 7,1879; -0,20268; 7,1326| \cdot 10^{-6}$.

Начальные значения (НЗ) тока в проводах 5, 6 неповрежденных фаз принимались равными половине соответствующего суммарного тока. Начальные значения (НЗ) тока в проводе 4 принимались равными нулю или суммарному току фазы A , чем имитировались случаи обрывов различных проводов указанной фазы.

При отсутствии погрешностей в задании параметров ВЛ и отсутствии инструментальных погрешностей измерения токов и напряжений решение системы сходилось к 300 км с заданной точностью во всех рассмотренных далее случаях. Поэтому далее приводятся результаты экспериментов при условии, что ток фазы *A* в начале ВЛ измерен с погрешностью -2%.

Для решения системы использовался метод одновременного решения уравнений (Ньютона – Якоби). Время решения системы на среднепроизводительном IBM PC составляло около 10 с.

Первый пример повреждения рассматривался для трех нагрузочных режимов: прием активной мощности, работа ВЛ без перетока активной мощности и выдача активной мощности. Последующие примеры повреждений рассматриваются только для режима работы ВЛ без перетока активной мощности. Результаты каждого примера приводятся в следующей форме:

(расчетный угол [эл.град.] УВП): НЗ [эл.град.] для УВП/НЗ [км] для *l* – результат ОМП [км] в предположении обрыва провода № 1/НЗ и результат ОМП в предположении обрыва провода № 4.

1. Обрыв провода 1, КЗ провода 1 на землю слева от обрыва через 10 Ом и справа – через 25 Ом:

- 1.1.(19): 24/250 – 306,6097//24/350 – 306,6095;
- 1.2. (- 1,7): - 3/390 – 302,628// - 3/200 – 302,629;
- 1.3. (- 22): - 27/270 – 297,739// - 27/330 – 297,744.

2. КЗ провода 1 на землю через 25 Ом без обрыва провода:

- (-1,1): - 3/350 – 299,649// - 3/350 – 299,650.

3. КЗ провода 1 на землю через 25 Ом и КЗ между проводами 1 и 4 через 0,01 Ом без обрыва провода:

- (-1,1): - 3/350 – 293,979// - 3/350 – 294,024.

4. Обрыв провода 1 и КЗ слева от обрыва, как в примере 3:

- (- 1,1): - 3/350 – 293,979// - 3/350 – 294,024.

5. Обрыв провода 1, КЗ слева от обрыва, как в примере 3, и КЗ на землю справа от обрыва через 25 Ом:

- (- 1,3): - 3/250 – 301,165// - 3/250 – 301,178.

Более детальный анализ представляется логичным при проведении его самим потенциальным пользователем рассмотренных программных продуктов.

Выводы

1. Неоднозначность определения места повреждения в рассмотренных случаях отсутствует.

2. Погрешности описанных методов ОМП при допущении о том, что ВЛ является линейной кучочно-однородной цепью с постоянными параметрами схемы замещения ВЛ и источников мощности, определяются только инструментальными погрешностями исходных данных: параметров модели и параметров режима ВЛ.

3. При прочих равных условиях способы ОМП по составляющим промышленной частоты, использующие менее детальную модель ВЛ или математически менее строгую постановку задачи ОМП, чем рассмотренные, будут давать более точный результат только в тех редких случаях, когда сумма всех их методических и инструментальных погрешностей будет стремиться к нулю.

4. Рассмотренные методы ОМП абсолютно повторимы, но требуют соответствующей специализации и творческой инициативы. Предприятие “Электросетьсервис” может оказывать консалтинговые услуги по внедрению указанных методов ОМП в практику сетевых предприятий.

Список литературы

1. *Особенности* ОМП на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах / Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В. – Электрические станции, 2001, № 1.
2. *Микуцкий Г. В.* Каналы высокочастотной связи для релейной защиты и автоматики. М.: Энергия, 1977.
3. *Дунаев А. И.* О новой технологии ОМП на ВЛ. – Энергетик, 2001, № 2.

Испытания микропроцессорных систем контроля и управления электрической частью электростанций

Полюгаев М. М., инж., Хомицкий С. В., Шунтов А. В., кандидаты техн. наук

ИВЦ Мосэнерго

Внедрение микропроцессорных систем контроля и управления (СКУ) электрической части электростанций началось в Мосэнерго сравнительно недавно: создание технических заданий (1997 г.); проектирование, монтажные и некоторые наладочные работы (1998 г.); полный комплекс наладки, сдача в опытно-промышленную (1999 г.) и промышленную (2000 г.) эксплуатацию. Ряд решений принимался при отсутствии руководящих указаний и типовых проработок. Анализ опыта внедрения микропроцессорных (далее термин “микропроцессорные” опускается за исключением случаев, когда выполняется их позиционирование) СКУ может оказаться полезным для электротехнического персонала энергосистем. В этой связи авторы поставили задачу отразить в статье особенности испытаний таких систем и возникавшие на данном пути проблемы. Подчеркнем, что анализируемый состав СКУ ограничен известными штатными функциями, не зависящими от типа используемых устройств контроля и управления, будь то на электромеханической, аналоговой, микроэлектронной или микропроцессорной базе.

Стимулы применения микропроцессорных устройств. В силу известных причин техническое перевооружение электростанций направлено на замену отработавшего 30 и более лет основного и вспомогательного оборудования и соответствующих средств управления. Времена модернизации СКУ ради модернизации закончились в начале 90-х годов, когда традиционные системы еще наращивались сотнями, тысячами дополнительных, нередко дублирующих датчиков для заведения сигналов в, так называемые, АСУ или АСУ ТП. Целесообразность применения микропроцессорных устройств в СКУ определяется новым строительством или необходимостью замены выработавшего свой срок оборудования.

В промышленно развитых странах технический прогресс идет по пути разработки и внедрения высоконадежного оборудования с низкими эксплуатационными затратами. Причина – высокая стоимость рабочей силы, сравнимая с ценами на оборудование. Такое оборудование требует заметно больших капитальных вложений. Но принимая во внимание гамму затрат за расчетный срок службы электроустановки, первоначальные вложения окупаются снижением ежегодных издержек.

Капиталовложения на микропроцессорные СКУ электрической части электростанций в 2 – 3

раза выше, чем на традиционные. Применительно к отечественным условиям авторам не удалось убедительно доказать экономическую предпочтительность СКУ первого типа. Сравнительно низкая стоимость рабочей силы в отрасли не дает экономической мотивации к применению рассматриваемой новой техники. В итоге стимулы к внедрению таких СКУ носили субъективный, косвенный характер и не поддавались четкой экономической оценке:

микропроцессорные устройства имеют развитые средства самодиагностики и в темпе процесса дают важнейшую информацию о работоспособности устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и исправности цепей управления коммутационным оборудованием;

объем информации, предоставляемый персоналу микропроцессорными устройствами контроля и управления, более чем на порядок выше в сравнении с традиционным оборудованием, что обеспечивает качественный анализ действия операторов, автоматики, защит;

высокая надежность, простота и удобство обслуживания.

Среди них электротехнический персонал выделяет информационную обеспеченность при принятии решений. Поэтому большая длительность и трудоемкость проверки правильности появления, прохождения и отображения значительно возрастающего числа сигналов в СКУ – плата за последующую обоснованность при расследовании аварий и организации мероприятий по их недопущению.

Принципы формирования СКУ. Изначально были приняты следующие принципы формирования СКУ, о правомерности которых будем судить по мере приобретения опыта эксплуатации:

100%-ное сохранение сложившихся структуры оперативного управления, систем синхронизации генераторов и схем электромагнитных блокировок разъединителей;

функции контроля и управления максимально обеспечиваются цифровыми многофункциональными терминалами РЗА, использование дополнительных микропроцессорных устройств контроля и управления (программируемых контроллеров) минимизируется;

перевод на дистанционное цифровое управление всего коммутационного оборудования, находящегося в ведении начальника смены электроцеха

(от автоматов ввода рабочего и резервного возбуждений до выключателей и разъединителей распределительных устройств повышенного напряжения);

дистанционное управление электродвигателей собственных нужд (с.н.) 6 кВ, где схемы управления выключателей встроены в терминалы РЗА, обеспечивается на физическом уровне, т.е. воздействием на релейные командные входы устройств РЗА от традиционных ключей управления или дискретными выходами программируемых контроллеров СКУ тепловой части.

Перечень сигналов, заводимых в СКУ помимо устройств РЗА, не поддается регламентации. Полагаем, что следует стремиться к их минимизации. На период освоения рассматриваемой новой техники предусмотрены сигналы, разделяемые на две основные группы:

1) дискретные входы-выходы:

положения и команд дистанционного управления коммутационными аппаратами, не обеспечиваемые устройствами РЗА (блочный, генераторный выключатели, разъединители, автоматы и др.);

оперативной блокировки при управлении разъединителями, когда для каждого коммутационного аппарата задействуется один дискретный входной сигнал от промежуточного реле, включенного параллельно электромагнитному замку блокировки;

ключей выбора мест управления, запрещающие одновременное управление более чем с одного места, при сохранении возможности управления коммутационным аппаратом с двух и более мест;

способствующих повышению надежности эксплуатации – положение заземляющих ножей, ключей ввода-вывода устройств РЗА (устройств резервирования отказов выключателей, автоматического ввода резерва, автоматического повторного включения и др.);

2) аналоговые входы (измерения), для которых терминалы РЗА не дают требуемой в соответствии с Правилами устройств электроустановок точности (обычно измерение активной и реактивной мощности), или когда устройство РЗА выполняет функции резервной защиты, т.е. при его отключении присоединение может оставаться в работе.

В настоящее время стоимость цифрового терминала РЗА присоединения 0,4 кВ выше стоимости шкафа с коммутационной аппаратурой комплектной трансформаторной подстанции с.н. Поэтому в Мосэнерго на напряжении 0,4 кВ микропроцессорные защиты не используются. Соответственно в СКУ предусматривается ряд аналоговых и дискретных сигналов по присоединениям 0,4 кВ, управляемым начальником смены электроцеха, а также по работе традиционной РЗА рабочих и резервных вводов и контролю исправности общесекционных оперативных цепей управления

и сигнализации. Кроме этого, дополнительные программируемые контроллеры требуются для реализации функций регулирования возбуждения и технологического контроля генераторов, а также иных узко специализированных, преимущественно диагностических, задач. Наконец, на начальном этапе освоения новой техники за рамками СКУ оставлены функции автоматического логического управления в части синхронизации генераторов и оперативных переключений в распределительных устройствах (РУ) повышенного напряжения. Данные вопросы находятся в настоящее время в стадии проработки и далее не рассматриваются.

При формировании СКУ считалось, что традиционные средства контроля и управления подлежат использованию в двух случаях: невозможности установки соответствующих микропроцессорных устройств или в качестве резервных средств. Характерный пример первого случая – дифференциально-фазные защиты линий 110 кВ и выше, до сих пор не реализованные на микропроцессорной базе, а второго – возможность подключения переносных пультов дистанционного управления выключателями в ячейках комплектных РУ 6 кВ СН.

Структура СКУ – типовая двухуровневая архитектура [1]. Первый уровень формируется низовыми устройствами контроля и управления (терминалами РЗА и программируемыми контроллерами), объединенными оптоволоконными полевыми цифровыми сетями. Второй уровень – локальная вычислительная сеть, связывающая операторские станции и прочее сетевое оборудование: серверы, маршрутизаторы и др. Связь между уровнями выполняется, так называемыми, процессорами связи. В простейшем случае – это преобразователи протоколов передачи данных. Особенности уровней СКУ приведены в [3] и здесь не рассматриваются.

В результате использования принципов, приведенных ранее, удается формировать первый, низовой уровень СКУ электрической части блока из 50 – 80 многофункциональных терминалов РЗА и 3 – 5 мало- и среднеканальных программируемых контроллеров. Общий объем информации, регистрируемой в базе данных реального времени серверов СКУ для одного энергоблока, достигает 4000 и более сигналов. Из них до 90% дает РЗА. По большому счету оказалось [2], что структура СКУ электрической части – набор функционально законченных подсистем автоматизации присоединений, способных функционировать практически независимо друг от друга, совокупность цифровых устройств РЗА присоединений, объединенных многоуровневыми вычислительными сетями с целью организации информационно-управляющих потоков, требуемых для ведения режимов станций в энергосистемах.

Любой сигнал имеет десятки функциональных атрибутов: отображения на экранах операторских

станций, занесения в электронные журналы событий и (или) аварийных сообщений, включения предупредительной или аварийной сигнализации, квитирования и др. Поэтому существенно увеличивается продолжительность испытаний таких СКУ.

Содержание программы испытаний совпадает с принятым для традиционных средств: цель и объемы испытаний; составы первичного оборудования, СКУ, средств испытаний, рабочей документации, задач оперативного управления и др. Так, необходимо располагать откорректированными проектными принципиальными, монтажными и испытательными схемами цепей управления, РЗА и сигнализации в составе проекта технического обеспечения.

Вместе с тем, при использовании микропроцессорной техники дополнительно требуется проект информационного обеспечения СКУ. Дело в том, что из общей информационной емкости СКУ 25 – 30% сигналов физические (дискретные и аналоговые). Оставшиеся 70 – 75% назовем условно логическими. Они формируются цифровой обработкой электрических величин, допустим, от первичных преобразователей (трансформаторов тока и напряжения): пуск, возврат пуска, срабатывание, возврат срабатывания защиты. Причем, по факту срабатывания требуется запустить аварийную или предупредительную сигнализацию, изменить на мнемосхеме монитора цветом и миганием состояние коммутационного аппарата, вывести событие в журналы архивных и аварийных сообщений, поставив его на квитирование, отразить изменение коммутационного ресурса выключателя и др. Таким образом, необходимо заранее отразить всю логику работы СКУ. Последнее и выполняется по формализованным процедурам в проекте информационного обеспечения. Они сводятся к заданию определенного набора атрибутов каждому как физическому, так и условно логическому сигналу.

Исходная схема СКУ и подготовительные работы имеют следующие особенности: по низовым устройствам контроля и управления выполнена автономная наладка, включая опробывание схем управления с местных щитов или переносных пультов; проложены и протестированы оптоволоконные связи и локальная вычислительная сеть; проверено соответствие человеко-машинного интерфейса и базы данных сигналов проекту информационного обеспечения; установлено точное значение астрономического времени и даты в системе, проверено их совпадение во всех устройствах и автоматическая коррекция системного времени.

Большая информационная емкость и системотехническая сложность СКУ вынуждают проводить испытания в две стадии: автономные испытания подсистем в составе СКУ и комплексные испытания системы в целом при отключенном от

сети первичном оборудовании. Говоря об автономных испытаниях, отметим условность данного термина, поскольку РЗА отдельно взятого присоединения взаимодействует с иными присоединениями с позиций дальнего или ближнего резервирования и блокировок действия, например, блокировка вводов рабочего и резервного питания при КЗ на отходящих линиях, пуск максимальной токовой защиты по напряжению и др. Поэтому до проведения автономных испытаний следует выполнить проверку точности ведения единого времени в СКУ. На первых этапах внедрения данная проверка выявила наибольшие проблемы. Остановимся на ней подробнее.

В СКУ электрической части временная синхронизация дает возможность реализовать все преимущества цифровой техники, когда каждому событию с разрешающей способностью 1 мс присваивается временная метка. Без внешней синхронизации таймеры низовых устройств стремительно “разбегаются” и анализ действия защит мало отличается от такового по указательным реле и блинкерам.

Временная синхронизация многоуровневая. Источник точного времени – глобальная система спутниковой навигации. Многоуровневость определяется рядом причин. Так, таймеры некоторых терминалов РЗА, в основном присоединений 6 – 10 кВ, ведут миллисекунды и секунды. Следовательно, необходимо предусматривать дополнительные способы доведения времени до полного формата процессорами связи или серверами локальной вычислительной сети. Ведение единого времени на уровне полевой сети обеспечивается широкополосной посылкой для подведения таймеров низовых устройств, выполняемого примерно раз в секунду. При этом возникают систематические отсчитываются до 30 – 40 мс.

Для проверки точности ведения в системе единого времени берутся все разнотипные низовые устройства (10 – 15 на блок). Собирается временная схема, где в каждом из них задействуется по одному дискретному входу. Выполняется параллельное включение последних, т.е. формируется общий вход. По его замыканию оценивается временной разброс по регистрации данного события в низовых устройствах. Выявляются систематические временные погрешности, устраняемые программным способом. Максимально допустимая погрешность, на наш взгляд, не должна превышать 10 – 15 мс при том, что период квантования или опроса сигналов в низовых устройствах контроля и управления находится на уровне 1 мс.

Современные системотехнические решения позволяют достичь временных рассогласований на уровне 1 мс созданием отдельной шинки синхронизации, объединяющей низовые устройства по дополнительным выделенным последовательным интерфейсным портам. Однако последнее меро-

приятие повышает стоимость СКУ. Погрешность в 15 мс не превышает 1/2 времени срабатывания быстродействующего промежуточного реле и позволяет корректно подвергнуть анализу действие защит.

