



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 4 2001

## Содержание

### ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- 2 **Гвоздев Д. Б., Шурупов В. В.** Анализ структуры управления оптовым рынком электроэнергии
- 5 **Анищенко В. А., Антоневиц В. Ф., Радкевич В. Н., Уласевич А. Ф.** Контроль погрешности измерений в системе учета межгосударственных перетоков активной электроэнергии

### ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 9 **Журавлев Ю. А., Скуратов А. П., Блох А. Г., Ковалев Ю. В.** Разработка системы технической диагностики энергетической топки как основа принятия управленческих решений
- 13 **Грибков А. М., Щелоков Ю. В., Чадаев А. В.** Снижение выбросов оксидов азота котлами ПЭО Татэнерго
- 19 **Печников А. Ф., Шупарский А. И.** Образование и утилизация токсичных отходов тепловых электростанций
- 21 **Храмчихин А. М., Родионов И. В., Бураков А. Ю., Моисейцев Ю. В., Колосов А. Ю., Миненков В. И., Миненков В. И.** Опыт эксплуатации рассолодобычных скважин на территориях теплоэлектростанций

### ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 23 **Гумин М. И., Косарева Е. Г., Лисицын М. В.** Микропроцессорная система автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанции
- 25 **Левченко И. И., Засыпкин А. С., Логанчук Л. М.** Об использовании выносного заземлителя для плавки гололеда на ВЛ постоянным током

### ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 29 **Гречко О. Н., Курбатова А. Ф., Петкевич Г. И., Привалов И. Н.** Длительные стендовые испытания электро-

оборудования для определения допустимых режимов его работы

- 35 **Потребич А. А., Кузнецов В. П., Жданов В. С., Фоменко П. И., Ткачев В. И., Овчинникова Н. С., Юдин Г. Г.** Автоматизированная система для оценки технического состояния электрооборудования
- 38 **Виноградов А. А., Платонова И. А., Рыжов С. В.** Защита шлейфов аппаратных спусков с применением арматуры спирального типа

### ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- 43 **Мингалев Н. П.** Южно-Кузбасской ГРЭС – 50 лет
- 52 **Саратовскому заводу энергетического машиностроения (АО «Сарэнергомаш») – 130 лет**

### ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 53 **Котлер В. Р., Серков Д. Е.** Снижение выбросов NO<sub>x</sub> на пылеугольных котлах с тангенциальными топками

### ХРОНИКА

- 56 **Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е.** О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО «Фирма ОРГРЭС» во II полугодии 2000 г.
- 66 **Всероссийский** научно-технический семинар «Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем»
- \* \* \*
- 68 **Карелин В. Я.** (К 70-летию со дня рождения)
- 69 **Гурин Д. В.** (К 50-летию со дня рождения)
- \* \* \*
- 71 **Лебедев Б. П.** (Некролог)

## ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

### Анализ структуры управления оптовым рынком электроэнергии<sup>1</sup>

Гвоздев Д. Б., Шурупов В. В., инженеры

ОДУ Сибири

В России исторически сложилась иерархическая система управления Единой энергетической системой (ЕЭС), состоящей из объединенных энергосистем (ОЭС), которые, в свою очередь, состоят из энергосистем. Самый верхний уровень управления – Центральное диспетчерское управление (ЦДУ) управляет параллельной работой ОЭС; объединенные диспетчерские управления (ОДУ) управляют параллельной работой энергосистем и электростанций, входящих в ОЭС; энергосистемы управляют параллельной работой электростанций и сетей, находящихся на их территории. До начала приватизации в электроэнергетике такая структура диспетчерского управления, действуя через административные рычаги, обеспечивала надежную и экономичную параллельную работу всей ЕЭС в целом. Существовавшая до 1991 г. структура диспетчерского управления представлена на рис. 1.

За десятилетия существования структуры диспетчерского управления достаточно четко сформировались зоны ответственности и порядок взаимодействия диспетчеров разных уровней, обеспечивающих надежную работу ЕЭС (ОЭС) и энергосистем в нормальных условиях и ликвидацию аварийных ситуаций.

При существовавшей до 1991 г. административной системе управления в электроэнергетике России диспетчеры всех уровней обеспечивали оптимальный режим работы в своей зоне ответственности по критерию минимума затрат условного топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии.

В обзоре, проведенном в работе [1], показано, что система диспетчерского управления в ЕЭС России в части обеспечения безаварийной и надежной работы является уникальной и достаточно совершенной системой, которая по многим параметрам превосходит лучшие зарубежные аналоги. Она позволяет предотвращать и успешно ликвидировать даже крупные системные аварии.

Однако, кроме множества достоинств, административная система управления энергетикой имела значительный, особенно заметный в рыночных условиях недостаток – она не имела целью получение прибыли как обобщающего показателя работы

любого подразделения. Коммерческие показатели работы подменялись технологическими, например, такими, как выполнение плана по рабочей мощности, удельный расход топлива на производство 1 кВт·ч электроэнергии, поддержание заданного уровня напряжения в контрольных точках и др.

Приватизация в энергетике, результатом которой стала организация Федерального оптового рынка (ФОРЭМ), привела к образованию вместо энергосистем самостоятельных субъектов рынка: АО-энерго, АО-электростанций и др. Вследствие этого взаимоотношения между субъектами оптового рынка электроэнергии и диспетчерскими управлениями (ОДУ и ЦДУ) коренным образом изменились. У субъектов оптового рынка электроэнергии появились свои коммерческие интересы, цель которых – получение максимальной прибыли.

Однако в оперативном управлении как ОЭС, так и ЕЭС России эти изменения характера взаимоотношений между диспетчерами разного уровня на сегодняшний день учитываются недостаточно. Противоречия между административной системой оперативного управления и рыночными интересами субъектов проявляются в виде нарушений диспетчерской дисциплины, что, например, в ОЭС Сибири происходит достаточно часто и приводит к нарушению управляемости энергообъединением и неэкономичной работе в целом по ОЭС.

В настоящее время для организации коммерческой работы на ФОРЭМ из структуры ЦДУ ЕЭС России выделен коммерческий оператор рынка. Первоначально это был расчетно-договорной центр (РДЦ) ФОРЭМ в составе ЦДУ ЕЭС России, затем отдельный департамент РДЦ ФОРЭМ в РАО

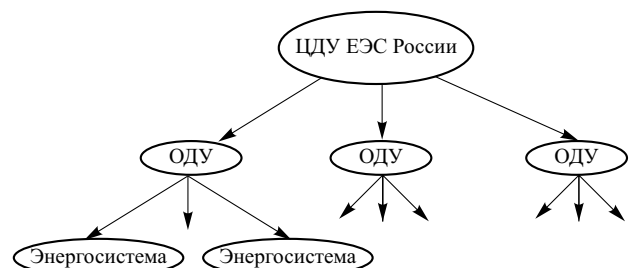


Рис. 1. Структура диспетчерского управления в ЕЭС России до 1991 г.

<sup>1</sup> В порядке обсуждения. Р е д .

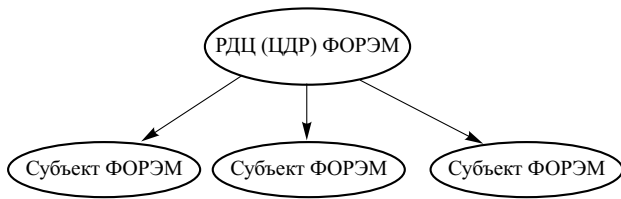


Рис. 2. Структура существующего коммерческого управления в ЭЭС России

“ЭЭС России”, а в настоящее время это центр договоров и расчетов (ЦДР) ФОРЭМ. Таким образом, в структуре управления энергетикой России появились два независимых друг от друга оператора – коммерческий (торговый) и технологический (системный), что привело к разделению единого по своей сути оперативного управления на коммерческую и технологическую структуры. Причем, система оперативного (технологического) управления электроэнергетикой в России, как и ранее, представляет собой многоуровневую иерархическую структуру и соответствует рис. 1, что позволяет ей достаточно надежно функционировать и обеспечивать выполнение возложенных на нее задач, а именно, – обеспечение надежной и безаварийной работы ЭЭС России.