При проверке точности ведения в системе единого времени нередко выявляются системотехнические недостатки СКУ, связанные с присвоением событиям временных меток. Идеальной организацией видится их присвоение низовыми устройствами по факту возникновения в них соответствующих событий и спорадическая передача данных на уровень локальной вычислительной сети. Исключение, очевидно, составляет регистрация подачи оператором команд дистанционного управления, квитирования событий и вхождения в систему пользователей с теми или иными правами. Но во всех системах, с которыми сталкивались авторы, выявлялась часть сигналов (некоторые дискретные внешние входы в устройствах РЗА), обрабатываемых циклически, по опросу, например, раз в 100 мс. При анализе действия защит в реальных

условиях это не позволяло получить точное соответствие последовательности зарегистрированных событий на контролируемом объекте логике одновременно правильной работы устройств РЗА. Следовательно, при заказе СКУ необходимо требовать от поставщика отмеченных ранее способа присвоения временных меток и передачи событий от низовых устройств. В противном случае он обязан заранее представить перечень сигналов, получаемых по опросу. При этом логика работы РЗА может не полностью соответствовать последовательности прохождения и отображения событий на уровне локальной вычислительной сети СКУ.

Автономные испытания при отключенном от сети оборудовании. При автономных испытаниях каждое низовое устройство контроля и управления поочередно подвергается тестированию в нормальных и аварийных режимах при подаче тока и (или) напряжения от постороннего источника. Проверяются входные и выходные цепи, включая цепи управления, блокировок, сигнализации. Выполняется анализ сформированных событий с их

Объемы автономных испытаний

Функции	Автоматизированное рабочее место		
	оперативного персонала	инженера-релейщика	администратора системы
<i>Дистанционного управления:</i>			
Проверка:			
прохождения команд управления	+	-	-
отображения выполняемых команд	+	-	-
регистрации команд	+	-	-
<i>Контроля режима</i>			
Проверка:			
соответствия отображения режима состоянию оперативной схемы	+	-	-
регистрации событий на контролируемом объекте	+	-	-
квитирования событий	+	-	-
архивирования аналоговых параметров (тренды)	+	-	-
<i>Работы с низовыми устройствами контроля и управления</i>			
Проверка:			
карт уставок РЗА	-	+	-
схем расстановки защит	-	+	-
изменения уставок РЗА	-	+	-
регистрации событий и параметров при работе РЗА, цифрового осциллографирования	-	+	-
работы РЗА, включая самодиагностику	-	+	-
метрологических характеристик измерительных каналов, включая масштабирование электрических величин	-	+	-
<i>Системные и сервисные</i>			
Проверка:			
задания и контроля прав пользователей	-	-	+
ведения единого времени	-	-	+
сезонных переводов времени	-	-	+
временных задержек по обновлению информации	-	-	+
резервирования данных и устройств	-	-	+

параметрами. Оценивается правильность отображения и регистрации информации, а также запусков цифровых осциллографов. Анализируются осциллограммы переходных процессов. Таким образом, главная цель автономных испытаний – проверка функций устройств в составе присоединения без учета их взаимодействия и многообразия расчетных режимов с позиций ближнего и дальнего резервирования в энергосистеме.

Наиболее рациональной организацией испытаний оказалось распределение проверки штатных функций СКУ по автоматизированным рабочим местам персонала электроцеха: оперативного управления (оперативного персонала, т.е. начальника смены электроцеха), низовых устройств контроля и управления (инженера-релейщика), общесистемным (администратора системы) – таблица. Такая организация определила зону ответственности и расстановку персонала при испытаниях. В процессе эксплуатации одни и те же функции СКУ доступны с учетом предварительно заданных прав пользователей как оперативному, так и эксплуатационному персоналу. Например, начальник смены электроцеха со своего рабочего места имеет доступ к картам уставок, схемам расстановки защит, журналам регистрации событий и параметров при работе РЗА. Но права изменения уставок устройств РЗА для него “закрыты”. Аналогично инженер-релейщик имеет доступ к программным приложениям, отвечающим за контроль режима, но не обладает правами на дистанционное управление коммутационными аппаратами.

Предложенная в таблице по сути двухмерная структуризация функций СКУ отличается от их одномерного состава в [3] и может вызывать возражения. Не вдаваясь в терминологические дискуссии, отметим, что такая организация приемодаточных испытаний апробирована авторами на ряде электростанций и подстанций. Рекомендации [3] ориентированы на СКУ тепловой части электростанций, имеющие заметные отличия [2] от электрической части. По-видимому, данные особенности следует подвергнуть анализу и учесть при разработке для СКУ электрической части руководящего документа, аналогичного [3].

При проведении автономных испытаний необходимо уделить внимание проверке внешнего отключения присоединений с позиций электромагнитной совместимости. Она, в первую очередь, необходима на электростанциях с поперечными связями для терминалов РЗА генераторов по внешним входам отключения из-за останова турбин от технологических защит (“защита генератора от турбины”). Протяженность кабельных трасс здесь достигает 0,5 – 1 км (расстояние между групповыми и главным щитами управления) и влияние электромагнитных помех здесь наиболее выражено. При внедрении СКУ, поставляемых различными производителями, на первых этапах эксплуата-

ции имелись ложные отключения генерирующих агрегатов по внешним дискретным входам из-за наводок. Повышение порога отстройки входов по напряжению осуществлялось программным способом, а при его недостаточности в соответствующие цепи вводились промежуточные электромеханические реле.

Заключительный этап испытаний при отключенном от сети оборудовании – комплексные испытания. Первые внедрения ограничивались лишь автономными испытаниями функции СКУ – автоматизированное рабочее место. Однако эксплуатация электроустановок и реальные аварии выявили ряд несоответствий. Например, оказывалось, что правильной работе устройств РЗА не соответствовала хронологическая последовательность событий, регистрируемых в системе. Нередко она “теряла” события, особенно при одновременном запуске встроенных в терминалы РЗА цифровых осциллографов.

Последующие расследования выявили две основные причины. Первая – неудачные системотехнические решения производителей. Так, ряд поставщиков в качестве полевой используют сети, пусть даже высокоскоростные (1 Мбит/с и более), но со случайным доступом абонентов к каналу связи. Поэтому при авариях, т.е. при большой информационной нагрузке цифровых сетей, некоторые события приходят с временной меткой, имеющей запаздывание в 2 – 3 и даже 5 мин. Вторая причина – ошибки в настройке системы, например, нерационально большое или малое заданное число посылок информации до момента получения подтверждающей “квитанции”. В первом случае система “зависает”, во втором “теряется” часть событий. Именно поэтому необходимы комплексные испытания системы в целом.

Комплексные испытания при отключенном от сети оборудовании. Данные испытания должны имитировать работу СКУ в нормальных и аварийных режимах работы. Наиболее важный момент – имитация КЗ в зоне работы устройств РЗА и сквозных КЗ с оценкой правильности работы защит и времени включения-отключения выключателей, в том числе с учетом возможных отказов защит и коммутационных аппаратов. Комплексные испытания должны в возможно более полном объеме произвести проверку взаимодействия устройств управления присоединений с позиций ближнего и дальнего резервирования.

Испытания желательно проводить для всех расчетных точек КЗ, обеспечивающих параметры срабатывания устройств РЗА. Однако из-за большого объема подготовительных работ во вторичных цепях выполнять это до сих пор не удавалось в полном объеме. Так, имитации КЗ проводились подачей тока от постороннего источника лишь по одной фазе в последовательно соединенные разделительные трансформаторы тока самих устройств

РЗА. Величина тока определяется параметрами срабатывания РЗА.

Число последовательно соединенных разделительных трансформаторов тока определяется местом КЗ из условий наиболее полного анализа действия устройств РЗА. Основное правило – использовать максимально возможное число последовательно соединенных разделительных трансформаторов с учетом нагрузочной способности испытательных устройств. При этом СКУ обрабатывает наибольшее число событий, что позволяет выявить соответствие действия устройств РЗА и первичного оборудования их временным характеристикам. Например, при комплексных испытаниях блока генератор – трансформатор последовательно соединялись разделительные трансформаторы тока основных и резервных защит генератора, трансформатора, блока, рабочего трансформатора с.н. и выпрямительного трансформатора системы возбуждения. Общее число регистрируемых в темпе процесса сигналов достигало 400. Одновременно запускалось шесть цифровых осциллографов, встроженных в различные терминалы РЗА.

Выводы

1. Микропроцессорные системы контроля и управления электрической части электростанций кардинально увеличивают информационную обеспеченность оперативного и эксплуатационного персонала. Соответственно возрастают и объемы испытаний таких систем. Данный факт следует учитывать при организации пусконаладочных работ в электроустановках.

2. Опыт внедрения современных систем контроля и управления, в том числе ведущих мировых

производителей, выявил, что наибольшие проблемы возникают в области системотехнического взаимодействия элементов систем, когда не удается все сигналы на контролируемом объекте привязать к единому времени. Последнее затрудняет полноценный анализ работы устройств РЗА и первичного оборудования в аварийных режимах работы и снижает эффективность от внедрения таких систем.

3. Работоспособность и эффективность функционирования систем контроля и управления обеспечивается выбранными объемами испытаний. Их важнейший этап – комплексные испытания работы системы в целом. Только на данном этапе можно выявить соответствие обработки сигналов при нормальных и аварийных режимах оборудования проекту.

4. Проблемы, выявленные в процессе внедрения систем контроля и управления, до сих пор не отражаются в документации, поставляемой с оборудованием. Поэтому рекомендуется при оформлении договоров на его поставку уделять в технических заданиях пристальное внимание требованиям к ведению в системе единого времени и к обработке информации в темпе процесса.

Список литературы

1. Хомицкий С. В., Шунтов А. В. Анализ принципов построения АСУ ТП электрической части электростанций. – Электричество, 1998, № 7.
2. Хомицкий С. В., Шунтов А. В. Интегрированная система контроля и управления электрической части электростанции. – Энергетик, 2000, № 6.
3. Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций. РД 34.35.127 – 93. М.: СПО ОРГРЭС, 1995.

Sim-ross
Генеральный дистрибьютор

Nexans
(новое название Alcatel Cable)

**ОПТИМАЛЬНОЕ
СООТНОШЕНИЕ
ЦЕНА - КАЧЕСТВО**

(095) 513-15-95
(095) 513-15-97
www.simross.ru
krok@korolev.comcor.ru

- Самонесущие изолированные провода ТОРСАДА (0,4; 6/10 кВ).
 - Силовые кабели для передачи и распределения электроэнергии, сухие, для подземной прокладки (6-500 кВ).
 - Гибкие медные провода для энергетики, промышленности и строительства (до 1 кВ).
 - Широкая гамма установочных проводов и кабелей, в т. ч. с повышенной пожаростойкостью, стойкостью к агрессивным средам (1 кВ).
 - Вся гамма арматуры и инструмента для монтажа СИП Торсада.
- Вся продукция сертифицирована.

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

О ремонте высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в эксплуатации

Кассихин С. Д., инж., Славинский А. З., Львов Ю. Н., доктора техн. наук, Львов М. Ю., Чичинский М. И., кандидаты техн. наук

ЗАО “Мосизолятор” – АО ВНИИЭ – РАО “ЕЭС России”

Опыт эксплуатации силовых трансформаторов и автотрансформаторов свидетельствует об относительно высокой повреждаемости некоторых типов высоковольтных герметичных вводов, приводящей, как правило, к тяжелым последствиям.

Одной из главных причин повреждений высоковольтных герметичных вводов трансформаторов является отложение осадка (продуктов окисления масла или вымываний из конструктивных материалов) на внутренней поверхности фарфоровых покрышек и на внутренней изоляции (остове), а также коллоидное старение масла.

В решении секции электротехнического оборудования НТС РАО “ЕЭС России” “Опыт эксплуатации, ремонт, диагностика и пути повышения надежности высоковольтных вводов” от 25.02.98 г. отмечалось, что рассмотрение физико-химических процессов в изоляции вводов, анализ их повреждаемости и оценка фактора риска повреждения при эксплуатации указывают на низкую эффективность ремонтно-профилактических мероприятий, проводимых без разборки вводов, длительно находящихся в эксплуатации [1].

Для высоковольтных герметичных вводов на напряжение 110 кВ и выше с длительным сроком эксплуатации и ухудшенными характеристиками масла с целью восстановления изоляционных свойств масляного канала необходимо проводить ремонт с частичной разборкой ввода, заменой масла, чистой внутренней поверхности фарфоровой покрышки и внешней поверхности внутренней изоляции и последующими специальными испытаниями.

Однако при ремонте высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в условиях эксплуатации не обеспечивается гарантия технического уровня работ по восстановлению внутренней изоляции или ее замене из-за сложной технологии и требований к необходимому объему последующих испытаний [2].

Целью данной статьи является изложение рекомендаций по принятию решений о возможности и целесообразности ремонта высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в условиях эксплуатации, а также по минимальному объему необходимых послеремонтных испытаний.

Решение о возможности ремонта ввода в условиях эксплуатации или на заводе-изготовителе принимается на основании результатов внешних осмотров и критериев, приведенных далее.

1. При полном или частичном (ниже уровня бумажной намотки) отсутствии трансформаторного масла во вводе или наличии повреждений, приведших к непосредственному контакту внутренней полости с атмосферой и влагой, ввод подлежит ремонту с полной заменой внутренней изоляции на заводе-изготовителе.

2. При превышении установленных [3] предельно допустимых значений тангенса угла диэлектрических потерь ($\operatorname{tg} \delta_1$) или емкости основной изоляции (C_1) или влагосодержания масла, а также при достижении концентраций ацетилена или суммы углеводородных газов, нормируемых [4], ввод подлежит ремонту на заводе-изготовителе.

3. При превышении значений тангенса угла диэлектрических потерь трансформаторного масла ($\operatorname{tg} \delta_m$) или тангенса угла диэлектрических потерь между последней обкладкой внутренней изоляции и соединительной втулкой ($\operatorname{tg} \delta_3$), установленных [3], или при достижении значения мутности масла более 40 м^{-1} [5], но при уровне кажущегося заряда частичных разрядов, измеренном на испытательном стенде при $U_{\text{исп}} = 1,05 U_{\text{ф.наиб}}$, не более 10 пК [2] ввод может подлежать ремонту в условиях эксплуатации с частичной разборкой, заменой масла и очисткой внутренней поверхности фарфоровых покрышек и внешней поверхности внутренней изоляции.

В процессе вскрытия и ремонта ввода с целью оценки дальнейшей пригодности или замены необходимо проводить тщательные осмотры следующих узлов и деталей:

- фарфоровые покрышки;
- соединительная втулка;
- измерительное устройство (манометр);
- измерительный вывод;
- механическое крепление фарфоровых покрышек к соединительной втулке;
- уплотнения (резиновые прокладки) между соединительной втулкой и фарфоровыми покрышками;
- нижний узел:*
- уплотнение фланца и фарфоровой покрышки;

расположение фланца относительно торца фарфоровой покрышки;
 верхний узел:
 соединение корпуса верхнего узла с поддоном;
 уплотнение поддона ввода с верхней крышкой;
 мембрана ввода.

Ремонт высоковольтных вводов в условиях эксплуатации для продления срока службы рекомендуется производить для вводов на напряжения 110 – 220 кВ. Ремонт вводов более высоких классов напряжений рекомендуется производить на заводе-изготовителе или с привлечением в некоторых случаях специалистов завода-изготовителя.

При выполнении ремонта ввода в условиях эксплуатации гарантировать его дальнейшую надежную работу возможно только после проведения минимально необходимых послеремонтных измерений характеристик ввода и электрических испытаний, состоящих в следующем.

1. Из ввода отбирают пробу масла для определения его характеристик:

пробивное напряжение в стандартном разряднике не ниже 65 кВ;

влажность не более 10 г/т;

тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 90°C для масла ГК не более 0,005, для масла Т-750 не более 0,01;

общее газосодержание не выше 1,5%;

концентрация H₂ не выше 10 ppm;

C_nH_m должны отсутствовать.

Остальные характеристики масла должны удовлетворять требованиям к качеству свежих масел, подготовленных к заливке в новое электрооборудование в соответствии с [3].

2. Электрические испытания заключаются в измерении электрических характеристик ввода. Для этого ввод с установленным нижним экраном погружают нижней частью в испытательный бак, заполненный просушенным и дегазированным трансформаторным маслом.

Измерения следует проводить не ранее, чем через 12 ч после установки ввода в испытательный бак. Виды измерений и их нормативные значения приведены далее.

Сопrotивление изоляции измерительного вывода, МОм, не менее 1500

Тангенс угла диэлектрических потерь при температуре внутренней изоляции 15 – 25°C:

измерительного конденсатора (ПИН) tg δ₂ при U_{исп} = 5 кВ для вводов на напряжение, не более:

110 кВ 0,008

220 кВ 0,006

tg δ₃ при U_{исп} = 5 кВ для вводов на напряжение, не более:

110 кВ 0,03

220 кВ 0,02

tg δ₁* для вводов, не более:

110 кВ при U_{исп} = 80 кВ 0,008

220 кВ при U _{исп} = 160 кВ	0,006
Прирост tg δ ₁ при температуре внутренней изоляции 15 – 25°C для вводов, не более:	
110 кВ при изменении U _{исп} :	
от 35 до 80 кВ	0,001
от 35 до 100 кВ	0,0015
220 кВ при изменении U _{исп} :	
от 80 до 160 кВ	0,0006
от 80 до 190 кВ	0,0015

* Измерения tg δ₁ проводятся при напряжениях: 10, 35, 80 и 100 кВ – для вводов 110 кВ; 10, 35, 80, 160 и 190 кВ – для вводов 220 кВ.