Появившаяся система коммерческого управления электроэнергетикой в России в связи с тем, что оно осуществляется напрямую из РДЦ (ЦДР) ФОРЭМ, представляет собой одноуровневую иерархическую структуру, изображенную на рис. 2.

Система коммерческого управления имеет в своей структуре в качестве филиалов территориальные расчетно-договорные центры (ТРДЦ) ФОРЭМ, которые входят в состав ОДУ. Однако эти подразделения практически не имеют полномочий по составлению и заключению договоров в своей энергозоне, а значит, не могут выполнять функции коммерческого управления и служат в основном для сбора, обработки и передачи информации в РДЦ (ЦДР), а также “советов и консультаций” технологическому оператору (ОДУ), поэтому на рис. 2 они отсутствуют.

Сложившаяся структура коммерческого управления на ФОРЭМ, как это представлено на рис. 2, имеет только один уровень иерархии в отличие от технологического управления, где сохранилось четкое деление по уровням.

Все ОЭС, существующие в России, имеют свои особенности, в частности, в ОЭС Сибири около половины генерирующих мощностей составляют гидроэлектростанции (ГЭС). Эта особенность ОЭС Сибири приводит к тому, что себестоимость производства электроэнергии в Сибирском регионе ниже, чем в других регионах России. Однако из-за большой доли ГЭС в ОЭС Сибири, выработка электроэнергии которых определяется запасами гидроресурсов, часто фактические объемы выработки существенно отличаются от планируемых. Следствием этого является необходимость опера-

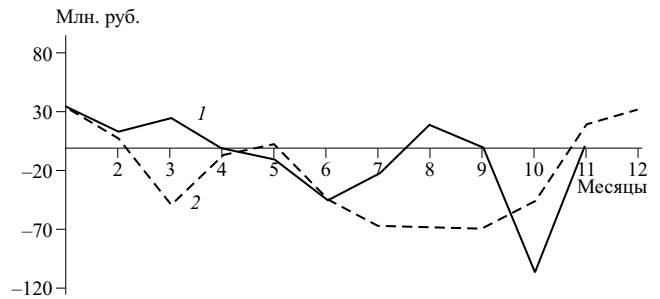


Рис. 3. Динамика сальдо начислений по ОЭС Сибири по месяцам 1999 г.:

1 – факт по ОЭС Сибири; 2 – план по ОЭС Сибири

тивной оптимизации режима работы ОЭС с учетом коммерческих факторов. Однако из-за разделения функций технологического управления, которое в настоящее время осуществляет ОДУ Сибири, и коммерческого управления, которое выполняет РДЦ ФОРЭМ, зачастую это затруднительно, что приводит к запаздыванию при заключении оперативных договоров, в то время как в ОЭС Сибири имеется избыток дешевых энергоресурсов. Кроме того, негибкая система образования тарифов на ФОРЭМ не позволяет согласовать тарифы на сверхплановую электроэнергию непосредственно в регионе, а у ТРДЦ отсутствуют права на заключение оперативных договоров в ОЭС.

В качестве примера, подтверждающего недостаточно эффективную работу коммерческой системы управления, на рис. 3 показана динамика сальдо начислений по ОЭС Сибири за 1999 г.

По итогам 1999 г. в ОЭС Сибири наблюдается отрицательное сальдо начислений, равное – 87 млн. руб., что свидетельствует о том, что начисления поставщикам электроэнергии превышают начисления покупателям. Значит, по итогам работы в 1999 г. ОЭС Сибири, несмотря на относительно низкую стоимость топлива для тепловых электростанций и значительную долю ГЭС в общем объеме выработки электроэнергии, является убыточной. Кроме того, отрицательный баланс платежей противоречит неоднократным постановлениям ФЭК РФ о необходимости прекращения “перекрестного субсидирования регионов”.

Одним из путей решения данной проблемы является разработка новой структуры коммерческого управления, которая позволяла бы учесть не только коммерческие интересы субъектов рынка, но и особенности каждой из ОЭС России. Для этого предлагается рассмотреть существующую структуру управления в энергетике с позиций системного анализа.

Технологическое управление в ЭЭС России упрощенно можно представить в виде некоторой системы, показанной на рис. 4, где элемент 1 соответствует ЦДУ ЭЭС России, элементы 2 – 8 – ОДУ, 9 – 138 – субъектам ФОРЭМ.

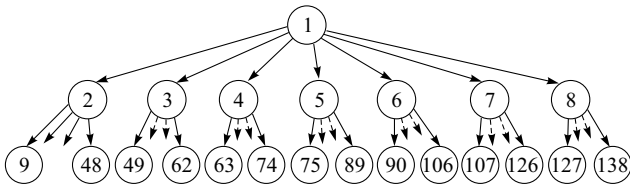


Рис. 4. Система технологического управления в ЕЭС России

Коммерческое управление в ЕЭС России представлено в виде системы, приведенной на рис. 5, где элемент 1 соответствует РДЦ (ЦДР) ФОРЭМ, элементы 2 – 8 – ОДУ (ТРДЦ), а элементы 9 – 138 – субъектам ФОРЭМ.

В теории автоматического управления при анализе технических систем широко применяется такое понятие, как наблюдаемость [2]. Объект называется наблюдаемым, если по измерениям выходного сигнала объекта можно определить его состояние. Система является полностью наблюдаемой, если каждый из ее элементов обладает свойством наблюдаемости. Для оценки наблюдаемости системы используется значение ранга матрицы наблюдаемости. В случае, если рассматривать систему, находящуюся в стабильном состоянии, матрица наблюдаемости становится идентична матрице смежности вершин ориентированного графа, соответствующего структурной схеме технической системы. Следовательно, для оценки наблюдаемости систем, находящихся в стабильном состоянии, можно использовать значение ранга матрицы смежности вершин. Учитывая, что система находится в стабильном состоянии, значение ранга матрицы смежности вершин позволяет оценить структуру системы с позиции наблюдаемости.

Для анализа структуры систем в работе [3] используется показатель смежности, определяемый следующим образом:

$$A = \frac{\text{rank}(M_G)}{n},$$

где  $\text{rank}(M_G)$  – значение ранга матрицы смежности вершин;  $n$  – число элементов системы.

Проведем оценку структуры систем коммерческого и технологического управления с помощью показателя смежности.

Для системы технологического управления значение ранга матрицы смежности

$$\text{rank}(M_G^{\text{техн}}) = 8.$$

Значение показателя смежности

$$A_{\text{техн}} = 8/138 = 0,058.$$

Для системы коммерческого управления значение ранга матрицы смежности

$$\text{rank}(M_G^{\text{коммерч}}) = 1.$$

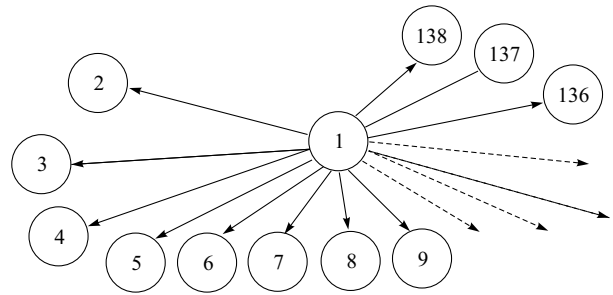


Рис. 5. Система коммерческого управления в ЕЭС России

Значение показателя смежности

$$A_{\text{коммерч}} = 1/138 = 0,00725.$$

Значение показателя смежности для системы технологического управления равно 0,058, а для системы коммерческого управления 0,00725. Значение показателя смежности для системы технологического управления превышает аналогичный показатель для системы коммерческого управления в 8 раз. Следовательно, проведенные расчеты подтверждают несовершенство структуры коммерческого управления.