Изменение емкости основной изоляции (C₁) при U_{исп} = 10 кВ должно оставлять не более 5% значения, полученного при испытаниях на заводе-изготовителе.

3. Опять отбирают пробу масла из ввода для определения общего газосодержания и концентрации H₂ и CH₄, причем прирост концентраций газов не должен превышать более, чем в 1,5 раза, значений, полученных до испытаний по п. 2, а C_nH_m должны отсутствовать.

4. Затем измеряют уровень частичных разрядов при U_{исп} = 1,05U_{ф.наиб}:

значение кажущего заряда ЧР не более 10 пК.

5. По окончании всех измерений отбирают пробу масла из ввода: прирост общего газосодержания должен быть не более 0,6% значения перед измерениями по п. 3.

Через неделю после проведения измерений снова отбирают пробу масла из ввода:

прирост общего газосодержания должен быть не более 0,8% значения, указанного в п. 3; концентрация H₂ не выше 20 ppm, CH₄ – не выше 5 ppm, остальные C_nH_m должны отсутствовать.

Выводы

1. Ремонт высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в условиях эксплуатации не позволяет обеспечить гарантию технического уровня работ по восстановлению изоляционных характеристик внутренней изоляции.

2. Ремонт в условиях эксплуатации высоковольтных герметичных вводов трансформаторов на напряжения 110 – 220 кВ с ухудшенными характеристиками масла с целью восстановления изоляционных свойств масляного канала необходимо проводить с частичной разборкой ввода, заменой масла, чисткой внутренней поверхности фарфоровой покрышки и внешней поверхности внутренней изоляции и последующими измерениями в указанном объеме.

Список литературы

1. Мамиконянц Л. Г. О работах по повышению надежности высоковольтных вводов. – Энергетик, 1998, № 11.

2. *Славинский А. З.* Контроль электротехнического оборудования в эксплуатации и при ремонтах. М.: Научтехлитиздат, 2000.
3. *РД 34.45-51.300-97.* Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: ЭНАС, 1998.
4. *РД 153-340-46.302-00.* Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. М., 2001.
5. *О нормировании концентрации растворенных газов и мутности масла для выявления дефектов высоковольтных вводов / Ванин Б. В., Львов М. Ю., Львов Ю. Н. и др.* – Электрические станции, 2000, № 2.

Прибор для эксплуатационного контроля высоковольтных выключателей по параметрам движения контактов емкостным методом

Долгих В. В., Кириевский Е. В., кандидаты техн. наук

НПО “Диатех” (г. Новочеркасск)

В настоящее время в области эксплуатационного контроля высоковольтной коммутационной аппаратуры интенсивно развиваются два основных направления: непрерывный (мониторинг) и периодический контроль [1]. Непрерывный контроль предполагает функционирование диагностических приборов на работающем оборудовании под высоким напряжением, что существенно усложняет и удорожает эти приборы. Поэтому особое внимание уделяется совершенствованию методов и приборов периодического эксплуатационного контроля параметров коммутационной аппаратуры в обесточенном состоянии [1, 2]. К числу наиболее информативных параметров, характеризующих состояние высоковольтных выключателей (ВВ), относятся скорость, время перемещения и разновременность по фазам замыкания и размыкания подвижных контактов [3, 4].

В настоящее время наиболее распространенным и рекомендуемым ОРГРЭС к применению является измерение указанных параметров с помощью вибрографа [4]. В этом случае электромагнитный вибратор с пишущим узлом формирует на диаграммной ленте, кинематически связанной с подвижным контактом ВВ, виброграмму, которая представляет собой изображение колебаний вибратора. Затем по длине периодов изображения на виброграмме “вручную” рассчитывают параметры движения контакта в различных точках его траектории. Существенным недостатком такого метода измерений является большой объем подготовительных и восстановительных работ: демонтаж из ячеек подвесных коммутационных аппаратов, слив масла из бака перед испытаниями и последующее его заполнение при испытании некоторых типов выключателей, установка и регулировка вибратора. Для этого метода измерений также характерны трудоемкость обработки виброграмм и низкая точность. Все это привело к необходимости создания приборов для автоматизации эксплуатационного периодического контроля ВВ. Разрабо-

танные в последние годы в ряде организаций диагностические приборы в основном решают поставленную задачу, но требуют применения соответствующих конструкции ВВ датчиков положения контактов, что в связи с большой номенклатурой ВВ значительно удорожает комплект измерительной аппаратуры и усложняет подготовительные работы по его установке на контролируемых ВВ.

В НПО “Диатех” разработан способ диагностики коммутационных аппаратов [5, 6] с использованием емкостного метода измерения, не требующий применения каких-либо датчиков, и на его основе освоен выпуск прибора – микропроцессорного автоматического регистратора скоростных и временных характеристик высоковольтных выключателей МАРС-1. Оригинальная идея, лежащая в основе принципа действия прибора, заключается в том, что функцию датчика положения подвижного контакта выключателя практически любой конструкции выполняет его собственная контактная система. Для этого используется зависимость электрической емкости между подвижным и неподвижным контактами ВВ от расстояния между ними и изменение этой емкости при движении контактов.

В качестве примера на [рис. 1](#) приведены графики зависимости емкости от расстояния между контактами (координатно-емкостные зависимости) для некоторых типов ВВ. Как видно из графиков, такие зависимости можно условно представить состоящими из двух составляющих: изменяющейся, которая характеризует расстояние между контактами, и постоянной, не зависящей от него. Значения емкостей, например, для выключателей на 6 – 10 кВ, составляют десятки пикофард и легко могут быть измерены. На основании исследований выявлено, что для различных экземпляров каждой модификации ВВ в связи с тем, что они имеют одинаковую конструкцию и размеры элементов, изменяющиеся составляющие емкостных зависи-

мостей не совпадают, но пропорциональны друг другу. Такое несовпадение объясняется различием диэлектрической проницаемости среды, в которой находится контактная система диагностируемого ВВ (при наличии и отсутствии масла, для его различных марок). Постоянные составляющие координатно-емкостных зависимостей определяются начальной емкостью между контактами в отключенном состоянии ВВ и влиянием окружающих его металлических элементов. Эта емкость при диагностике ВВ может быть легко измерена и учтена при обработке результатов измерений.

Для различных модификаций ВВ такие координатно-емкостные (эталонные) зависимости определяются заранее экспериментальным путем, а их изменяющиеся составляющие записываются в память прибора при его изготовлении. Во время испытаний ВВ прибором автоматически в процессе перемещения подвижного контакта снимается зависимость емкости между контактами фазы ВВ от времени (время-емкостная зависимость). Определение скорости движения контактов осуществляется по результатам совместной математической обработки координатно-емкостной и время-емкостной зависимостей [5, 6].

Структурная схема прибора показана на рис. 2. Основными его блоками являются микропроцессорный контроллер МПК и три аналоговых измерительных канала (для каждой фазы ВВ) ИК_А, ИК_В и ИК_С. Связь МПК с ИК, индикаторным табло ИТ

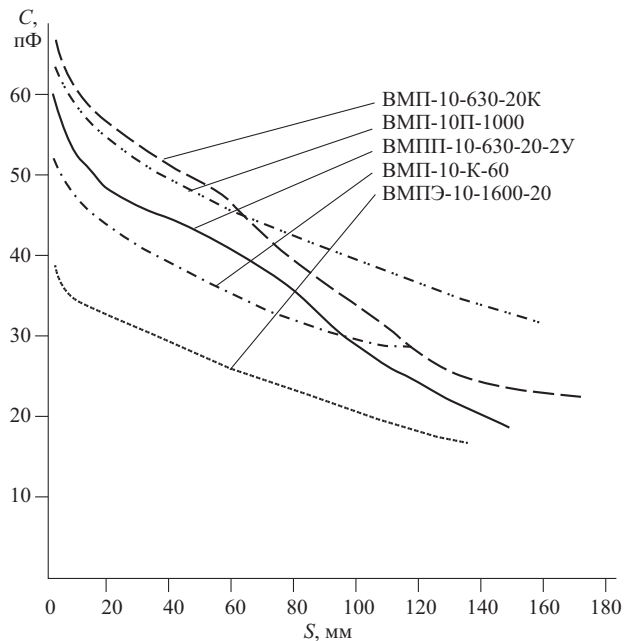


Рис. 1. Координатно-емкостные характеристики некоторых высоковольтных выключателей

и кнопками управления КнУ осуществляется через параллельный программируемый адаптер ППА.

Для выполнения испытаний ВВ выходы ВыхА, ВыхВ, ВыхС и входы ВхА, ВхВ, ВхС измерительных каналов прибора подключают к контактам каждой фазы ВВ S_А, S_В, S_С соответственно, а вход “Запуск” – к катушке электромагнита включения

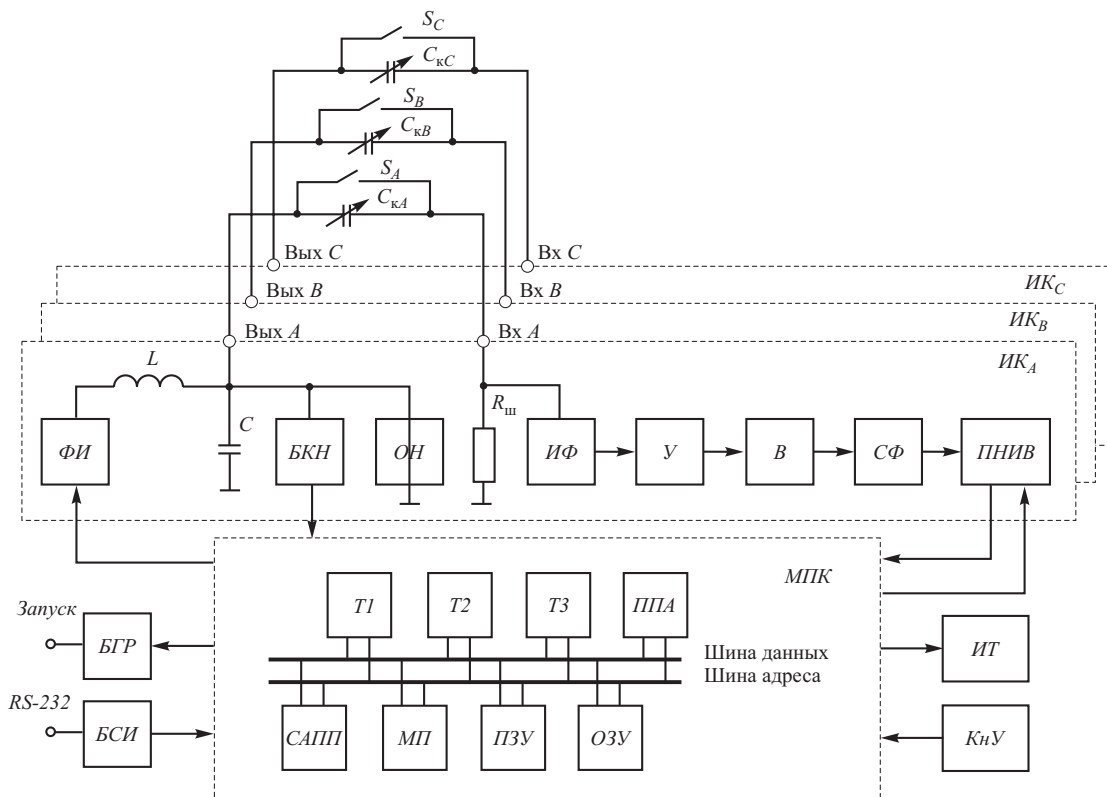


Рис. 2. Функциональная схема микропроцессорного автоматического регистратора скоростных характеристик высоковольтных выключателей

(при контроле параметров включения) или расцепителя (при контроле параметров отключения) привода ВВ.

При подаче команды включения или отключения с помощью штатных органов управления ВВ импульс с электромагнита включения или расцепителя поступает через блок гальванической развязки БГР и переводит МПК в режим управления измерением. В результате во всех трех ИК включаются в работу формирователи импульсов ФИ, которые вырабатывают напряжения прямоугольной формы частотой 500 кГц. С помощью колебательных контуров LC они преобразуются в синусоидальные напряжения и их амплитуда стабилизируется ограничителем напряжения ОН [7]. Благодаря этому изменения междуконтактных емкостей, входящих в состав емкостей колебательных контуров, и соответствующие изменения резонансных частот этих контуров не влияют на амплитуду выходных колебаний. Под действием переменных напряжений через междуконтактные емкости $C_{кА}$, $C_{кВ}$, и $C_{кС}$ каждой фазы ВВ протекают токи, пропорциональные этим емкостям и создающие на шунтах $R_{ш}$ соответствующие падения напряжения.

После ослабления помех избирательными фильтрами ИФ и усиления усилителями У переменные напряжения выпрямляются выпрямителями В. Сглаживающие фильтры СФ устраняют пульсации этих напряжений, что приводит к уменьшению погрешности нелинейности ИК. Последующее преобразование постоянных напряжений в цифровые коды осуществляется счетно-импульсным методом с помощью преобразователей напряжения в интервал времени ПНИВ и счетчиков импульсов. В качестве последних использован трехканальный программируемый таймер Т1 типа КР580ВИ53, входящий в состав МПК. Таким образом, прибор выполняет измерение междуконтактных емкостей одновременно в трех фазах ВВ.

При испытании ВВ в режиме включения при разомкнутых неподвижных контактах происходит циклическое измерение начальной емкости $C_{откл}$, и ее значения “по кругу” записываются в выделенные для каждой фазы ВВ области ОЗУ. В процессе движения контактов емкость между ними увеличивается. В момент замыкания контактов колебательные контуры LC соответствующих ИК шунтируются низкоомными резисторами $R_{ш}$, напряжения на выходах $ВыхА$, $ВыхВ$, $ВыхС$ уменьшаются практически до нуля, и блоки контроля напряжения БКН выдают в МПК команду прекращения работы ИК. Для получения информации о форме время-емкостной зависимости контролируемого ВВ с необходимой точностью измерения емкостей выполняются с частотой около 1,5 кГц, обеспечивающей на интервале времени движения контактов ВВ запись в оперативном запоминающем устройстве ОЗУ по 100 – 250 значений емкости для каждой фазы (в зависимости от типа ВВ).

При испытании ВВ в режиме отключения синусоидальные напряжения на выходах ИК достигают рабочих значений через несколько микросекунд после размыкания контактов и БКН выдают в МПК команду начала работы ИК, которые осуществляют измерение и запись в ОЗУ по 256 значений емкостей для каждой фазы ВВ. После этого контроллером работа ИК прекращается, и МП выполняет предварительную обработку время-емкостных зависимостей, обеспечивающую уменьшение погрешности дискретности измерения емкостей и влияния помех. Затем в точках траектории движения контактов, определенных координатно-емкостными зависимостями, осуществляется вычисление скорости v их движения по формуле [3]

$$v = K_m [dC_d(t)/dt] / [dC_{эт}(S)/dS], \quad (1)$$

где K_m – коэффициент масштабирования, учитывающий различие координатно-емкостной и время-емкостной зависимостей из-за неодинаковых диэлектрических проницаемостей среды между контактами (например, из-за наличия, отсутствия или разных параметров масла в баках ВВ); $C_{эт}(S)$ – значение междуконтактной емкости эталонного ВВ в координате определения скорости движения контакта, находящейся на расстоянии S до неподвижного контакта; $C_d(t)$ – значение междуконтактной емкости контролируемого ВВ в момент времени t прохождения подвижным контактом координаты определения скорости движения контакта.

Изменяющиеся составляющие эталонных координатно-емкостных зависимостей, а также их производные по расстоянию S в виде таблиц хранятся в постоянном запоминающем устройстве ПЗУ МПК.

Для определения коэффициента K_m при снятии координатно-емкостных зависимостей выбирается координата масштабирования по возможности ближе к точке касания контактов (рис. 1) и на участке с небольшой крутизной координатно-емкостной зависимости, чтобы обеспечить малые погрешности масштабирования и вычисления скорости. На время-емкостной зависимости момент масштабирования выбирается из условия

$$T^* = T_{п}(1 - S^*/S_{макс}),$$

где $T_{п}$ – время перемещения контакта ВВ в разомкнутом состоянии; $S_{макс}$ – максимальное расстояние между контактами фазы ВВ в разомкнутом состоянии.

Коэффициент K_m рассчитывается процессором по формуле

$$K_m = C_{эт.изм}^* / C_{д.изм}^*,$$

где $C_{эт.изм}^*$ и $C_{д.изм}^*$ – значения изменяющихся составляющих эталонной и время-емкостной зависимостей в точках их масштабирования.

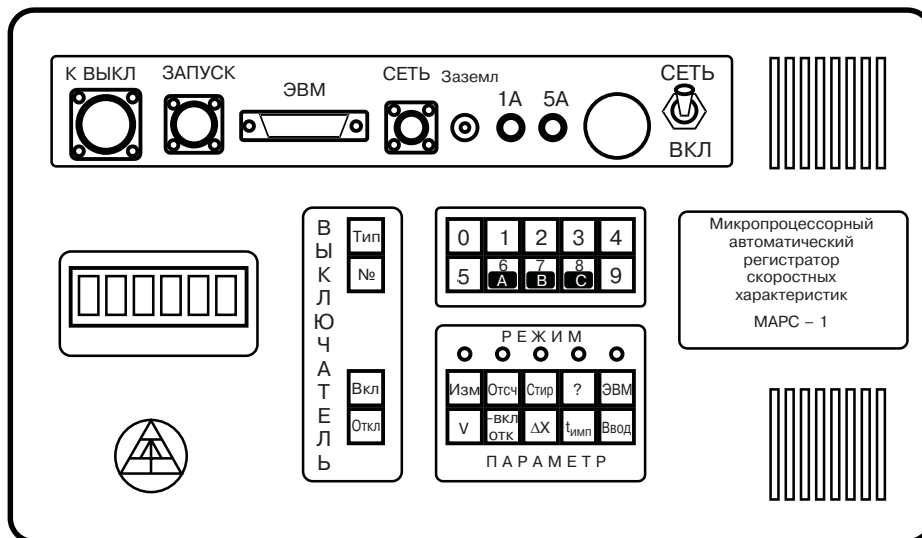


Рис. 3. Передняя панель микропроцессорного автоматического регистратора скоростных характеристик высоковольтных выключателей

Рассчитанные по формуле (1) значения скорости, образующие зависимость скорости от расстояния между контактами, записываются в ОЗУ. По этому массиву *МП* выбирает три значения скорости, регламентируемые Нормами на испытания ВВ [3]:

скорости v_1 движения контактов в момент их замыкания или размыкания;

скорости v_2 движения контактов при входе в дугогасительную камеру или выходе из нее;

максимальной скорости v_3 движения контактов.

В процессе вычисления скорости контактов по графику время-емкостной зависимости *МП* определяет время перемещения контактов. Момент начала или окончания их движения при включении или отключении ВВ соответственно находится по значению производной емкости по времени. Указанное время используется затем при расчете собственного времени отключения ВВ. Время включения, как и интервал времени от момента подачи команды выключения ВВ до момента размыкания контактов, определяется с помощью таймера T_2 . Затем по показаниям трех каналов этого таймера *МП* рассчитывает значения разновременности замыкания или размыкания контактов по фазам.

Кроме перечисленных нормируемых характеристик ВВ, прибор с помощью таймера T_3 измеряет длительность импульса управления приводом ВВ. Этот дополнительный параметр несет вспомогательную информацию, облегчающую определение причин отклонений характеристик ВВ от нормируемых.

Значения всех измеренных параметров движения контактов ВВ, а также время-емкостные зависимости последнего испытания сохраняются в ОЗУ с литиевым гальваническим элементом в качестве дежурного источника питания. Это позво-

ляет воспроизводить результаты ранее выполненных измерений (до 70 включений или отключений ВВ) для заполнения протоколов испытаний. Замена дежурного источника питания производится через 5 лет эксплуатации прибора. Для автоматизации протоколирования имеется возможность подключения прибора к персональному компьютеру через входящий в схему прибора синхронно-асинхронный приемопередатчик *САПП* и блок *БСИ* стандартного интерфейса *RS-232*. Оформление протоколов осуществляется с помощью программы, входящей в комплект поставки прибора.

Конструктивно переносной прибор МАРС-1 выполнен в металлическом корпусе типа "кейс", в крышке которого имеется отсек для размещения присоединительных кабелей. На передней панели прибора, изображенной на рис. 3, размещены разъемы для подключения кабелей, шестисимвольное алфавитно-цифровое индикаторное табло, набор кнопок управления и светодиодные индикаторы режима работы. Питание прибора осуществляется от сети переменного напряжения 220 В или от источника постоянного напряжения 12 В, например, автомобильного аккумулятора. Потребляемая мощность – не более 40 Вт. Габаритные размеры – 470 × 350 × 155 мм, масса с комплектом кабелей – не более 11 кг.

Прибор позволяет измерять скорости перемещения контактов в диапазоне от 0 до 9,99 м/с. Одновременно с вычислением скорости прибор определяет значения времени включения и отключения до 999 мс, разновременности замыкания и размыкания контактов по фазам до 0,1 хода контактов (с отображением результата измерения как в миллиметрах, так и в миллисекундах), а также длительность электрического импульса управления приводом ВВ до 999 мс.

ПРОТОКОЛ ИСПЫТАНИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ							
Наименование энергетического предприятия							
Юго-западные электрические сети подстанция "Центральная"							
КОД	Заводской номер выключателя	Тип выключателя	Дата испытания	Примечания			
99	12777	ВМП-10-630-20	11-04-99	Бак с маслом			
РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЯ отключение							
№ пп	Характеристика	Ед. изм.	Норма в масле/без масла	Результаты замера по фазам			ВЫВОДЫ
				А	В	С	
1	t отключения	мс	50/*	324,3	325,2	326,8	не в норме
2	Разновр. размыкания, не более						
	- в ед. времени	мс	0,5	0,00	0,90	2,50	не в норме
	- в ед. расстояния:	мм	4,0	0,00	3,28	9,13	не в норме
3	Переходное сопр-е	мкОм	80	37	65	50	в норме
4	V откл.						
	-в момент размыкания	м/с	2,3/*	3,65			не в норме
	-в момент выхода	м/с	2,3/*	2,82			не в норме
	-наибольшая на тр-ии	м/с	2,7/*	4,12			не в норме
5	Длительность имп. зап.	мм	–	488,3			
ИСПЫТАНИЯ ПРОВОДИЛ (Ф. И. О.)				ОПЕРАТОР МИКРО-ЭВМ (Ф. И. О.)			
ПОДПИСЬ				ПОДПИСЬ			

Рис. 4. Пример протокола результатов испытания

Примечание: Строка 3 "Переходное сопротивление" заполняется вручную по результатам отдельных испытаний с помощью соответствующего измерительного оборудования, так как прибор МАРС-1 измерение переходного (контактного) сопротивления не производит

Для идентификации эталонных зависимостей, хранящихся в памяти прибора, и уменьшения числа кнопок управления использовано цифровое кодирование наименований типов и модификаций ВВ. Соответствие кода и модификации ВВ приводится в таблице, размещенной на внутренней стороне его крышки. Состав диагностируемых ВВ (библиотека ВВ) в пределе до 42 модификаций может быть сформирован по требованиям заказчика в соответствии с номенклатурой ВВ, находящихся в эксплуатации на конкретном объекте.

Прибор имеет пять режимов работы: "Измерение", "Отсчет", "Стирание", "Справка" и "ЭВМ". Сразу после включения питания прибор запрашивает режим работы, высвечивая надпись "РЕЖИМ?". И далее для облегчения работы оператора и предотвращения ошибок оператора на каждом этапе действий прибор "подсказывает" на индикаторном табло содержание информации, подлежащей вводу.

В режиме работы "Измерение" оператор вводит условный номер испытания, код типа и модификации испытуемого ВВ, а также режим работы ВВ – включение или отключение. После ввода этих данных и высвечивания надписи "ИЗМЕР"

оператор с помощью штатной системы управления ВВ включает или отключает его, а прибор автоматически вычисляет результаты измерения, заносит их в память, а затем "запрашивает" новый режим работы.

В режиме "Отсчет" прибор для задаваемого номера испытания по указаниям оператора выводит на ИТ хранящиеся в памяти результаты измерений:

значения скорости движения контактов v_1 в момент замыкания или размыкания контактов, v_2 – в момент входа в дугогасительную камеру или выхода из нее или v_3 – максимальную скорость на траектории движения;

время включения $T_{\text{вкл}}$ или отключения $T_{\text{отк}}$ для каждой фазы ВВ;

значения разновременности ΔX для каждой фазы ВВ;

длительность $t_{\text{имп}}$ импульса управления ВВ.

Выбор параметров для индикации осуществляется оператором с помощью кнопок клавиатуры прибора.

В режиме "Стирание" обеспечивается выборочное удаление из памяти прибора результатов

испытаний. При этом предусмотрена защита от случайного стирания информации.

В режиме “Справка” оператор может получить сведения о номерах выполненных испытаний, типах и режимах проверенных ВВ, а также о числе испытаний, которые можно произвести и сохранить в памяти прибора без стирания прежних результатов.

В режиме “ЭВМ” осуществляется передача на персональный компьютер результатов измерений из памяти прибора для автоматизации оформления протоколов испытаний с помощью программы, входящей в комплект поставки. При этом протокол может быть дополнен результатами других испытаний, проведенных без использования прибора МАРС-1. Форма протокола приведена на [рис. 4](#).

Выводы

1. Новый диагностический прибор МАРС-1 позволяет значительно упростить процесс измерения скоростных и временных характеристик ВВ, сократить трудоемкость и затраты времени.

2. Благодаря использованию емкостного метода измерений стало возможным отказаться от применения датчиков положения контактов и проводить измерения ВВ без их демонтажа из ячеек при подвесной установке.

3. Диалоговый режим работы позволяет эксплуатировать приборы без специальной подготовки персонала и значительно снижает вероятность ошибочных действий.

4. Автоматическая обработка результатов измерений и связь прибора с персональным компьютером обеспечивают упрощение документирования результатов диагностики и исключение субъективных ошибок персонала.

Список литературы

1. Шилин Н. В. Диагностика коммутационных аппаратов высокого напряжения за рубежом. – Электрические станции, 1993, № 11.
2. Дьяков А. Ф., Мамиконянц Л. Г., Савваитов Д. С. Актуальные проблемы электроэнергетических систем и их электрооборудования. – Электричество, 1993, № 10.
3. Нормы испытания электрооборудования. Под общей ред. Королева С. Г. М.: Атомиздат, 1978.
4. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. Под ред. Когана Ф. Л. М.: АО “Фирма ОРГРЭС”, 1998.
5. Долгих В. В., Кириевский Е. В. Контроль скоростных характеристик высоковольтных выключателей емкостным методом. – Электротехника, 1999, № 12.
6. Пат. 2117309 (РФ). Способ диагностики электрического коммутационного аппарата (его варианты) / Долгих В. В., Кириевский Е. В., Долгих П. В., Кириевский В. Е.
7. Момот Е. Г. Генератор с шунтирующим диодом и его применение. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1959.



АО “РАДИОТЕХНИКА” предлагает

Контрольно-измерительные приборы и автоматику, устройства для испытания электрооборудования и измерения электрических величин:

- мегомметры (стационарные и переносные)
- измерители ТКЗ и напряжения прикосновения
- установки для испытания диэлектрической прочности электрооборудования, жидких диэлектриков
- комбинированные приборы – аналоговые и цифровые
- электроизмерительные клещи 0,4 кВ
- частотомеры, осциллографы, генераторы
- щитовые электроизмерительные приборы

Средства защиты и электробезопасности:

- диэлектрические перчатки, боты, ковры
- очки защитные, в том числе от магнитных излучений
- указатели напряжения до и свыше 1000 В
- штанги изолирующие оперативные
- заземления переносные для ВЛ и РУ
- знаки и плакаты по электробезопасности
- диэлектрический слесарно-монтажный инструмент, наборы электромонтера

На изделия имеются сертификаты Госстандарта России.

Отправляем продукцию любым видом транспорта.

Осуществляем поставки в страны СНГ.

По вопросам приобретения обращаться по адресу:

450006, Российская Федерация, РБ, г. Уфа, Бульвар Ибрагимов, 37, а/я 36

Тел/факс: (3472) 51-30-11, 51-30-51

E-mail: texnika_u@ufacom.ru

ОАО «МОВЕН» — 6 лет работы на рынке ТДМ

Акционерное общество «МОВЕН» — крупнейший производитель промышленных вентиляторов, кондиционеров, воздушно-тепловых установок и тягодутьевых машин на территории России.

ОАО «МОВЕН» создано в 1990 г. на базе государственного предприятия «Московский вентиляторный завод», специализировавшегося на изготовлении вентиляторов с 1937 г. С 1992 г. ОАО «МОВЕН» представляет собой научно-производственную фирму. Испытательная лаборатория предприятия аккредитована Госстандартом России.

В мае 2001 г. система управления качеством ОАО «МОВЕН» сертифицирована по международному стандарту ИСО 9001.

ОАО «МОВЕН» имеет государственную лицензию на осуществление строительной деятельности, которая позволяет решать вопросы заказчиков от консультирования и проектирования до поставки, монтажа и сервисного обслуживания. В 2000 г. получены лицензии на право конструирования и изготовления воздухоудного оборудования для атомных станций.

Второй год подряд фирма становится обладателем Ревизионного сертификата программы «Надежные организации строительного комплекса».

Специалистами ОАО «МОВЕН» в 1995 г. было проведено исследование рынка тягодутьевых машин, которое показало, что существует потенциальный спрос на это оборудование. Имея высококвалифицированные кадры, свой научно-технический центр и испытательную лабораторию, ОАО «МОВЕН» приступило в 1996 г. к выпуску центробежных тягодутьевых машин (ТДМ). В течение этих лет в ОАО «МОВЕН» проводятся работы по мониторингу рынка ТДМ, выявляются тенденции развития этого направления и соответственно проводятся работы по расширению номенклатуры производимых машин с учетом текущих потребностей рынка. Основным принципом работы общества — быстрое освоение нового продукта, решение конкретных потребностей клиента, качество и надежность выпускаемого продукта, реальные цены.

Сегодня ОАО «МОВЕН» выпускает качественные и надежные в эксплуатации ТДМ одно- и двустороннего всасывания практически всех типов и типоразмеров: дутьевые вентиляторы ВДН и ВД; дымососы ДН, ДНх2, Д, Дх2; мельничные вентиляторы ВМ, ВМ-1у; вентиляторы горячего дутья ВГД, ВГДН, ГД, ДРГ.

Все указанные типы тягодутьевых машин выпускаются в соответствии с ранее принятыми параметрическими рядами в границах полей параметров газоздушных трактов котлоагрегатов. Маркетинговые исследования, проведенные Цент-

ром маркетинга ОАО «МОВЕН», показали, что на сегодня ранее принятые границы полей параметров требуют расширения. На графике приведены действующие границы поля параметров дымососов и новое поле, построенное с учетом параметров котлоагрегатов, выпускаемых ОАО «МОВЕН».

В соответствии с требованиями нормативной документации нижняя граница выбора тягодутьевых машин определяется величиной КПД (получаемой в результате регулирования ТДМ осевым направляющим аппаратом). Для машин малых типоразмеров № 2 – 12,5 граница выбора определяется величиной в 60 – 65% КПД. Для типоразмеров более № 12,5 – величиной 70% КПД. Для более полного удовлетворения требований заказчика тягодутьевые машины могут выпускаться с промежуточными диаметрами рабочих колес до $D_2 = 0,9D_{исх.}$

При реконструкции ТЭС или РТС, как правило, возникает необходимость увеличения мощности котлоагрегата. Учитывая это, ОАО «МОВЕН» осуществляет разработку, проектирование и изготовление тягодутьевых оборудования конкретно по заданию заказчика с учетом компоновочных решений по котлоагрегату. Такие проекты сегодня уже реализуются в Москве при реконструкции РТС «Переделкино» и ГЭС-1 Мосэнерго. Аналогичные задачи решались при поставке ТДМ по заказам ЗиО-Подольск, Белэнергомаш и ряда других заказчиков.

В ряде случаев существует необходимость установки автономных автоматизированных котельных личного пользования (например, на крыше дома) или для небольшого числа пользователей. Такие котлоагрегаты комплектуются горелочными устройствами, включающими малогабаритный высоконапорный вентилятор. Сегодня ОАО «МОВЕН» готово рассмотреть предложения заводов производящих котлы по разработке, изготовлению и поставке необходимых горелочных устройств.

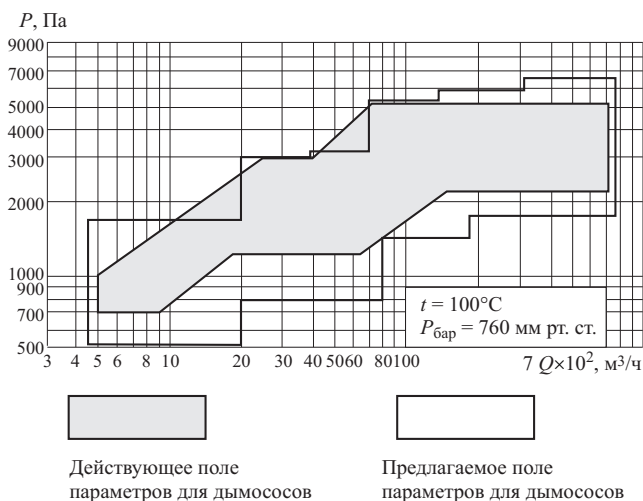
Вопросы экономии электроэнергии на собственные нужды ГРЭС, ТЭС и РТМ неизбежно приведут к использованию в качестве способов регулирования режимов работы вспомогательного оборудования, в данном случае ТДМ, путем изменения частоты вращения.