Для получения более совершенной структуры системы коммерческого управления на первом этапе целесообразно преобразовать ее в систему, идентичную системе технологического управления, что соответствует передаче функций коммерческого управления ОЭС в ТРДЦ, а РДЦ (ЦДР) ФОРЭМ при этом будет осуществлять управление взаимоотношениями между ТРДЦ. В дальнейшем это привело бы к образованию отдельных оптовых рынков электроэнергии и мощности (ОРЭМ) в каждой ОЭС под управлением ТРДЦ. Кроме того, передача функций по коммерческому управлению в ТРДЦ позволила бы снизить информационную нагрузку на РДЦ (ЦДР) ФОРЭМ и повысить надежность функционирования системы коммерческого управления за счет разделения функций одного элемента (РДЦ) на семь (ТРДЦ).

## Выводы

1. Система технологического управления ЕЭС России функционирует значительно эффективнее системы коммерческого управления.

2. Структура коммерческого управления должна быть адекватной структуре технологического управления, что позволит значительно увеличить ее эффективность.

## Список литературы

1. Семенов В. А. Оптовые рынки электроэнергии за рубежом. Аналитический обзор. М.: ЭНАС, 1998.
2. Эйкхофф П. Основы идентификации систем управления. М: Мир, 1975.
3. Матвеев В. Н., Гвоздев Д. Б. Повышение количества структурной информации в технических системах. – Вестн. КузГТУ, 1999, № 2.

## Контроль погрешности измерений в системе учета межгосударственных перетоков активной электроэнергии

Анищенко В. А., доктор техн. наук, Антоневиц В. Ф., Радкевич В. Н., кандидаты техн. наук, Уласевич А. Ф., инж.

Белорусская государственная политехническая академия – концерн Белэнерго

Сложившаяся экономическая ситуация в электроэнергетике связана с развитием оптового рынка электроэнергии и диктует необходимость обеспечения контроля и учета межгосударственных перетоков электроэнергии. Коммерческие расчеты за поставляемую по высоковольтным воздушным линиям (ВЛ) электроэнергию определяют требование высокой точности учета отпускаемой и принимаемой энергии и транзитных потерь как для продавца, так и для покупателя энергии. Важность этих требований повышается с осуществляемым переходом на зонный учет и дифференцированные тарифы на оплату поставляемой электроэнергии [1 – 3].

Как показывает опыт эксплуатации системы учета межгосударственных перетоков активной электроэнергии концерна Белэнерго, несмотря на высокую точность используемых в системе учета электросчетчиков, достаточно часто встречаются случаи, когда сравнение значений переданной и принятой за расчетный интервал времени энергии, зафиксированной установленными по разным концам ВЛ приборами учета, приводит к неудовлетворительным результатам. Это выражается в том, что прием активной энергии может в ряде случаев оказаться бóльшим ее отдачи либо разность значений отдачи и приема активной энергии превысит возможное значение потерь активной энергии. Этим определяется актуальность задачи контроля погрешности измерений перетоков активной энергии, сложность решения которой резко увеличивается из-за трудностей с точным определением потерь активной электроэнергии в ВЛ.

**Анализ состояния информационной базы межгосударственных перетоков энергии.** Выборочный анализ получасовых значений перетоков активной энергии по межгосударственным ВЛ, связывающим энергосистемы Беларуси, России, Литвы, хранящихся в информационной базе концерна Белэнерго, выявил много случаев превышения допустимых небалансов показаний приборов учета на передающих и принимающих концах ВЛ. Эти противоречия нельзя объяснить только нагрузочными потерями, потерями на корону и нормированными погрешностями измерительной аппаратуры.

Одной из причин недопустимо больших расхождений показаний электросчетчиков на противоположных концах ВЛ за суточный интервал

явился одновременный отсчет их показаний, который составлял от 1 до 3 ч. Нормализация этих данных за счет устранения временных сдвигов значительно уменьшила число несбалансированных показаний приборов учета. Тем не менее, в ряде случаев остались большие расхожения показаний приборов, что дает основание предположить наличие других невыявленных неисправностей в рассматриваемой системе учета перетоков энергии.

Результаты анализа информационной базы межгосударственных перетоков концерна подтвердили необходимость и своевременность организации оперативного контроля точности показаний приборов учета электроэнергии.

**Алгоритм контроля точности показаний приборов учета перетоков активной энергии.** Под достоверными понимаются результаты измерений, погрешности которых не выходят за допустимые пределы, соответствующие расчетной погрешности измерительного комплекса, включая трансформаторы тока, напряжения и счетчика энергии. Рассеяние расчетных случайных погрешностей измерений перетоков активной энергии на передающем и приемном концах ВЛ характеризуется дисперсиями

$$\sigma_{W_1}^2 = \left( \frac{1}{3} \alpha_1 \bar{W}_1 \right)^2, \sigma_{W_2}^2 = \left( \frac{1}{3} \alpha_2 \bar{W}_2 \right)^2, \quad (1)$$

где  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  – показатели (в относительных единицах) расчетной точности измерительной аппаратуры на передающем и приемном концах ВЛ;  $\bar{W}_1$  и  $\bar{W}_2$  – результаты измерений получасовых перетоков активной энергии на передающем и приемном концах ВЛ.

Исходное уравнение связи, объединяющее контролируемые переменные, имеет вид

$$W_1 - W_2 - \Delta W = 0, \quad (2)$$

где  $W_1$  и  $W_2$  – истинные значения получасовой отпущенной и принятой активной энергии;  $\Delta W$  – истинные получасовые потери активной энергии в ВЛ.

Подстановка в выражение (2) результатов измерений перетоков и расчета активных потерь  $\Delta \bar{W}$  приводит к появлению невязки уравнения связи

$$\Delta = \bar{W}_1 - \bar{W}_2 - \Delta \bar{W}. \quad (3)$$

Условие отсутствия выходящих за допустимые пределы погрешностей измерений активной энергии записывается следующим образом:

$$|\Delta| \leq \Delta_{\text{доп}}, \quad (4)$$

где допустимая невязка уравнения связи  $\Delta_{\text{доп}}$  задается в функции от точности измерений и расчета средних активных потерь

$$\Delta_{\text{доп}} = \beta(\delta_{W_1} + \delta_{W_2} + \delta_{\Delta W}), \quad (5)$$

где  $\delta_{W_1}$  и  $\delta_{W_2}$  – предельные погрешности измерений отпущенной и принятой активной энергии, соответствующие их доверительным вероятностям;  $\delta_{\Delta W}$  – предельная погрешность расчета активных потерь, соответствующая его доверительной вероятности.

Предельные погрешности измерений определяются по правилу “три сигма”

$$\delta_{W_1} = 3\sigma_{W_1}, \quad \delta_{W_2} = 3\sigma_{W_2}, \quad (6)$$

где среднеквадратичные отклонения  $\sigma_{W_1}$ ,  $\sigma_{W_2}$  рассчитываются согласно выражению (1).

Предельная погрешность расчета активных потерь включает предельные погрешности расчета активных нагрузочных потерь  $\delta_{\Delta W_{\text{н}}}$  и потерь на корону  $\delta_{\Delta W_{\text{к}}}$

$$\delta_{\Delta W} = \delta_{\Delta W_{\text{н}}} + \delta_{\Delta W_{\text{к}}}. \quad (7)$$

Коэффициент  $\beta$  в формуле (5) учитывает маловероятность того, что погрешности всех измерений и расчета потерь энергии на рассматриваемом получасовом интервале достигнут своих предельных значений и таким образом характеризует доверительную вероятность определения допустимой невязки уравнения связи.