В ОАО «МОВЕН» на лабораторном стенде были проведены испытания ТДМ с тиристорным преобразователем частоты вращения отечественного производства. Результаты испытаний показали значительную экономию электроэнергии. При заказе в ОАО «МОВЕН» тягодутьевых машин наши специалисты могут подобрать и поставить это оборудование. Несмотря на высокие первоначальные капитальные затраты на такой привод экономия электроэнергии при эксплуатации тягодутьевых машин позволяет их окупить в достаточно короткий срок.

При заказе ТДМ в ОАО «МОВЕН» можно дополнительно заказать двигатель, МЭО, пускатели, преобразователи, компенсаторы, карманы и многое другое. В комплект поставки могут входить и запчасти к ТДМ. Помимо этого ОАО «МОВЕН» осуществляет поставку запчастей к выпускаемым ТДМ, а также осуществляет изготовление вентиляторов и дымососов для предприятий (по их чертежам), закупивших в свое время импортное оборудование.

ОАО «МОВЕН» готово к взаимовыгодному сотрудничеству с котельными заводами, тем более, что уже сегодня котлы, выпускаемые Дорогобужкотломашем, Подольским заводом, Белэнергомашем и некоторыми другими заводами, комплектуются ТДМ производства ОАО «МОВЕН».

Подробнее ознакомиться с деятельностью ОАО «МОВЕН», его продукцией и предоставляемыми услугами Вы сможете, заглянув на сайт www.moven.ru, обратившись по телефону (095) 737-36-05 или по адресу: Москва, 111524, ул. Плеханова, 17, ОАО «МОВЕН».



Уралэнергосервис – 10 лет на рынке. Итоги, перспективы развития

Существует ряд факторов, обуславливающих успешное становление и развитие предприятия-изготовителя. Благоприятная экономическая обстановка, наличие основополагающей идеи или спецпредложения, лидерские качества и целеустремленность основоположников фирмы – этого достаточно, чтобы начать. Но этого недостаточно, чтобы выжить, и мало того, стать сколько-нибудь заметным производителем своей продукции в стране. Многолетний опыт эксплуатации различных типов аппаратуры ВЧ защит, вдумчивое и внимательное изучение рынка, его специфики и ожиданий – на первом этапе, и серьезная работа по изучению требований потребителей, – на втором, позволили ООО Уралэнергосервис стать известным в России предприятием по разработке, изготовлению, внедрению и модернизации современной ВЧ аппаратуры, применяемой для организации каналов передачи сигналов защиты и противоаварийной автоматики по проводам воздушных линий электропередачи (ВЛ) 110 – 1150 кВ, использующим для своих разработок последние достижения науки и современную элементную базу.

Сегодня предприятие выполняет полный цикл работ: исследование – разработка – производство – продажа – сервисное обслуживание – модернизация. Это позволяет оперативно реагировать на изменения внешних условий: конъюнктуру рынка, ожидания и пожелания потребителей, а также обеспечить полное взаимодействие с ними в целях обеспечения гарантийного и послегарантийного сервисного обслуживания, своевременной модернизации ВЧ аппаратуры.

Внимательным отношением к клиентам, своевременным и качественным выполнением заказов и работ Уралэнергосервис приобрел репутацию надежного партнера. Продукция предприятия – **ПВЗУ-Е** (пост высокочастотных защит универсальный) пользуется заслуженным успехом среди специалистов служб релейной защиты, как отвечающая основным требованиям потребителей по следующим параметрам: высокая надежность; помехоустойчивость; универсальность применения; отсутствие необходимости в пусконаладочных работах; ремонтпригодность (0,5 ч – время полного восстановления).

Сокращение затрат времени на ремонт обусловлено универсальностью исполнения блоков по всем параметрам, в том числе и по частоте. Преимуществом блоков и плат сохраняется и после произведенных модернизаций.

Данные параметры обеспечиваются схемотехническими решениями, принимаемыми еще на стадии разработки аппаратуры.

ПВЗУ-Е – последняя версия аппаратуры ПВЗУ, созданная отделом новых разработок Уралэнергосервис, является новой базовой моделью для создания современной аппаратуры как для передачи сигналов защиты, так и сигналов противоаварийной автоматики, связи и телемеханики.

ПВЗУ-Е выполняет следующие функции: передачу и прием ВЧ сигналов защит; автоматический контроль исправности ВЧ канала защиты; обеспечение телефонной связи между концами защищаемой линии в период опробования ВЧ канала.

ПВЗУ-Е реализует следующие варианты работы: на одной частоте для двух приемопередатчиков; на сближенных частотах (разнос до 1,5 кГц) для двух приемопередатчиков;

в канале с тремя приемопередатчиками на трехконцевых линиях с возможностью разнеса частот.

ПВЗУ-Е выполнен на современной элементной базе, оснащен аппаратно-программными средствами самоконтроля и диагностики, имеет гальваническую развязку по цепям управления и сигнализации.

ПВЗУ-Е конструктивно выполнен в 19-дюймовом корпусе (соответствует стандарту МЭК 297).

ПВЗУ-Е заменяет любой из существующих приемопередатчиков как по электрическим параметрам, так и по габаритно-массовым характеристикам.

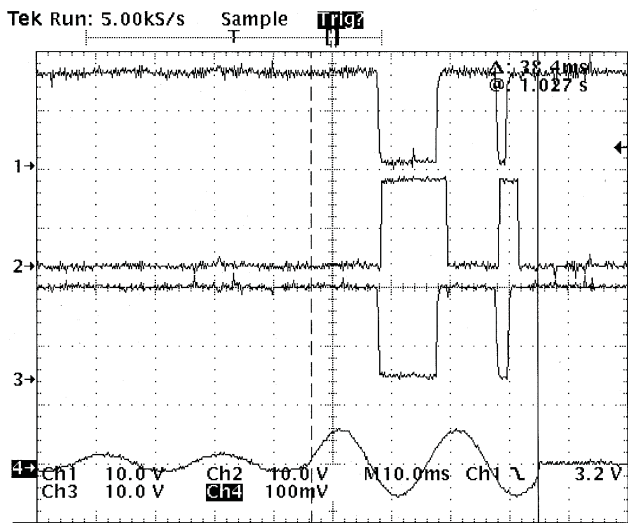
В настоящее время **ПВЗУ-Е**, выполняя все функции предыдущих версий (**ПВЗУ** и **ПВЗУ-М**) и сохраняя все их достоинства (универсальность и ремонтпригодность), имеет более совершенный блок питания (БП) и блок автоматической проверки канала с расширенными функциональными возможностями и ЖК-дисплеем (отличающимся хорошей контрастностью, как при солнечной засветке, так и в полной темноте), отображающим информацию на русском языке.

Для удобства считывания и анализа информации о работе **ПВЗУ-Е** при пусках от РЗ и устройства автоматической проверки канала (УАПК), а также для введения установок рабочих режимов УАПК возможно подключение ПК (с ОС Windows 3.11 и выше) через последовательный порт.

Блок сопряжения **ПВЗУ-Е** обеспечивает возможность работы с дифференциально-фазными и направленными ВЧ защитами на электромеханических реле, полупроводниковыми защитами типа ПДЭ2003 и ПДЭ2802. Кроме того, разработаны схемы подключения **ПВЗУ-Е** к самым современным микропроцессорным ВЧ защитами.

В сентябре 2001 г. на ПС Барсово (ОАО Тюмень-энерго) включены в работу первые цифровые терминалы ВЧ защиты типа ШЭ 2607.031, реализующей принцип дистанционной направленной защиты с ВЧ блокировкой, производства НПП “Экра” (г. Чебоксары) в комплекте с **ПВЗУ-Е**.

В то же время компанией ALSTOM в г. Стаффорд (Англия) проводились контрольные тесты нового реле Р547, программное обеспечение которого реализует функции дифференциально-фазной защиты линий. Для имитации ВЧ канала при этом использовалась аппаратура **ПВЗУ-Е**. Схема подключения **ПВЗУ-Е** к реле Р547 была разработана в ходе подготовки экспериментов и успешно реализована.



Осциллограмма, снятая при имитации короткого замыкания в защищаемой зоне

Полная схема теста содержала: цифровой симулятор реального времени (RTDS) режимов электрической сети, два реле Р547, два аппарата ПВЗУ-Е, регистрирующие осциллографы.

На осциллограмме, снятой при имитации короткого замыкания в защищаемой зоне, можно видеть: сигналы управления передатчиками – 1 и 3 каналы;

сигнал в выходной цепи приемника – 2 канал; ток фазы А в реле – 4 канал.

Пунктирным маркером отмечен момент возникновения аварийного режима, сплошным – момент отключения тока.

Работа по повышению качества аппаратуры ведется на всех этапах производства: комплектации, изготовления элементов конструктива и печатных плат, сборки, настройки, термотренировки и приемосдаточных испытаний.

Основным критерием качества выпускаемой аппаратуры предприятие считает снижение ее эксплуатационных расходов. На достижение этой цели и направлены все усилия отдела разработок Уралэнергосервис.

В целях совершенствования существующих версий аппаратуры ПВЗУ-Е достигнута согласованность рабочих протоколов УАПК аппаратуры ПВЗУ-Е с протоколами всех предыдущих версий ПВЗУ, а также аппаратуры ПВЗ-90М.

Расширен спектр возможностей аппаратуры: реализована передача сигналов защиты по оптоволоконным каналам. На базе оптических модулей: передающего РОМ-3155 и приемного PROM-155 разработан

блок для ПВЗУ-Е, позволяющий использовать в качестве канала связи две выделенные оптоволоконные линии. При этом возможна одновременная передача сигналов релейной защиты, противоаварийной автоматики, телефонной связи или данных телеизмерений.

При этом перевод ПВЗУ-Е с ВЧ канала по ВЛ на выделенный оптоволоконный канал является дополнительной и относительно недорогой услугой.

Благодаря исполнению в евроконструктиве аппаратура позволит и в будущем легко, не повышая существенно первоначальной стоимости, проводить модернизации элементной базы и отдельных узлов, повысить качественные характеристики.

Эти и другие наработки, воплощенные в новой версии, позволяют достичь оптимального соотношения цены и качества. Более того, при явном качественном улучшении эксплуатационных характеристик цена аппаратуры практически не меняется.

Все это отмечено на успешных демонстрациях аппаратуры на семинарах и совещаниях и подтверждено дипломом Всероссийского выставочного центра № 306 от 19/IV 2000 г., а также многочисленными положительными отзывами специалистов служб РЗА, эксплуатирующих аппаратуру.

Информационным письмом РАО “ЕЭС России” № ИП-05-2000(Э) от 02/VIII 2000 г. аппаратура ПВЗУ-Е рекомендована к применению.

Кроме того, сегодня Уралэнергосервис предлагает многокомандную (32 команды) цифровую ВЧ аппаратуру передачи сигналов противоаварийной автоматики (АКАП-В), являющуюся совместной разработкой с СКБ “Восток” (г. Барнаул). Информационным письмом РАО “ЕЭС России” № ИП-04-98 (Э) от 29/V 1998 г. аппаратура рекомендована к применению.

В настоящее время наше предприятие осуществляет разработку аппаратуры передачи команд ПА на базе ПВЗУ-Е для замены ВЧТО, при этом предполагается максимально унифицировать блоки аппарата ВЧ защиты и аппарата передачи команд ПА, что позволит минимизировать число запасных блоков для ремонта ВЧ аппаратуры.

Наряду с изготовлением и поставкой производимой аппаратуры Уралэнергосервис предлагает покупателям ряд услуг: настройка и включение аппаратуры в работу, гарантийное и послегарантийное обслуживание, модернизация, обучение персонала посредством проведения семинаров.

Это позволяет говорить не только о качестве производимой предприятием продукции, но и о качестве предоставляемых потребителю услуг.

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

По поводу статьи Жукова В. В. "Расчет токов короткого замыкания с учетом изменения параметров короткозамкнутой цепи"¹

Каневский Я. М., инж.

ОАО Укрэнергопром

Названная статья затрагивает актуальный вопрос, связанный с расчетом минимального значения тока короткого замыкания (КЗ) при определении уставок релейной защиты и автоматики.

Автором предложена практическая методика учета изменения параметров короткозамкнутой цепи при расчете токов КЗ в электроустановках напряжением свыше 1 кВ. В статье приведены также примеры расчетов токов КЗ. В примере 1 рассчитано значение периодической составляющей тока КЗ в системе собственных нужд (с.н.) 6,3 кВ электростанции при трехфазном КЗ за двухобмоточным трансформатором ТРДНС-63000/35 с расщепленной на две части обмоткой низшего напряжения (НН).

Для указанного трансформатора для с.н. электростанций параметрами являются [1]:

напряжение КЗ при параллельной работе ветвей расщепленной обмотки $u_{к.в-н} = 12,7\%$;

напряжение КЗ при раздельной работе ветвей расщепленной обмотки $u_{к.в-н1(н2)} = 23\%$;

напряжение КЗ между ветвями расщепленной обмотки $u_{к.н1-н2}$ – не меньше 40%.

Значения напряжений КЗ указаны на основном ответвлении и приведены к мощности обмотки высшего напряжения. Точный параметр $u_{к.н1-н2}$ отсутствует, поэтому каталожное $u_{к.н1-н2}$ нельзя использовать для определения сопротивлений лучей трехлучевой звезды трехфазного двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН.

Однако в примере 1 статьи при определении сопротивлений лучей схемы замещения трансформатора использованы расчетные выражения из [2] с применением величин $u_{к.в-н}$ и K_p при отсутствии точного значения K_p .

В современной технической литературе на трансформаторы с расщепленной обмоткой обычно приводятся только значения $u_{к.в-н}$ и $u_{к.в-н1(н2)}$, поэтому рекомендуется использовать методику расчета параметров схемы замещения трансформаторов с расщепленной обмоткой НН с применением $u_{к.в-н}$ и $u_{к.в-н1(н2)}$.

Далее предлагаются выведенные расчетные выражения для определения параметров схемы за-

мещения трансформаторов с расщепленной обмоткой НН [3].

$$u_{к.в} = 2u_{к.в-н} - u_{к.в-н1(н2)}; \quad (1)$$

$$u_{к.н1} = u_{к.н2} = 2(u_{к.в-н1(н2)} - u_{к.в-н}); \quad (2)$$

$$u_{к.н1-н2} = 4(u_{к.в-н1(н2)} - u_{к.в-н}); \quad (3)$$

$$K_p = 4 \left(\frac{u_{к.в-н1(н2)}}{u_{к.в-н}} - 1 \right). \quad (4)$$

Для трансформатора ТРДНС-63000/35

$$u_{к.в} = 2 \cdot 12,7 - 23 = 2,4\%;$$

$$u_{к.н1} = u_{к.н2} = 2(23 - 12,7) = 20,6\%;$$

$$u_{к.н1-н2} = 4(23 - 12,7) = 41,2\%;$$

$$K_p = 4 \left(\frac{23}{12,7} - 1 \right) = 3,244$$

или

$$K_p = \frac{41,2}{12,7} = 3,244.$$

Напряжение КЗ между ветвями расщепленной обмотки НН составляет $u_{к.н1-н2} = 41,2\% > 40\%$, что соответствует [1]. В примере 1 статьи принято

$$u_{к.н1} = u_{к.н2} = 40/2 = 20\%,$$

$$u_{к.в} = 12,7 - 20/2 = 2,7\%,$$

поэтому

$$u_{к.в-н1(н2)} = 2,7 + 20 = 22,7\% \neq 23\%.$$

Следовательно, использовать в расчете $u_{к.н1-н2} = 40\%$ не следует.

По вычисленным напряжениям КЗ определяются все сопротивления схемы замещения трансформатора ($X_v, X_{н1}, X_{н2}$) в омах.

$$X_v = 0,024 \frac{6,3^2}{63} = 0,015 \text{ Ом};$$

$$X_{н1} = X_{н2} = 0,206 \frac{6,3^2}{63^2} = 0,130 \text{ Ом}.$$

Список литературы

- ГОСТ 11920-93. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. М.: Издательство стандартов, 1993.

¹ Электрические станции, 2000, № 6.

2. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. М.: Издательство стандартов, 1988.
3. Каневский Я. М. Расчет параметров схемы замещения трансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения. – Электричество, 2001, № 2.

Ответ автора

Жуков В. В., доктор техн. наук

МЭИ

В отклике предлагается вместо известных соотношений для определения индуктивных сопротивлений схемы замещения трансформатора с разделенной на две части обмоткой низшего напряжения использовать предлагаемые автором иные соотношения, обеспечивающие, по мнению автора, более точные значения указанных сопротивлений. Как известно, при заданных $u_{к.в-н}$ и $u_{к.н1-н2}$ достаточно просто определяются

$$u_{к.в} = u_{к.в-н} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right); \quad u_{к.н1} = u_{к.н2} = u_{к.в-н} \frac{K_p}{4},$$

где $K_p = u_{к.н1-н2}/u_{к.в-н}$.