При несоблюдении условия (4) производится выявление прибора с недостоверным измерением перетока энергии (отпущенной или принятой) путем сравнения показаний приборов учета  $\bar{W}_{1(2)}(t_i)$  и  $\bar{W}_{1(2)}(t_{i-1})$  соответственно на последнем  $\Delta t_i$  и предпоследнем  $\Delta t_{i-1}$  получасовых интервалах времени. Подозреваемым в неисправности принимается прибор, модуль разности показаний которого  $|\bar{W}_{1(2)}(\Delta t_i) - \bar{W}_{1(2)}(\Delta t_{i-1})|$  окажется наибольшим.

**Определение активных потерь энергии.** Особенность учета активных потерь при оперативном контроле погрешности измерений получасовых перетоков активной энергии состоит в том, что они не могут рассчитываться в функции от показаний электросчетчиков на контролируемых получасовых интервалах, поскольку именно точность последних подлежит контролю с учетом этих потерь. Поэтому приходится ориентироваться на осредненные получасовые активные нагрузочные потери  $\Delta W_{\text{н}}$ , рассчитываемые в функции от

перетока активной энергии за длительный (порядка нескольких месяцев) интервал времени  $T$ , степень доверия к значению которого намного выше, чем к результатам получасовых измерений.

Переток активной энергии  $W_T$  за интервал времени  $T = n\Delta t$  ( $n$  – число циклов;  $\Delta t = 0,5$  ч – периодичность опроса информации) определяется нарастающим итогом по результатам ретроспективного анализа статистических данных о получасовых перетоках энергии. Расчетная формула для осредненных получасовых нагрузочных потерь активной энергии в этом случае имеет вид

$$\Delta \bar{W}_{\text{н}} = (1 + \text{tg}^2 \varphi^2) \frac{K_{\text{ф}}^2 W_{\text{T}}^2 r_0 l}{T^2 U_{\text{cp}}^2} \Delta t, \quad (8)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление ВЛ;  $l$  – длина ВЛ;  $U_{\text{cp}}$  – среднее напряжение ВЛ;  $K_{\text{ф}}$  – коэффициент формы графика перетока активной мощности, определенный по результатам получасовых измерений на интервале времени  $T$ ;  $\text{tg} \varphi$  – среднее значение коэффициента реактивной мощности на интервале времени  $T$ .

Отметим, что значение передаваемой реактивной энергии учитывается коэффициентом  $\text{tg} \varphi$ .

Осредненные получасовые потери активной энергии на корону рассчитываются по формуле

$$\Delta \bar{W}_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к}0} l \Delta t, \quad (9)$$

где  $\Delta P_{\text{к}0}$  – осредненные удельные потери активной мощности на корону, взятые из известных источников.

Суммарные осредненные получасовые значения потерь активной энергии

$$\Delta \bar{W} = \Delta \bar{W}_{\text{н}} + \Delta \bar{W}_{\text{к}}. \quad (10)$$

**Оценка точности определения активных потерь энергии.** Погрешность определения осредненных получасовых потерь энергии зависит от погрешностей исходных аргументов, входящих в расчетные формулы (8), (9). Рассматривая эти аргументы как независимые и случайные величины, получаем предельную погрешность определения нагрузочных получасовых потерь [4]

$$\delta_{\Delta W_{\text{н}}} = \left| \frac{\partial(\Delta \bar{W}_{\text{н}})}{\partial W_{\text{T}}} \right| \delta_{W_{\text{T}}} + \left| \frac{\partial(\Delta \bar{W}_{\text{н}})}{\partial r_0} \right| \delta_{r_0} + \left| \frac{\partial(\Delta \bar{W}_{\text{н}})}{\partial l} \right| \delta_l + \left| \frac{\partial(\Delta \bar{W}_{\text{н}})}{\partial U_{\text{cp}}} \right| \delta_{U_{\text{cp}}} + \left| \frac{\partial(\Delta \bar{W}_{\text{н}})}{\partial K_{\text{ф}}} \right| \delta_{K_{\text{ф}}} + \left| \frac{\partial(\Delta \bar{W}_{\text{н}})}{\partial(\text{tg} \varphi)} \right| \delta_{\text{tg} \varphi}, \quad (11)$$

где  $\delta_{W_{\text{T}}}$  – предельная погрешность определения перетока активной энергии на интервале времени  $T$ ;  $\delta_{r_0}$  – предельная погрешность задания удельного активного сопротивления  $r$  ВЛ;  $\delta_l$  – предельная погрешность задания длины ВЛ;  $\delta_{U_{\text{cp}}}$  – предельная

погрешность задания напряжения ВЛ;  $\delta_{K_\phi}$  – предельная погрешность задания коэффициента формы графика перетока активной мощности;  $\delta_{\text{tg } \varphi}$  – предельная погрешность задания коэффициента  $\text{tg } \varphi$ .

Аналогично определяется предельная погрешность расчета осредненных получасовых потерь на корону

$$\delta_{\Delta W_k} = \left| \frac{\partial(\Delta \bar{W}_k)}{\partial(\Delta P_{k0})} \right| \delta_{\Delta P_{k0}} + \left| \frac{\partial(\Delta \bar{W}_k)}{\partial l} \right| \delta l, \quad (12)$$

где  $\delta_{\Delta P_{k0}}$  – предельная погрешность задания осредненных удельных потерь на корону.

Частные производные в расчетных формулах (11), (12) раскрываются следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial(\Delta \bar{W}_H)}{\partial W_T} &= 2(1 + \text{tg}^2 \varphi) \frac{K_\phi^2 W_T r_0 l}{T^2 U_{cp}^2} \Delta t; \\ \frac{\partial(\Delta \bar{W}_H)}{\partial r_0} &= (1 + \text{tg}^2 \varphi) \frac{K_\phi^2 W_T^2 l}{T^2 U_{cp}^2} \Delta t; \\ \frac{\partial(\Delta \bar{W}_H)}{\partial l} &= (1 + \text{tg}^2 \varphi) \frac{K_\phi^2 W_T^2 r_0}{T^2 U_{cp}^2} \Delta t; \\ \frac{\partial(\Delta \bar{W}_H)}{\partial K_\phi} &= 2(1 + \text{tg}^2 \varphi) \frac{K_\phi W_T^2 r_0 l}{T^2 U_{cp}^2} \Delta t; \\ \frac{\partial(\Delta \bar{W}_H)}{\partial U_{cp}} &= -2(1 + \text{tg}^2 \varphi) \frac{K_\phi^2 W_T^2 r_0 l}{T^2 U_{cp}^3} \Delta t; \\ \frac{\partial(\Delta \bar{W}_H)}{\partial(\text{tg} \varphi)} &= 2 \text{tg}^2 \varphi \frac{K_\phi^2 W_T^2 r_0 l}{T^2 U_{cp}^2} \Delta t; \\ \frac{\partial(\Delta \bar{W}_k)}{\partial(\Delta P_{k0})} &= l \Delta t. \end{aligned} \right\} \quad (13)$$

Точность определения получасовых потерь активной энергии можно повысить, выделив на интервале времени  $T$  дневную, ночную, пиковую тарифные зоны и рассчитывая для них отдельно перетоки активной энергии и соответствующие им средние получасовые потери с учетом разных величин  $U_{cp}$ ,  $K_\phi$ ,  $\text{tg } \varphi$  в этих зонах.

Рассмотренные теоретические положения легли в основу алгоритма и программы контроля погрешности измерений в системе учета межгосударственных перетоков активной электроэнергии. Программа позволяет вычислять невязки показаний приборов (разность между  $\bar{W}_1$  и  $\bar{W}_2$ ), фактические и допустимые невязки уравнений связи. В тех случаях, когда  $|\Delta| > \Delta_{\text{доп}}$ , определяются и фиксируются выбросы показаний (разность между  $|\Delta|$  и  $\Delta_{\text{доп}}$ ) и вероятный источник ошибки ( $\bar{W}_1$  или  $\bar{W}_2$ ).

**Практические результаты контроля достоверности.** Апробация предложенного метода контроля достоверности показаний приборов учета перетоков активной энергии производилась на межгосударственных ВЛ 750 кВ Белорусская – Смоленская АЭС и ВЛ 330 кВ Витебск – Талашкино.

В табл. 1 представлен фрагмент выходной формы результатов контроля достоверности получаемых перетоков активной энергии.

Из данных, приведенных в табл. 2, видно влияние учета средних потерь энергии на корону и коэффициента  $\beta$ , определяющего долю учитываемых предельных погрешностей невязки уравнения связи при расчете допустимого значения последней, на результаты контроля погрешности измерений получасовых перетоков энергии.

Аналогичные приведенным в табл. 2 результаты контроля погрешности по ВЛ 330 кВ Витебск –

Т а б л и ц а 1

**Выходная форма контроля достоверности показаний приборов учета активной энергии по ВЛ 750 кВ Белорусская – Смоленская АЭС**

Время измерения	$\bar{W}_1$ , кВт·ч	$\bar{W}_2$ , кВт·ч	Невязка показаний приборов, кВт·ч	Невязка уравнения связи, кВт·ч	Допустимая невязка уравнения связи, кВт·ч	Выброс, кВт·ч	Вероятный источник выброса
00 – 30	233 775	224 560	9215	7584	2424	5160	$-\bar{W}_1$
01 – 00	432 900	207 200	225 700	208 901	2606	206 295	$-\bar{W}_1$
01 – 30	217 800	206 640	11 160	5639	2390	3249	$-\bar{W}_1$
02 – 00	215 775	204 960	10 815	5984	2386	3598	$-\bar{W}_1$
02 – 30	215 775	198 800	16 975	176	2380		Нет
03 – 00	215 775	199 920	15 855	944	2381		Нет
03 – 30	207 900	194 320	13 580	3219	2368	851	$-\bar{W}_1$
04 – 00	203 850	190 960	12 890	3909	2360	1549	$-\bar{W}_1$
05 – 30	186 975	170 800	16 175	624	2323		Нет
06 – 00	200 025	182 560	17 465	666	2348		Нет
06 – 30	217 800	199 920	17 880	1081	2383		Нет
07 – 00	204 525	187 040	17 485	686	2357		Нет
07 – 30	200 925	181 440	19 485	2686	2348	338	$-\bar{W}_2$
08 – 00	188 775	170 800	17 975	1176	2325		Нет

Т а б л и ц а 2

Количество выбросов (в процентах) за допустимую  
невязку уравнения связи по ВЛ 750 кВ  
Белорусская – Смоленская АЭС

Вариант расчета	$\beta$					
	0,1	0,2	0,35	0,7	0,9	1,0
С учетом потерь на корону	50,0	14,6	2,1	2,1	2,1	2,1
Без учета потерь на корону	100,0	100,0	100,0	97,9	72,9	64,6

Т а б л и ц а 3

Результаты диагностики правильности учета перетоков  
активной энергии по ВЛ 750 кВ Белорусская –  
Смоленская АЭС

Зона суток	Прием энергии			
	Число получасовых интервалов	$\beta$	Выбросы	
			число	%
Ночная	798	0,5	474	59,5
		0,8	37	4,6
Дневная	500	0,5	242	48,4
		0,8	20	4,0
Пиковая	190	0,5	88	43,3
		0,8	20	10,5
Всего за месяц	1488	0,5	804	54,0
		0,8	77	5,2

Талашкино показали, что неучет средних потерь энергии на корону в расчетных формулах в данном случае практически не повлиял на количество выбросов за допустимую невязку уравнения связи.

Итоговые месячные (январь 1999 г.) результаты контроля достоверности по тарифным зонам суток получасовых перетоков энергии с учетом средних потерь на корону (по ВЛ 750 кВ) при разных значениях коэффициента  $\beta$  помещены в табл. 3 и 4.

Долевое участие белорусской стороны в недопустимо больших погрешностях измерений перетоков активной энергии составило 45%, российской стороны – 55%.

## Выводы

1. Для обеспечения правильности учета межгосударственных перетоков электроэнергии необходим оперативный контроль точности измерений отпущенной и принимаемой электроэнергии.

2. При контроле точности измерений перетоков по ВЛ 750 кВ обязателен, наряду со средними нагрузочными потерями энергии, учет средних по-

Т а б л и ц а 4

Результаты диагностики правильности учета перетоков  
активной энергии по ВЛ 330 кВ Витебск – Талашкино

Зона суток	Прием энергии				Отдача энергии			
	Число полу- часо- вых интер- валов	$\beta$	Выбросы		Число полу- часо- вых интер- валов	$\beta$	Выбросы	
			число	%			число	%
Ноч- ная	550	0,8	40	7,3	339	0,8	177	52,2
		0,9	12	2,2		0,9	26	7,7
		1,0	11	2,0		1,0	9	2,7
Днев- ная	285	0,8	13	4,6	295	0,8	170	57,6
		0,9	2	0,8		0,9	26	8,8
		1,0	1	0,4		1,0	0	0
Пико- вая	57	0,8	4	7,0	153	0,8	86	56,2
		0,9	1	1,8		0,9	16	10,5
		1,0	1	1,8		1,0	3	2,0
Всего за ме- сяц	892	0,8	57	6,4	787	0,8	433	55,0
		0,9	15	1,7		0,9	68	8,6
		1,0	13	1,5		1,0	12	1,5

терь на корону; в противном случае неоправданно резко увеличивается вероятность ошибочного решения о наличии недопустимого результата измерения.

3. Увеличение коэффициента  $\beta$ , определяющего возможность одновременного совпадения предельных значений погрешностей измерений и расчета потерь активной энергии, приводит к снижению вероятности ошибочного решения о наличии недопустимо большой погрешности измерения и росту вероятности его необнаружения. Выброс компромиссного значения коэффициента  $\beta$  может производиться в первом приближении на основе экспертных оценок и нуждается в последующем исследовании.

## Список литературы

1. Методика анализа, расчета, интервального прогнозирования и контроля расхода электроэнергии в технологическом оборудовании подстанции, предназначенной для экспорта энергии / Барыкин Е. Е., Сюткин Б. Д., Тимченко В. Ф. и др. – Электрические станции, 1998, № 2.
2. Программно-вычислительный комплекс оценивания состояния энергосистем в реальном времени ("Оценка") / Гришин Ю. А., Колосок И. Н., Коркина Е. С. и др. – Электричество, 1999, № 2.
3. Костин С. Н., Синютин П. А. Организация внедрения и эксплуатации систем автоматизированного учета электроэнергии межсистемных перетоков в АО Челябинэнерго. – Электрические станции, 1998, № 10.
4. Тейлор Дж. Введение в теорию ошибок. М.: Мир, 1985.



## ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

### Разработка системы технической диагностики энергетической топки как основа принятия управленческих решений<sup>1</sup>

Журавлев Ю. А., доктор техн. наук, Скуратов А. П., канд. техн. наук, Блох А. Г., доктор техн. наук, Ковалев Ю. В., инж.