Приведенные выражения полностью соответствуют используемым автором отклика. Если не задано $u_{к.н1-н2}$, а задано $u_{к.в-н1(н2)}$, то

$$u_{к.в-н1(н2)} = u_{к.в-н} \left(1 + \frac{K_p}{4} \right); \quad K_p = 4 \left(\frac{u_{к.в-н1(н2)}}{u_{к.в-н}} - 1 \right).$$

В конкретном примере, приведенном в статье для конкретного трансформатора, $u_{к.в-н} = 12,7\%$, $u_{к.в-н1(н2)} = 23\%$.

При этом с достаточной точностью получаем $u_{к.н1-н2} = 40\%$, что и показал своими расчетами автор отклика. Однако в статье нет рекомендаций для использования указанного значения величины $u_{к.н1-н2}$ во всех случаях. По заданной паре параметров либо $u_{к.в-н}$, $u_{к.н1-н2}$, либо $u_{к.в-н}$, $u_{к.в-н1(н2)}$ должен быть определен K_p . По значению величины $u_{к.в-н}$ и K_p по приведенным выражениям определяются $u_{к.в}$ и $u_{к.н1}$, $u_{к.н2}$. По-видимому, автор замечания принял пример для конкретного случая за общие рекомендации, что является недоразумением. Приведенные в отклике формулы (1) – (4) могут быть полезны при расчетах на базе указанных исходных данных.

Уважаемые читатели!

Напоминаем, что настало время позаботиться о подписке на журнал «Электрические станции» на I полугодие 2002 г.

Оформить подписку Вы можете в любом отделении связи.

Сведения о подписке на журнал (индекс издания 71104) введены в Объединенный каталог «Пресса России». Том.1. Российские и зарубежные газеты и журналы

Спрашивайте каталог в отделениях связи!

Есть и еще один путь оформления подписки на наш журнал – непосредственно в редакции. Для этого необходимо направить в редакцию по адресу 108290, Москва, ул. Ленинская слобода, 23, или по факсу (095) 234-74-17, или по E-mail: tis@mail.magelan.ru гарантийное письмо-заявку с просьбой осуществить подписку на журнал и пересылку его по Вашему адресу с указанием платежных реквизитов и точного почтового адреса. Вам будет выставлен счет, после оплаты которого ежемесячно мы будем отправлять Вам журнал.

ХРОНИКА

Международная конференция “Эффективное оборудование и новые технологии в российскую тепловую энергетику”

Завершая празднование 80-летнего юбилея, Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт (ВТИ) при поддержке РАО “ЕЭС России” провел очень важную международную конференцию. Собравшиеся в Москве представители ведущих энергетических предприятий России, а также специалисты из стран Западной Европы, США и Японии обсуждали возможности широкого внедрения новых технологий получения тепловой и электрической энергии.

Рабочая часть конференции продолжалась два дня – 8 и 9 октября 2001 г., в актовом зале ВТИ. Открыл конференцию член-корреспондент Российской академии наук, генеральный директор ВТИ Г. Г. Ольховский.

В течение первого дня были рассмотрены проблемы и достижения отечественной энергетики. О стратегии развития электроэнергетики России рассказал начальник Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” Ю. Н. Кучеров. Богатый фактический материал, содержащийся в этом докладе, убедительно показал проблемы, которые необходимо решать в ближайшие годы в нашей стране.

Второй доклад был представлен Департаментом технического перевооружения и совершенствования энергоремонта РАО “ЕЭС России” (А. А. Романов и А. С. Земцов). Авторы доклада рассказали о путях решения основной проблемы электроэнергетики России – физическом и моральном старении оборудования электростанций, тепловых и электрических сетей.

Затем выступали представители крупнейших машиностроительных заводов России. В. В. Назаров (ЛМЗ) сделал доклад о новом поколении паровых турбин для российской энергетики, а В. И. Щёлоков (ЗиО-Подольск) подробно рассказал о том, как конструкторы завода используют новые технологии для повышения эффективности котельных установок и улучшения их экологических характеристик. В этом же докладе были приведены сведения о сравнительно новом направлении в отечественном котлостроении – о разработке проектов котлов-утилизаторов для парогазовых установок на ряде отечественных ТЭС. Совместно с инжиниринговой компанией “ЗиОМАР” Подольский завод готов изготавливать котлы-утилизаторы как для отечественных газовых турбин (ГТЭ-110, ГТЭ-150), так и для импортных (V94.2 и др.)

Заместитель главного конструктора ТКЗ “Красный котельщик” В. Д. Красота сообщил о достижениях конструкторов при разработке кот-

лов экспортной поставки. Используя отечественный опыт освоения мощных пылеугольных котлов, специалисты ТКЗ создали несколько удачных конструкций для поставки барабанных и прямоточных котлов в Китай.

Об успехах Северной ТЭЦ АО Мосэнерго по разработке и внедрению полнофункциональной АСУ ТП рассказал представитель этой станции Д. В. Тарасов. С докладом о совершенствовании мощных теплофикационных паровых турбин в системе Мосэнерго и о планах восстановления паркового ресурса турбинного оборудования выступил заместитель главного инженера Мосэнерго Д. А. Баршак.

Затем последовали доклады сотрудников ВТИ.

В докладе Г. Г. Ольховского, П. А. Березинца поднята важная проблема технического перевооружения устаревших газомазутных ТЭС с использованием современных ГТУ. Опираясь на многолетние исследования и опыт освоения ПГУ на Северо-Западной ТЭЦ Ленэнерго, авторы показали, что на существующих электростанциях с устаревшими блоками по 200 МВт можно установить бинарные ПГУ с сохранением паровой турбины, электрогенератора и другого оборудования. После установки ГТУ и котлов-утилизаторов мощность каждого энергоблока составит 315 МВт при КПД около 50%.

О применении новых технологий при перевооружении угольных ТЭС рассказал А. Г. Тумановский. В этом докладе, в частности, приведены результаты расчетных и экспериментальных исследований, которые позволяют оценить эффективность повышения параметров пара при сооружении новых энергоблоков с традиционным методом сжигания. Но главное внимание уделено новым технологиям сжигания твердого топлива, обеспечивающим повышение эффективности при одновременном снижении вредных выбросов в атмосферу. Перспективными в этом плане автор считает котлы с циркулирующим кипящим слоем, ПГУ с кипящим слоем под давлением, газификацию углей, гибридные установки с топливными элементами.

С интересным докладом о концепции продления ресурса металла тепломеханического оборудования ТЭС выступили В. Ф. Резинских и Е. А. Гринь. В. Ф. Гуторов рассказал о работах ВТИ по совершенствованию эксплуатации энергоблоков с паровыми турбинами, а В. П. Глебов – о повышении экологических показателей тепловых электростанций на органическом топливе.

О современных системах водоподготовки и водно-химических режимах тепловых электростанций в Российской Федерации рассказал в своем выступлении Б. С. Федосеев. Представитель ЗАО “Интеравтоматика” В. В. Лыско поделился со слушателями опытом автоматизации электростанций на базе современных программно-технических средств. В этом докладе большое внимание было уделено не только принципам разработки АСУ ТП, но и вопросам организации внедрения АСУ ТП на отечественных электростанциях.

Весь второй день конференции был предоставлен зарубежным участникам. Доклад представителя Министерства энергетики США М. Гринбаума “Программа США по исследованиям, разработке и демонстрации экологически чистых технологий сжигания угля” зачитал сотрудник представительства Министерства энергетики США в Москве г-н Н. Карлсон. Из этого доклада следовало, что важнейшими факторами, влияющими на развитие электроэнергетики в США, являются: дерегулирование, приватизация и конкуренция; ограничения, связанные с требованиями защиты окружающей среды.

Представитель входящей в объединение VGB компании “STEAG econotec” (ФРГ) г-н М. Шмелинг выступил с докладом “Производство энергии на пылеугольных электростанциях в условиях конкуренции и либерализации рынка”. Основные выводы этого доклада: уголь еще долгие годы будет оставаться основным энергоносителем для производства электроэнергии; возобновляемые источники энергии увеличат свою долю в производстве электроэнергии, но не смогут заменить традиционные энергоносители; на развитие энергетики в ближайшие годы будут оказывать влияние либерализация и другие политико-экономические обстоятельства, а также необходимость сокращения выбросов CO_2 .

Еще один представитель ФРГ Б. Беккер (фирма Siemens) сделал интересное сообщение о конструкциях и опыте эксплуатации газовых турбин V94. Большой интерес вызвала та часть доклада, в которой рассказывалось о работе ГТУ фирмы Siemens на синтетическом газе (ПГУ с внутрицикловой газификацией на ТЭС “Буггенум” в Нидерландах, на ТЭС “Пуэртоллано” в Испании и др.).

Ведущий специалист Датской компании DPC г-н С. Кьяер представил доклад об опыте проектирования и эксплуатации энергоблоков на сверхкритические параметры пара. В этом же докладе приведены некоторые предварительные сведения о совместной разработке энергетиками Европейского Союза “Усовершенствованного энергоблока с перегревом до 700°C и пылеугольным котлом”. Ожидается, что КПД этого паротурбинного блока будет составлять 53 – 54%.

Представитель Японии г-н М. Хитоши по поручению энергокомпании EPDC и ТЭС Tachibana

сделал доклад об опыте эксплуатации электростанций, работающих при сверхкритических параметрах пара, а также о применении новых технологий использования угля в Японии. Большое внимание в этом докладе было уделено разработке материалов для деталей котлов и турбин, рассчитанных на работу при ультрасверхвысоких параметрах пара.

Еще один представитель фирмы Siemens г-н А. Зауэр рассказал об опыте модернизации газовых и пылеугольных электростанций, а также о технико-экономических показателях, которые удалось получить после реализации планов модернизации ТЭС в Таиланде, Турции, Великобритании и Новой Зеландии.

Представитель фирмы Alstom (Швейцария) Р. Ю. Шакарян выступил с докладом, содержащим подробную информацию о практике организации инвестиционных проектов, финансировании сооружения энергообъектов и т.д., что вызвало большой интерес у представителей российских энергосистем и электростанций.

Обстоятельный доклад “Технология сжигания топлив в циркулирующем кипящем слое – опыт и перспективы” представил сотрудник компании “Foster-Willer” из Финляндии г-н Р. Г. Лундквист. Затем выступил г-н Р. К. Стривастава, научный сотрудник одного из институтов Агентства по защите окружающей среды США. Доклад, подготовленный им совместно с Р. Е. Холл, касался проблемы снижения выбросов оксидов азота на угольных энергетических котлах в США. Было подробно рассказано не только о методах, которые используют энергетики США, но и о результатах внедрения этих методов на тепловых электростанциях.

О сравнительно новом направлении в энергетике рассказал в своем выступлении г-н Г. Кабс (Siemens, ФРГ). Его доклад “Опыт и перспективы использования твердооксидных топливных элементов в стационарных энергоустановках” был выслушан собравшимися с большим вниманием.

Не менее интересным был доклад г-на Л. Свенссона (Alstom Power, Швеция): Технология “Кипящий слой под давлением” – конкурентоспособный и экологически приемлемый выбор. В докладе содержалось описание всех шести энергоблоков ПГУ с котлами, в которых твердое топливо сжигалось в кипящем слое под давлением. Успешная работа этих ПГУ в Швеции, Испании, США, Германии и Японии подтверждает перспективность новой технологии.

В заключение состоялась непродолжительная дискуссия по теме конференции.

ВТИ подготовил сборник докладов “Эффективное оборудование и новые технологии – в российскую тепловую энергетику”, содержащий 26 докладов российских и зарубежных специалистов.

В. Р. Котлер

ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

К 70-летию Березниковской ТЭЦ

Гервиц М. Б., заслуженный энергетик РСФСР, почетный энергетик СССР, заслуженный работник ЕЭС России

В ноябре 2001 г. исполняется 70 лет со дня пуска Березниковской ТЭЦ, которая является основным источником энергоснабжения химического комбината и г. Березники. Теплоэлектроцентраль имеет свою славную историю и мне, работавшему на предприятии в годы Великой Отечественной войны 1941 – 1945 гг., в своей публикации хочется отметить роль коллектива трудящихся в создании огромного промышленного центра и г. Березники на Севере Урала.

В конце 20-х и начале 30-х годов наряду со строительством электростанций по плану ГОЭЛРО во многих районах страны для энергоснабжения производств, где имелаась потребность в паре: в городах Ярославле, Воронеже, Кузнецке, Харькове, Москве (ТЭЦ тепло-технического института) и др., сооружались ТЭЦ мощностью от 10 до 80 МВт.

В первом пятилетнем плане развития народного хозяйства страны в апреле 1929 г. предусматривалось строительство на Северном Урале химического комбината для использования одного из крупнейших в мире месторождений калийных солей в районе г. Березники.

Березниковская ТЭЦ сооружалась в комплексе с химкомбинатом на его территории как цех для энергоснабжения производств комбината. Придавая большое значение вводу в эксплуатацию ТЭЦ, работы по ее сооружению велись круглосуточно. Это была ударная стройка.

Самоотверженный труд строителей, монтажников и эксплуатационников завершился крупной победой: 7 ноября 1931 г. были пущены первые агрегаты ТЭЦ, цеха комбината получили пар и электроэнергию.

По тем временам Березниковская ТЭЦ была совершенством технического прогресса. Выездная редакция “Правды” назвала ее красотой и гордостью всей социалистической индустрии. Это была первая ТЭЦ высокого давления в СССР и в Европе.

Пуск первых агрегатов сопровождался определенными трудностями. Оборудование поставлялось многими иностранными фирмами и не соответствовало проекту. Приходилось на месте менять схемы, узлы и детали, однако все трудности были преодолены и ТЭЦ была пущена в срок. Говоря о ней в январе 1933 г., заместитель председателя Совета народных комиссаров, председатель Госплана СССР В. В. Куйбышев отметил, что очень важным для Урала является полное использование оборудования ТЭЦ – это обеспечит энергоснабжение не только производства химкомбината, но и целого ряда предприятий, города и районов Урала.

В совершенствовании оборудования ТЭЦ в первый период эксплуатации принимали участие видные энер-

гетики страны: Л. К. Рамзин, В. Д. Кирпичников, В. А. Каппелер и Н. И. Гальперин.

Мощность ТЭЦ составляла 83,2 МВт с отпуском при полной нагрузке комбината:

пара 2,5 кгс/см² 100 т/ч – 800 000 т/год;

пара 7,5 кгс/см² 100 т/ч – 760 000 т/год;

пара 16,5 кгс/см² 140 т/ч – 1 200 000 т/год.

В то время по годовой выработке тепла в комбинированном цикле Березниковская ТЭЦ являлась самой мощной в мире. В машинном зале были установлены три двухвальных турбогенератора по 25 МВт каждый и один турбогенератор 6,4 МВт с начальными параметрами пара 56 кгс/см², 435°С у форшальт-турбин и 6 кгс/см², 360°С у турбин низкого давления. Испарительная установка ТЭЦ производительностью 200 т/ч считалась одной из крупнейших в мире.

В котельной, расположенной параллельно машинному залу, были установлены пять горизонтально-водотрубных котлов паропроизводительностью 120 – 150 т/ч каждый с параметрами пара на выходе 61 кгс/см², 450°С и два центральных вторичных пароперегревателя. Впоследствии в котельной были установлены котлоагрегаты № 8 и 9. Топливом для котельной являлся кизеловский уголь. Подача топлива в бункера котельной осуществлялась с угольного склада, где был расположен дробильный корпус, по канатной дорожке. Водоснабжение – прямоточное из р. Камы, а питьевое водоснабжение комбината и города – из артезианских скважин, расположенных в черте г. Березники. Через подстанцию 110 кВ, расположенную за территорией комбината, по линиям 110 кВ Березниковская ТЭЦ была связана с Соликамской ТЭЦ и Кизеловской ГРЭС.

В зону обслуживания Березниковской ТЭЦ входили титано-магниевого завода, три калийных комбината, завод красителей, много жилья и социально-культурных объектов г. Березники, ставшего крупным промышленным и культурным центром на Северном Урале.

До конца 30-х годов ТЭЦ была цехом комбината. Но затем решением соответствующих наркоматов ТЭЦ была передана в Уралэнерго.

Начало 40-х годов было для ТЭЦ временем больших трудностей. Это было связано с началом Великой Отечественной войны и призывом большей части квалифицированного персонала в действующую армию.

Только в начале 1942 г., после назначения директором ТЭЦ А. А. Максимова и главным инженером А. П. Немова положение стабилизировалось, началось улучшение в работе.

Я прибыл на Березниковскую ТЭЦ в 1941 г. в числе эвакуированных энергетиков из Днепрэнерго, был на-

значен начальником электроцеха Березниковской ТЭЦ и вся группа прибывших со мной сотрудников зачислена в электроцех. Первое знакомство показало, что электрооборудование ТЭЦ эксплуатируется в крайне тяжелых условиях. Из-за сильного загрязнения угольной пылью и золой оно часто выходило из строя, что приводило к остановке агрегатов, снижению параметров пара и нагрузке на котлах и ограничению отечественных потребителей оборонных предприятий.