Красноярский государственный технический университет – Красноярская государственная архитектурно-строительная академия

Современное состояние контроля, регулирования и управления основными параметрами топочного процесса на тепловых электростанциях не отвечает в полной мере возросшим требованиям, предъявляемым к надежности, маневренности и экономичности работы котельных агрегатов. В связи с этим все большее развитие получают системы технического диагностирования (СТД) работы энергетического оборудования [1, 2]. Их разработка и внедрение на основе методов и средств детального анализа, непрерывного контроля и диагностики топочных процессов позволяют повысить надежность и качество эксплуатации. При этом наиболее эффективными в плане снижения необходимого числа измеряемых параметров, повышения информативности и экстраполяционных возможностей являются системы технического диагностирования, в которых информация, получаемая за счет текущих измерений на работающей топке, дополняется учетом взаимосвязей режимных параметров с показателями локального и интегрального теплообмена, получаемых путем математического моделирования топочных процессов.

Разработана СТД топки парового котла БКЗ-420-140 ПТ-2 с жидким шлакоудалением (работа выполнена при финансовой поддержке Красноярского краевого фонда науки, грант 9F0032). В этой системе штатная контрольно-измерительная аппаратура, предназначенная для измерения температуры и давления перегретого пара, пара в барабане, продувочной воды, концентрации кислорода в уходящих газах и других параметров, дополняется датчиками плотности падающих радиационных потоков  $q_{\text{пад}}$ . Выбор числа и мест установки датчиков на экранах топки имеет важное значение для функционирования СТД. Минимальное число датчиков должно обеспечивать необходимую полноту и достоверность получаемой о работе топочной камеры информации. Места установки датчиков, как и их число, выбираются с учетом особенностей работы котла (вида топлива и

способа его сжигания, компоновки котлоагрегата и др.). В общем случае для получения необходимой для функционирования СТД информации, обеспечения надежности ее получения достаточно трех-четырёх ярусов датчиков – по 12 (три на экран) датчиков в ярусе. Для котла БКЗ-420-140 ПТ-2 выбрана трехъярусная схема расположения 36 датчиков (рис. 1). Необходимость третьего яруса объясняется нелинейностью распределения  $q_{\text{пад}}$  по высоте топки и сложностью условий эксплуатации датчиков (высокая температура, запыленность среды). Функционирование СТД базируется на измерении  $q_{\text{пад}}$  с использованием датчиков, разработанных на основе тепловой трубы, что позволяет стационарно устанавливать их на котле и осуществлять непрерывный контроль [3].

Вся информация с котла собирается и обрабатывается системой сбора и обработки первичной информации, которая включает аналого-цифровой преобразователь и блок согласования с ЭВМ. В результате функционирования этой системы в ЭВМ поступают значения режимных параметров, характеризующих работу в данный момент времени, а также значения  $q_{\text{пад}}$  в местах установки датчиков. Данная информация используется для идентификации теплового режима, которая проводится сопоставлением измеренных на действующем котлоагрегате и расчетных значений  $q_{\text{пад}}$  в сходных точках на экранах топочной камеры для различных режимов работы котла [4].

Расчетные значения  $q_{\text{пад}}$  наряду с другими показателями тепловой работы топки для различных режимов сведены в информационный банк данных, который является по существу моделью сопрохождения, работающей в реальном масштабе времени. Информационный банк данных включает в себя показатели тепловой работы 1215 режимов и сформирован по результатам численных экспериментов на зональной математической модели [5, 6] при варьировании тепловой нагрузки котла, коэффициентом избытка воздуха, степенью рециркуляции топочных газов, зольностью топлива и числом работающих пылесистем. Учен возмож-

<sup>1</sup> В порядке обсуждения. Р е д .

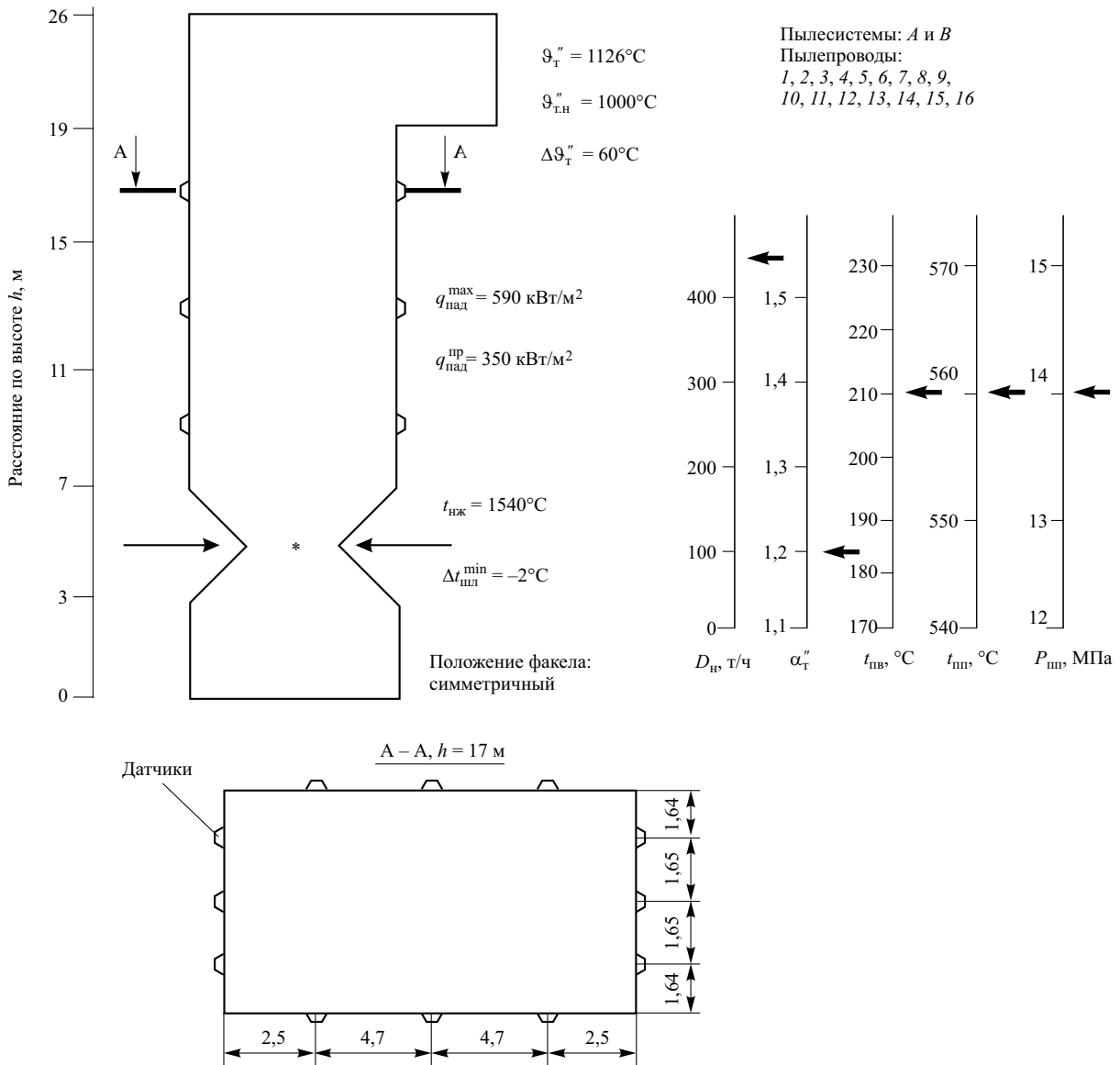


Рис. 1. Схема установки датчиков радиационного потока и показатели тепловой работы топки котла БКЗ-420-140 ПТ-2

ный перекоп по предтопкам в количестве поступающего топлива при условии равной его подачи через отдельные пылепитатели.

В результате идентификации теплового режима топки определяются значения отдельных режимных параметров, точное и непрерывное определение которых в настоящее время трудноосуществимо (например, зольность топлива), а также восстанавливаются поля температур, различного рода тепловых потоков по экранам топки и другие показатели интегрального и локального теплообмена.

На основе полученных в результате идентификации теплового режима данных проводится диагностика шлакования экранов топки и пароперегревателя, контроль непрерывного выхода жидкого шлака и определение положения факела в топочном объеме.

При определении степени зашлакованности топочной камеры различают две характеристики: интегральную для топки в целом и локальную для отдельных зон экранов. Определение степени интегральной зашлакованности проводится по значению температуры газов на выходе из топки  $\vartheta''_T$ . Уточнение интегральной зашлакованности осуществляется по среднему значению плотности падающего потока  $\bar{q}_{пад}$  датчиков, расположенных по периметру в верхней части топки. В этом случае  $\bar{q}_{пад}$  характеризует степень интегральной зашлакованности экранов ниже сечения установки датчиков. При наличии значительной интегральной зашлакованности важное значение приобретает локализация места шлакования и определение его уровня. Определение места и уровня загрязнения проводится на основе анализа распределений локальных показателей теплообмена.

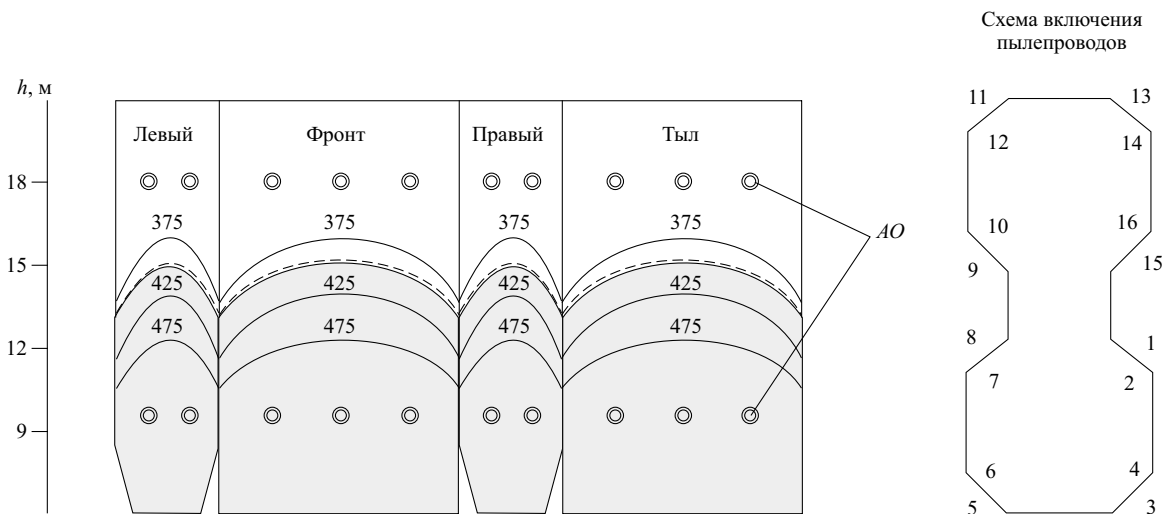


Рис. 2. Зоны возможного шлакования экранов топки:

$D_n = 420 \text{ т/ч}$ ;  $\alpha''_T = 1,2$ ;  $t_{\text{нв}} = 210^\circ\text{C}$ ;  $t_{\text{шт}} = 560^\circ\text{C}$ ;  $P = 14 \text{ МПа}$ ;  $\vartheta''_T = 1126^\circ\text{C}$ ;  $\vartheta''_{\text{т.н}} = 1000^\circ\text{C}$ ;  $q_{\text{пад}}^{\text{max}} = 590 \text{ кВт/м}^2$ ;  $q_{\text{пад}}^{\text{пр}} = 400 \text{ кВт/м}^2$ ;  $t_{\text{нж}} = 1540^\circ\text{C}$ ;  $t_{\text{шт}}^{\text{min}} = -2^\circ\text{C}$ ;  $B_M = 1,8 \text{ т/ч}$ ; АО – аппараты очистки

Диагностика шлакования пароперегревателя проводится сравнением значений температуры газов перед опущенными пароперегревательными ширмами и перед фестом с ее нормативными значениями для используемого состава угля. Место шлакования уточняется по температуре в выходном сечении топки. Непрерывный выход жидкого шлака контролируется по значению перегрева пленки шлака (определяется как разность температуры поверхности пленки жидкого шлака и температуры нормального жидкого шлакоудаления). Идентификация положения факела в топочном объеме проводится сравнением значений  $q_{\text{пад}}$  в сходных точках противоположных экранов.

Система технической диагностики топки котла БКЗ-420-140 ПТ-2 реализована на базе IBM-совместимых компьютеров [при участии Э. И. Горба и В. В. Межевича (Усть-Илимская ТЭЦ)]. Функционирование системы рассмотрим на примере одной из возможных ситуаций работы котла. На протяжении некоторого промежутка времени в топку котла БКЗ-420-140 ПТ-2 поступал ирша-бородинский уголь проектного состава, нагрузка котла выдерживалась в пределах 420 т/ч, машинист котла вел процесс согласно режимной карте. При этом отмечалась надежная работа топочной камеры: отсутствие шлакования поверхностей нагрева, непрерывный выход жидкого шлака, соответствие всех параметров нормативным. Системой технической диагностики данный режим идентифицировался однозначно и его параметры отвечали реальному состоянию топки.

В определенный момент времени с угольного склада в топку стал поступать ирша-бородинский уголь худшего качества со следующими характеристиками:  $A^\alpha = 17\%$ ,  $Q_n^p = 14,8 \text{ МДж/кг}$ . По ре-

зультатам измерений режимных параметров и  $q_{\text{пад}}$  путем идентификации теплового режима определен один из режимов информационного банка данных. По показателям данного режима проводится оценка технического состояния топочной камеры.

На имеющуюся у оператора схему (см. рис. 1) выдается информация о параметрах топочного процесса, в частности, значения температуры газов на выходе из топки, разверки температур по сечению выходного окна, максимальной плотности падающего радиационного потока  $q_{\text{пад}}^{\text{max}}$  в камере охлаждения и теплового сопротивления золовых отложений в данном месте, минимального перегрева пленки жидкого шлака, а также текущие значения режимных параметров.

Превышение температуры газов на выходе из топки над предельно допустимым значением ( $\vartheta''_{\text{T}}^{\text{доп}} = 1000^\circ\text{C}$ ) [7] на  $126^\circ\text{C}$  приводит к заносу конвективного газохода, при этом температура в пристенных областях также превышает допустимую (разверка температур по сечению выходного окна  $\Delta\vartheta''_T = 60^\circ\text{C}$ ), что свидетельствует о загрязнении поверхностей нагрева по всему сечению газохода. Превышение  $q_{\text{пад}}^{\text{max}}$  над его предельно допустимым значением ( $q_{\text{пад}}^{\text{доп}} = 400 \text{ кВт/м}^2$ ) на  $90 \text{ кВт/м}^2$  говорит о шлаковании экранов топки. Минимальный перегрев пленки жидкого шлака имеет отрицательное значение  $\Delta t_{\text{шт}}^{\text{min}} = -2^\circ\text{C}$ , что соответствует застыванию шлака в предтопке. При получении отрицательного значения  $\Delta t_{\text{шт}}^{\text{min}}$  в соответствии с алгоритмом обеспечения непрерывного выхода жидкого шлака определяется расход мазута, необходимый для совместного его сжигания с ирша-бородинским углем данного качества по