Для ликвидации этого прорыва нами были приглашены более 20 учащихся фабрично-заводского училища и в короткое время обучены перемотке и восстановлению электродвигателей и другого электротехнического оборудования. Весь состав электроцеха в период осени 1941 г. и первого полугодия 1942 г. практически не уходил со станции и положение было выправлено.

В связи с оккупацией Украины и части территории Центра страны, с потерей на этих территориях оборонных предприятий вопрос работы предприятия и особенно ТЭЦ обрел первостепенное значение. В Березники прибыли уполномоченный Государственного Комитета Обороны А. А. Савченко, зам. председателя Совета народных комиссаров, нарком химической промышленности М. Г. Первухин, зам. наркома электростанций Д. Г. Жимерин, руководители области, Уралэнерго и Пермэнерго. При горкоме партии был создан штаб, который ежедневно собирал нас для сообщения о работе предприятий и принимаемых мерах по выполнению выпуска оборонной продукции.

М. Г. Первухин, Д. Г. Жимерин и зам. наркома электростанций И. И. Дмитриев, будучи энергетиками по образованию, уделяли особое внимание работе ТЭЦ и много помогали поставкой оборудования и материалов, а также продовольствием для круглосуточной работы столовых.

По указанию М. Г. Первухина и Д. Г. Жимерина на ТЭЦ для консультации прибыли участник сооружения ТЭЦ Л. К. Рамзин, а также для оказания технической помощи представители Главтехуправления И. А. Сыромятников, Л. Г. Мамиконянц, М. Ботвинник и представитель ОРГРЭС Б. Н. Соколов, ВТИ – Алексеев, ЦКТИ – Петерсон, Данюшевски и ученый М. А. Старикович.

Положение было настолько серьезное, что у счита каждого котлоагрегата кроме кочегара круглосуточно дежурил ответственный ИТР для оказания помощи на случай возникновения аварийной ситуации. За работой ТЭЦ постоянно следил Первый секретарь Пермского обкома КПСС и управляющий Пермэнерго Алексей Петрович Остинский. Директор ТЭЦ Александр Александрович Максимов и главный инженер Алексей Петрович Немов спокойно и уверенно осуществляли руководство и ТЭЦ начала выполнять план по выработке электроэнергии и отпуску тепла, что и явилось залогом устойчивой работы оборонных предприятий для обеспечения фронта необходимой продукцией – боеприпасами.

За самоотверженный и героический труд большая группа трудящихся г. Березники в 1943 г. была награж-

дена государственными наградами. Среди них были работники ТЭЦ: старший мастер Злыгостев, мастер Судариков, дежурные инженеры Прима, Козлов и Фишбейн. Я также получил первую награду – орден “Знак Почета” и из рук Д. Г. Жимерина – знак “Отличник социалистического соревнования”.

Моя награда – это заслуга коллектива цеха: зам. начальника Л. Д. Бурмистрова, Н. И. Межевого, мастеров Адыканова, Абатурова, Кропачева, бригадиров Ерофеева, Кузнецова, Пепеляева, инженеров Коробейникова, Аверина, Черновой, монтера Семенчука, мастера обмоточной Овчинникова и др.

По окончании Великой Отечественной войны на ТЭЦ началась новая жизнь: наращивание мощности и устранение серьезных недостатков в работе оборудования и социальной сфере.

Коллективом ТЭЦ в послевоенный период выполнен огромный объем работ, изменивших лицо ТЭЦ. В турбинном цехе были установлены дополнительно турбины, что увеличило мощность ТЭЦ. В котельном цехе смонтировано гидрозолоудаление, избавившее персонал от ручной вывозки шлака и золы. Была приведена в порядок кабельная трасса, идущая на подстанцию 110 кВ.

Особенно большой и важной работой был перевод котлов на сжигание газа и мазута с сооружением мазутного и газовых хозяйств.

Было построено много жилья и соцкультбытобъектов: Дворец энергетиков, детские сады, пионерлагерь и др. Наиболее ярким директором ТЭЦ в послевоенные годы была Нина Михайловна Чернова, которая сначала проработала некоторое время начальником электроцеха. Большая часть работ на станции и в городе выполнена под ее руководством. Она была награждена вначале орденом Ленина и затем ей было присвоено звание Героя Социалистического Труда с вручением второго ордена Ленина.

Управляющий Пермэнерго Яков Васильевич Адзериho повседневно помогал электростанции решать вопросы повышения надежности ТЭЦ.

Я как бывший сотрудник Березниковской ТЭЦ, знающий ее беды и трудности, работая главным инженером Главуралэнерго, помогал станции в решении насущных вопросов, в Минэнерго, Госплане и других союзных органах.

В настоящее время ТЭЦ руководит высококвалифицированный специалист Виктор Александрович Кабанов.

Перед ним стоит нелегкая задача технического перевооружения ТЭЦ: основное оборудование (котлы, турбины, генераторы и трубопроводы) выработало свой ресурс, а многие строительные конструкции изношены.

Надеюсь, что славный коллектив Березниковской ТЭЦ, который на протяжении всего 70-летнего периода работы достойно служил на благо народа, успешно решит эту задачу.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Система розжига мазутных горелок высокоэнергетическим искровым запальником

Карч Г., Адыновский Я., Соколовский П., инженеры

Вроцлавский политехнический институт (Польша) – фирма “АЦ Систем” (Польша)

Запальники – это стационарно установленные устройства, которые обеспечивают определенную энергию воспламенения для немедленного розжига горелки.

Существует несколько типов запальников: электрические, газовые и работающие на жидком топливе. Обычно запальники могут быть использованы в широком диапазоне нагрузок котла. Имеются запальники короткого действия, предназначенные только для розжига главной горелки. Другие задачи выполняют запальники-пилоты постоянного действия и поддерживающие запальники, способные разжечь главную горелку в любых условиях работы котла.

В энергетических и промышленных котлах, а также в технологических печах, в которых в качестве основного и растопочного топлива используется дизельное топливо или мазут, наиболее часто для автоматической растопки горелок используются газовые запальники на пропан-бутане, зажигаемые электрической дугой напряжением 10 кВ.

Основной проблемой такого решения является сложность установки, необходимость соблюдения мер безопасности и необходимость использования системы контроля безопасности пламени, отсечной арматуры, а также системы управления процессом розжига. Кроме того, высоковольтный запальник имеет некоторые негативные характеристики: сложную конструкцию, чувствительность к условиям, существующим в котлах, которые работают на тяжелых видах топлива. Погасание пламени на запальнике приводит к отключению газа и включению процедур, удлиняющих время запуска котла.

В данной статье рассматривается специальный тип запальника – электрический, высокоэнергетический, предназначенный для быстрой растопки котла.

Запальники короткого режима работы классифицируются следующим образом по классификации NFPA (Североамериканской ассоциации пожарозащиты):

класс 3 – запальник малой мощности, который применяется, в частности, для газовых и мазутных горелок для розжига подаваемого на горелку топлива в заранее определенных условиях воспламенения. Мощность запальников этого класса обычно не превышает 4% полной загрузки горелки. Время работы запальника не превышает времени, необходимого для розжига горелки, в пределах максимально допустимого времени, отведенного на данный процесс.

класс 3 специальный – электрический, высокоэнергетический запальник HESI (high energy spark igniter), способный непосредственно воспламенить топливо главной горелки. Обычно он состоит из искрового электрода, системы питания для создания серии импульсов высокой энергии и кабеля. Время работы запальника не превышает времени, необходимого для розжига горелки, в пределах максимально допустимого времени, отведенного на данный процесс.

Далее представлены параметры, влияющие на надежность розжига двухступенчатой газодинамической горелки с внутренним смешиванием топлива при помощи высокоэнергетического запальника типа ХЕСИ (HESI), а также принцип его работы, описание и технические параметры.

Принцип работы высокоэнергетического запальника типа ХЕСИ (HESI). Высокоэнергетический запальник

ХЕСИ является электрическим искровым запальником переменного действия (подача искры, а не дуги), позволяющим разжигать горелки, работающие на газе или жидком топливе.

Возможность запыления жидкого топлива основана на энергии искры (порядка 12 Дж на искру). Искра возникает на вторичном контуре в блоке питания благодаря системе конденсатора и искровника. Напряжение на вторичном контуре запальника 2000 В.

Принцип работы запальника – подача от 3 до 8 искр (в зависимости от применения) в секунду с энергией 12 Дж, уменьшающейся с возрастанием числа искр. Это означает, что запальник соединяет в себе большую энергию искры с большой суммарной энергией во времени.

Надежность работы высокоэнергетического запальника ХЕСИ. В случае розжига средних и тяжелых мазутов наиболее важным параметром является энергия отдельной искры. Это связано с тем, что искра должна иметь достаточно высокую энергию для того, чтобы превратить в пар жидкое топливо и зажечь образовавшуюся газовую смесь. В случае розжига тяжелого топлива, распыленного паром, энергия отдельной искры, выходящей от запальника, должна быть достаточной, чтобы разжечь горелку в условиях котла, т.е. обеспечить подогрев, парообразование топлива и его воспламенение.

В идеальных условиях, т.е. при чистом искровом электроде и горячем котле, необходимая энергия низка. В условиях, типичных для энергетических стандартов надежности, т.е. при розжиге горелки после продолжительной работы или на неподготовленных горелках после продолжительного простоя котла, требования к энергии искры растут и ограничиваются уровнем энергии искры, необходимым для самоочистки искрового электрода. Уровень энергии для самоочистки электрода принимается более чем 10 Дж на искру. Эта энергия должна очистить конец электрода от влажности, загрязнений, шлаков, остатков мазута, чтобы искра смогла воспламенить топливо горелки.

Конструкторскими организациями за энергию, достаточную для розжига тяжелых мазутов, распыленных паром, принимается энергия в 12 Дж.

Серия искр с низкой энергией одиночной искры, даже при их большом числе, менее эффективна при розжиге и более чувствительна к загрязнению и увлажнению. Большое число искр с малой энергией не гарантирует надежности розжига жидкого топлива, так как вопрос надежности решает энергия одиночной искры. Рассматриваемый запальник имеет возможность регулировать число искр в зависимости от применения. Из опыта известно, что трех искр в секунду достаточно для розжига большинства мазутных горелок, в том числе при сжигании тяжелых мазутов, распыленных паром. Увеличение числа искр в секунду без необходимости понижает работоспособность конца электрода.

Надежность розжига запальника в большой степени зависит от положения конца запальника относительно форсунок (рис. 1).

Результаты проведенных исследований для тяжелого топлива (мазут № 3) показывают, что для искры с энергией в 12 Дж наибольшая вероятность розжига, близкая к 100%,

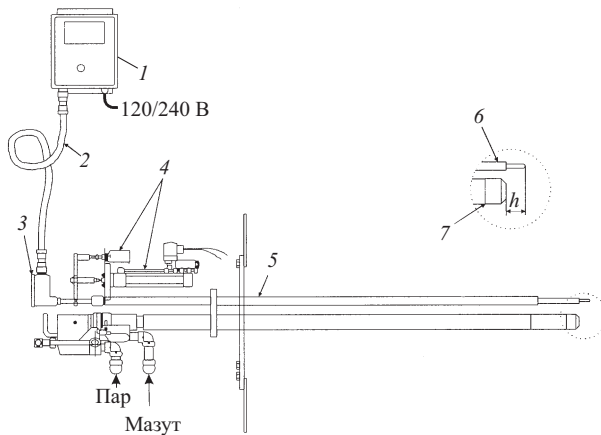


Рис. 1. Установка запальника ХЕСИ с возвратным механизмом на мазутной горелке:

1 – блок питания; 2 – кабель; 3 – электрод; 4 – возвратный механизм; 5 – направляющая труба; 6 – конец электрода; 7 – форсунка

обеспечивается тогда, когда конец запальника находится на расстоянии 100 – 200 мм от форсунки (рис. 2). Запальник был установлен параллельно горелке с расстоянием между их осями 100 – 150 мм. Данное утверждение основано на исследовании состава и концентрации топливной газовой смеси для данного топлива (мазут).

На рис. 3 показаны графики перехода топлива от жидкой фазы через тяжелые углеводороды до легких углеводородов, водорода и CO. Данный переход особенно динамичен на расстоянии до 100 мм от форсунки. На начальном участке (0 – 50 мм от форсунки) были обнаружены только капли жидкого топлива и первичные паровые фракции распада (тяжелые углеводороды).

Анализ изменения нижней и верхней границы розжига топливной смеси (рис. 4) показывает возможность розжига на расстоянии более чем 30 мм от форсунки. От этого места кривая верхней границы сильно удаляется от кривой нижней границы, что означает более широкую область смеси, возможную для розжига.

Конструкция высокоэнергетического запальника ХЕСИ 90. Запальник этого типа успешно применяется для розжига тяжелого жидкого топлива при распыливании его паром, а также средних и легких мазутов и газов на более чем 100 горелках в Польше.

Основная модель запальника ХЕСИ 90 состоит из блока питания 220VAC/2000VDC, искрового электрода и соединительного кабеля. Длина электрода – от 356 до 4572 мм, наружный диаметр – 15,9 мм. Запальник имеет разъемный наконечник, который может работать длительное время без очистки благодаря большой энергии искры.

Специальная конструкция запальника обеспечивает его надежную и продолжительную работу во влажной и запыленной среде, которая наблюдается в котельных установках.

Блок питания 220VAC состоит из электрического контура запальника, включающего: трансформатор, выпрямитель, конденсаторы и систему искровника. Блок питания изготовлен в пылезащищенной версии и устанавливается непосредственно около горелки. Кабель защищен гофрированной трубой, усиленной стальной лентой, и покрыт пластиком, устойчивым к высоким температурам и предохраняющим установку от пробивания искры.

Параметры запальника ХЕСИ 90 приведены далее.

Питание:
напряжение, В

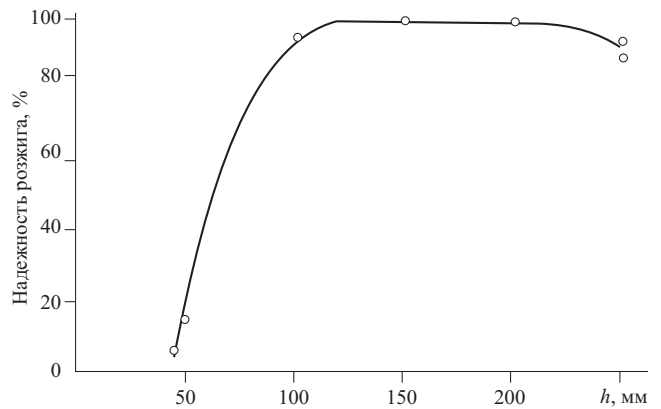


Рис. 2. График зависимости надежности розжига от расстояния h между концом запальника и форсункой

частота, Гц	50 – 60
Максимальный ток блока питания, А	1
Выходное напряжение постоянного тока, В	2000
Максимальная энергия искры, Дж	12
Частота искры, число искр в секунду	От 3 до 8
Принцип работы	Постоянный (для 8 искр в секунду – прерывистый)
Срок работы наконечника, число искр	10^6
Допустимый диапазон температуры работы блока питания, °С	От минус 18 до 57
Допустимая температура наконечника, °С	550 (временно в факеле – выше 1000°С)
Степень защиты блока питания	NEMA 4 или IP 54
Максимальная длина запальника, мм	4572
Диаметр, мм	15,9
Длина соединительного кабеля, м	1,83, 3,66, 4,57 (типовая)
Сопrotивление наконечника электрода (электрод – корпус), Ом	200 – 600
Размеры блока питания, мм:	
высота	273
ширина	203
глубина	108
Минимальный внутренний диаметр выходной трубы, мм	25

Сравнительные характеристики запальника ХЕСИ и высоковольтного запальника приведены далее.

	Запальник	
	ХЕСИ	высоковольтный
Рабочее напряжение, В	2000 (постоянный ток)	Более 10 000 (переменный ток)
Местонахождение наконечника	Вне пламени	В пламени
Регулировка	Не требуется	Требуется регулярный техосмотр
Расстояние между электродами	Фиксированное	Необходим демонтаж пилота для демонтажа запальника
Регулярная чистка электродов	Не требуется	Требуется

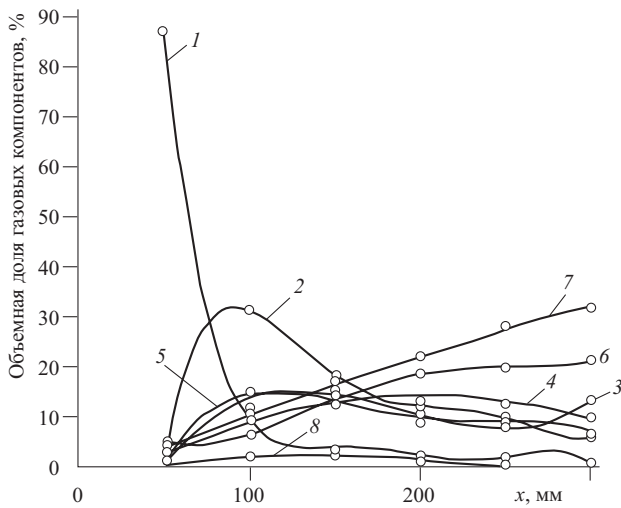


Рис. 3. График зависимости изменения объема газовых компонентов топлива от расстояния от форсунки:

1 – C_nH_m ; 2 – C_nH_{2n+2} ; 3 – H_2 ; 4 – CH_4 ; 5 – C_2H_2 ; 6 – CO ; 7 – N_2 ; 8 – H_2S

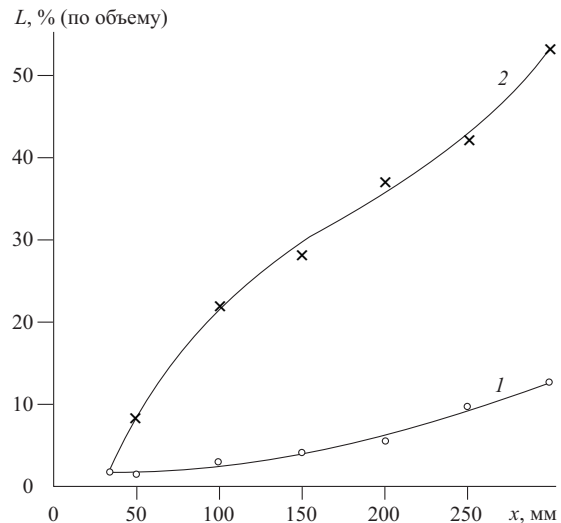


Рис. 4. График зависимости изменения нижней (1) и верхней (2) границ розжига топливной смеси от расстояния от форсунки

Чувствительность:

к загрязнениям	Не чувствителен	Чувствителен
к влажности	То же	То же
Техобслуживание	Простое, нет проблем с заземлением, безопасен	Плохое заземление может вызвать проблемы и опасность

Установка запальника ХЕСИ. Электрод запальника устанавливается параллельно оси горелки так, чтобы обеспечить возможность доступа к требуемому месту розжига в конусе топлива. В случае розжига горелки на жидком топливе позиция наконечника запальника относительно горелки должна обеспечивать касание с конусом топлива на расстоянии 100 – 200 мм от горелки. Наиболее приемлемым является положение, обеспечивающее стабилизацию пламени.

После розжига горелки конец электрода должен быть выведен из области горения на расстояние, обеспечивающее необходимую температуру для неработающего запальника. Допустимая температура конца электрода 550°C, в пламени он может находиться кратковременно при температуре более 1000°C.

Независимое расположение запальника и блока питания облегчает настройку и техосмотр запальника. Отдельное расположение блока питания имеет еще и то преимущество, что в случае аварии горелки электрическая часть не повреждается.

Основная модель запальника устанавливается стационарно и срабатывает при подаче напряжения на блок питания. Переносной вариант отличается включателем запальника на блоке питания. Автоматический вариант имеет дополнительное оборудование, позволяющее автоматически вывести запальник из зоны горения после розжига горелки. В специальных условиях на двигающейся горелке при фиксированном положении запальника может быть применен запальник с гибким электродом.

При использовании запальника для розжига горелки, работающей на тяжелом мазуте с паровым распыливанием, требуется обеспечить:

- хорошее качество сгорания;
- постоянные (стабильные) параметры пара и мазута;
- высокую температуру мазута (более 100°C);

розжиг горелки на мощности меньшей, чем номинальная (в случае большой мощности горелки).

Запальники ХЕСИ 90 не требуют регулярного обслуживания. Время от времени (1 раз в год) необходимо проверить состояние наконечника электрода и электрические соединения кабеля. Для демонтажа запальника необходимо отключить его от сети, а после 60 с можно отключить электрод или открыть блок питания.

Выводы

1. Розжиг горелки, работающей на мазуте № 3 (аналог российского мазута 40В) при паровом распыливании вполне надежен при соблюдении указанных требований.
2. Главным параметром запальника при розжиге распыленного мазута является энергия искры, которая должна иметь мощность более 10 Дж на искру.
3. Оптимальное расстояние конца запальника от форсунки горелки должно быть 100 – 200 мм. Надежность розжига в этом случае максимальна.
4. Использование высокоэнергетического запальника позволяет отказаться от высоковольтного и газового запальников, что значительно упрощает систему розжига горелок, делает ненужной подачу газа к запальнику, а также ликвидирует проблему слабой искры и сложной конструкции дугового запальника.

Список литературы

1. *Vandermeer W.* Flame Safeguard Controls in Multi-Burner Environments, Fireye, Inc., Derry NH, USA, 1996.
2. *Standard for the Prevention of Furnace Explosions / Implosions in Multiple Burner Boilers*, NFPA, Quincy MA, USA, 1995, NFPA 8502.
3. *Publication 372000-11, Rev. C: High Energy Spark Igniter Series 90 Service Manual*, Forney Corp., 1996.
4. *Publication 38407701 Rev. 2 / 96 High Energy Spark Igniter*, Technical Bulletin, Forney Corp., 1996.
5. *Adynowski J.* Zastosowanie elektrycznych zapalarek wysokoenergetycznych do bezpośredniego rozpalania palników na olej ciężki. Seminarium Naukowo-Techniczne: Instalacje olejowych palników rozpalkowych wraz z systemem dozoru plomienia w kotłach energetycznych. Kraków, 1999.

Анатолий Федорович Дьяков (К 65-летию со дня рождения)

Анатолий Федорович Дьяков родился 10 ноября 1936 г. в станице Марьинская Георгиевского р-на Ставропольского края. В 1959 г. он окончил Северо-Кавказский горно-металлургический институт по специальности инженер-электромеханик.

Всю свою трудовую деятельность Анатолий Федорович посвятил электроэнергетике. Он работал инженером центральной службы релейной защиты, автоматики и измерений, старшим инженером по борьбе с авариями и по технике безопасности, главным инженером Кавминводского предприятия электрических сетей, заместителем начальника Центральной диспетчерской службы, начальником службы надежности и техники безопасности, заместителем главного инженера, а затем главным инженером – заместителем управляющего Ставропольэнерго.

С 1977 по 1991 г. А. Ф. Дьяков работал на ответственных должностях в Минэнерго СССР, был главным инженером – заместителем начальника Госинспекции по эксплуатации электрических станций и сетей, начальником Главвостокэнерго, заместителем министра.

Анатолий Федорович участвовал в строительстве, пуске и освоении энергоблоков 300 – 800 МВт Ставропольской, Березовской, Экибастузской и других ГРЭС, уникальной Саяно-Шушенской ГЭС, первой в мире ПГУ с высоконапорным парогенератором 200 МВт на Невинномысской ГРЭС, а также электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения 330, 500, 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока.

В 1991 г. А. Ф. Дьяков назначен министром топлива и энергетики России. С 1993 г. он – президент РАО “ЭЭС России”, а с 1997 г. – почетный президент РАО “ЭЭС России”. Он является президентом корпорации “Единый электроэнергетический комплекс”. С 1998 г. и по настоящее время А. Ф. Дьяков – председатель НТС РАО “ЭЭС России”.

А. Ф. Дьяков – видный ученый в области энергетики, профессор, доктор технических наук, член-корреспондент Российской академии наук. С 1990 г. он заведует кафедрой



рой эксплуатации электрических станций, сетей и систем факультета повышения квалификации руководящих работников при МЭИ, а с 1995 г. – кафедрой релейной защиты и автоматики МЭИ.

Основные направления его научной деятельности: теория человекомашинных систем в энергетике, разработка теории целеустремленных эргатических систем с созданием на их базе отраслевой системы подготовки персонала; разработка и внедрение системного подхода к проблеме предотвращения аварий в энергосистемах; разработка и внедрение комплекса мер, методов и средств повышения надежной работы Единой энергетической системы России; разработка системы снижения уровней токов короткого замыкания на электростанциях и в энергосистемах; фундаментальные исследования электрических разрядов в газах с целью повышения надежности работы воздушных линий электропередачи сверхвысокого и ультравысокого напряжения; исследования по увеличению эксплуатационного ресурса основного энергетического оборудования; решение проблем по уменьшению отрицательного воздействия энергетических объектов на окружающую среду; разработка и создание экологически чистой ТЭС на угле, а также работы, связанные с обеспечением сейсмической безопасности энергетических объектов.

А. Ф. Дьяков – автор свыше 300 научных трудов, в том числе 25 монографий.

За разработку и внедрение системы повышения надежности и живучести ЕЭС России он удостоен Государственной премии России 1996 г. в области науки и техники. За создание и внедрение учебно-методического комплекса “Электрическая часть электростанций и автоматизация энергосистем” для высших учебных заведений Анатолий Федорович удостоен премии Президента РФ в области образования за 1998 г.

А. Ф. Дьяков – председатель Российского национального комитета по большим энергетическим системам (СИГРЭ), председатель Российского национального комитета МИРЭС, заместитель председателя Программного комитета МИРЭС, академик – секретарь, член президиума Академии электротехнических наук России, президент Международной энергетической академии, действительный член Грузинской и Казахской академий наук, немецкой Академии “Восток-Запад”, председатель Научного совета РАН по надежности и безопасности больших систем энергетики, главный редактор журналов “Энергетик” и “Вестник энергетики”.

А. Ф. Дьяков награжден медалями и орденами, в том числе, орденом Трудового Красного Знамени (1977 г.), Октябрьской Революции (1980 г.), Дружбы (1995 г.), Почетной грамотой Правительства России (1996 г.). Анатолию Федоровичу присвоены звания заслуженного энергетика России (1999 г.), Бурятии Дагестана, Кабардино-Балкарии, Карачаево-Черкессии, Марий Эл, Северной Осетии (Алания), Тывы, Чувашии.

А. Ф. Дьяков – почетный гражданин городов Пятигорска и Железноводска, Республики Калмыкия, Кольмского края и г. Магадана, г. Северобайкальска, Предгорного р-на Ставропольского края.

Сердечно поздравляем Анатолия Федоровича Дьякова с 65-летием. От всей души желаем ему крепкого здоровья и дальнейшей плодотворной творческой деятельности.

Павел Павлович Безруких (К 65-летию со дня рождения)

В сентябре начальнику Управления научно-технического прогресса Министерства энергетики Российской Федерации Павлу Павловичу Безруких исполнилось 65 лет.

Павел Павлович Безруких родился 13 сентября 1936 г. в Красноярском крае. После окончания в 1953 г. средней школы он поступил в Московский энергетический институт, и окончив его в 1959 г., был направлен на строительство Братской ГЭС мастером по монтажу и наладке электрооборудования.

В 1961 г. П. П. Безруких был переведен в Москву в институт Энергосетьпроект, где участвовал в организации пусконаладочных работ электрооборудования Братской ГЭС, Братской ТЭЦ, Рыбинской, Можайской и Кременчугской ГЭС, осуществлял шеф-монтажные и наладочные работы на ГЭС Ментур-Туннель в Индии.

С 1967 по 1970 г. Павел Павлович – аспирант Московского энергетического института, и после защиты кандидатской диссертации в 1971 г. остается преподавать в этом институте.

В 1975 г. П. П. Безруких приглашается в Энергосетьпроект на должность начальника лаборатории, где в течение 5 лет руководит разработкой руководящих и проектных документов по автоматизированным системам управления энергосистемами и электрическими станциями.

С 1979 г. Павел Павлович работает заведующим научно-техническим отделом стандартизации энергетики и электрификации Всесоюзного НИИ по нормализации в машиностроении Госстандарта СССР.

В 1986 г. П. П. Безруких переводится главным специалистом в аппарат Бюро Совета министров СССР по топливно-энергетическому комплексу, затем в аппарат Государственной энергетической комиссии Кабинета министров СССР. Здесь Павел Павлович участвует в разработке первой программы развития нетрадиционной энергетики в СССР и подготовке документов Правительства СССР по вопросам нетрадиционной энергетики и энергосбережения.

В 1992 г. П. П. Безруких переходит в аппарат Министерства топлива и энергетики Российской Федерации сначала начальником отдела, затем назначается первым заместителем начальника Управления энергоресурсосбережения и нетрадиционных видов энергии, а в 1995 г. – заместителем начальника Управления научно-технического прогресса.

В декабре 2000 г. Павел Павлович назначается на должность начальника Управления научно-технического прогресса Министерства энергетики Российской Федерации.

Славя богатого производственного опыта и глубоких теоретических знаний,



способностью создавать творческую атмосферу в подходе к решению поставленных задач и умение мобилизовать руководимый коллектив на их решение, сознание высокой личной ответственности за порученное дело позволили Павлу Павловичу на всех участках работы обеспечивать надежную базу для решения самых сложных задач.

Особенно эти качества помогли Павлу Павловичу при работе в Совете министров СССР, когда закладывались основы государственного подхода к развитию нетрадиционной энергетики и энергосбережения в СССР. основополагающие документы Правительства СССР, в разработке которых непосредственно принимал участие Павел Павлович, легли в основу дальнейшей работы в Министерстве топлива и энергетики Российской Федерации по созданию нового самостоятельного направления энергетики – использования возобновляемых источников энергии, названной нетрадиционной энергетикой.

Под руководством Павла Павловича и при его непосредственном участии в подготовке отдельных разделов разработанной «Концепции развития и использования возможностей малой и нетрадиционной энергетики в энергетическом балансе России», ставшая основным базовым документом этого направления энергетики. Разработана первая федеральная программа «Энергообеспечение районов Крайнего Севера за счет использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии», включающая в себя использование всех видов оборудования нетрадиционной энергетики. Осуществляется организация производства этого оборудования на отечественных предприятиях.

В целях интеграции России в мировой процесс развития использования возобновляемых источников энергии по инициативе Павла Павловича на территории страны проводятся крупные международные конгрессы, симпозиумы и конференции, в организации которых и подготовке итоговых документов он принимает самое непосредственное участие, выступает с докладами и сообщениями, в том числе, осуществляет сотрудничество в области возобновляемой энергетики с

такими передовыми в этой сфере зарубежными странами, как США, Индия, Дания, Финляндия.

Результатом этой работы явилось утверждение Павла Павловича членом Международной рабочей группы по возобновляемой энергетике стран «восьмерки» от Российской Федерации.

Возглавляя Управление научно-технического прогресса Минэнерго России, П. П. Безруких активно проводит политику повышения эффективности использования научно-технических достижений в топливно-энергетическом комплексе, усиления роли государственного управления в этом процессе через координацию работы отраслевых научно-исследовательских и проектных институтов. Большое внимание Павел Павлович уделяет развитию и совершенствованию международной выставочной деятельности Минэнерго России с целью продвижения отечественного технологического оборудования на российский и зарубежный рынки, что, в свою очередь, способствует развитию отечественного машиностроения и особенно конверсионных предприятий ВПК. Одновременно с выставками организуется проведение конгрессов, конференций и семинаров, где российские и зарубежные специалисты получают информацию о состоянии и перспективах развития нефтегазового комплекса, угольной промышленности и энергетики, в том числе, нетрадиционной, о достижениях науки и техники. Так, под руководством Павла Павловича в 2001 г. была впервые в России организована и проведена специализированная международная выставка «Нетрадиционные возобновляемые источники энергии – 2001».

Глубокие теоретические знания и блестящие аналитические способности Павла Павловича наряду с богатым профессиональным опытом позволяют, несмотря на загруженность руководящими обязанностями, активно участвовать в научном процессе. Кандидат технических наук, член-корреспондент Жилищно-коммунальной академии, член Международной энергетической академии П. П. Безруких является автором более 120 научных статей в российских и зарубежных журналах, в сборниках трудов конгрессов и конференций, соавтором нескольких книг.

Поздравляя Павла Павловича Безруких с 65-летием со дня рождения и желая ему крепкого здоровья, долгих лет жизни, благополучия семье и близким, одновременно выражаем уверенность в том, что его организаторский талант и богатейший профессиональный опыт еще долго послужат делу развития научно-технического прогресса в топливно-энергетическом комплексе и особенно в его новом направлении – возобновляемой энергетике.



ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР

аттестат аккредитации № РОСС RU.0001.22MX15 Госстандарта России

ВЫПОЛНЯЕТ КОМПЛЕКСНЫЕ СЕРТИФИКАЦИОННЫЕ И ПРИЕМОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

- котельные установки, их узлы и элементы
- горелки газовые, пылегазовые (газовая часть) и газомазутные
- установки для очистки дымовых газов
- паро-, газотурбинные, парогазовые установки и их оборудование
- энергооборудование, работающее под давлением; диагностика металла его элементов и узлов
- системы теплоснабжения и их оборудование
- устройства для обработки природных и очистки сточных вод

109280, Москва, Автозаводская ул., 14/23
Всероссийский теплотехнический институт.
Телефоны: (095) 275-41-49; 275-00-23 доб. 26-00.
Факс: (095) 275-11-22.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,
КОЩЕЕВ Л.А., **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**,
ОБРАЗЦОВ С.В., **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**,
САВВАИТОВ Д.С., **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
 Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
 Секретарь редакции **Васина С.А.**
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"

Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

Адреса: редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;
 ИТФ "Энергопрогресс" 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6
Телефоны: редакции (095)234-7417, 234-7419, 275-0023 доб. 21-66;
 главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417
Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 28.09.2001. Подписано в печать 29.10.2001. Формат 60×84 1/8.
 Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1850. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",
 127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210
Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru
 Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"