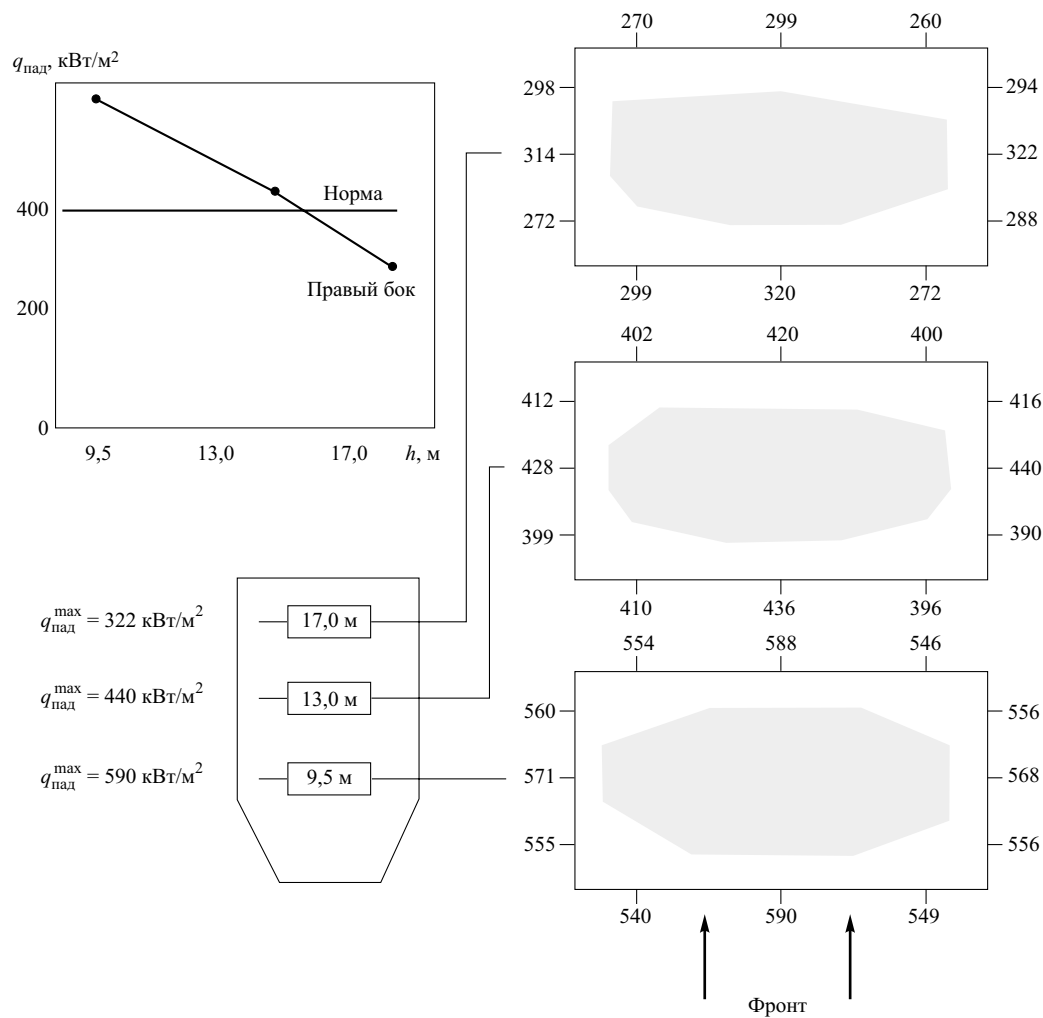


Рис. 3. Положение факела в топочном объеме

условию обеспечения нормального жидкого шлакоудаления [8]. Для рассматриваемого режима  $B_M = 1,8$  т/ч.

На схеме рис. 2 оператору представляются изограды  $q_{\text{пад}}$  по экранам топочной камеры с обозначением зон вероятного шлакования. Анализ распределения  $q_{\text{пад}}$  по экранам показывает, что имеется вероятность загрязнения нижней части камеры охлаждения. С целью оказания помощи оператору в выборе управляющего решения на данной схеме показано также включение пылепроводов и приведена схема размещения аппаратов очистки.

Идентификация положения факела в топочном объеме проводится сопоставлением измеренных значений  $q_{\text{пад}}$  на противоположных экранах топки. Затемненная область на рис. 3 – степень заполнения топки высокотемпературным ядром. Как видно, для рассматриваемого режима положение ядра топочного факела – в центре топки. Здесь же приведены численные значения  $q_{\text{пад}}$  в местах расположения датчиков и графическая информация о распределении  $q_{\text{пад}}$  для центра наиболее теплонапряженного экрана (в данном случае – правого бокового) по высоте топки. Установленная зависи-

мость и нормативное значение  $q_{\text{пад}}$  позволяют оценить вероятность шлакования бокового экрана.

Таким образом, в результате функционирования разработанной СТД топки выдается полная информация о состоянии топочной камеры, основных параметрах ее работы, производится прогнозирование аварийных ситуаций. Такая система диагностики в определенной мере позволяет решить задачу оптимальной организации топочного процесса, а ее дальнейшее совершенствование совместно с системой управления позволит исключить аварийные ситуации еще на стадии их зарождения путем анализа полной картины теплообмена и внесения локальных управляющих воздействий.

Следует отметить, что на данном этапе разработки принятие управляющих решений оставлено за машинистом котла, в распоряжении которого имеется возможность "проиграть" принимаемые решения на математической модели топки с целью оценки их эффективности. Разработанное алгоритмическое и программное обеспечение может быть также эффективно использовано в качестве тренажеров и "деловых игр" для совершенствования квалификации обслуживающего персонала

ТЭС и в вузах для обучения студентов теплотехнических специальностей.

#### Список литературы

1. *Силяров В. Ф., Гуляев В. А.* Диагностическое обеспечение энергетического производства. Киев: Техника, 1985.
2. *Задачи и методы технической диагностики поверхностей нагрева паровых котлов / Михлевский А. А., Дашкиев Ю. Г., Зозуля Г. В., Никитин Е. Е.* – Теплоэнергетика, 1989, № 8.
3. *Диагностика и управление топочными процессами на основе данных о распределении потоков падающего излучения / Блох А. Г., Герашенко О. А., Журавлев Ю. А. и др.* – Промышленная теплотехника, 1987, т. 9, № 1.
4. *Блок идентификации теплового режима системы технического диагностирования топки / Журавлев Ю. А., Блох А. Г., Горб Э. И., Ковалев Ю. В.* – В кн.: Теплообмен в парогенераторах. Новосибирск, 1990.
5. *Журавлев Ю. А.* Радиационный теплообмен в огнетехнических установках. Красноярск: Изд-во Красноярского университета, 1983.
6. *Блох А. Г., Журавлев Ю. А., Рыжков Л. Н.* Теплообмен излучением. М.: Энергоатомиздат, 1991.
7. *Едемский О. Н., Пронин М. С., Матвиенко В. С.* Результаты исследований сжигания бородинских углей в широком диапазоне изменения их зольности в топках котлов БКЗ-420 с жидким шлакоудалением. – Электрические станции, 1988, № 1.
8. *Прогнозирование маневренности работы котла БКЗ-420-140 ПТ-2 при сжигании ирша-бородинских углей / Журавлев Ю. А., Блох А. Г., Горб Э. И. и др.* – Теплоэнергетика, 1992, № 1.

## Снижение выбросов оксидов азота котлами ПЭО Татэнерго

Грибков А. М., канд. техн. наук, Щелоков Ю. В., Чадаев А. В., инженеры

Казанский государственный энергетический институт (технический университет) – ПЭО Татэнерго

*Обеспечение минимально допустимых избытков воздуха.* Первоочередным мероприятием по уменьшению выбросов оксидов азота является ликвидация излишков воздуха, подаваемого в котел, что сопровождается увеличением КПД котла. Основная проблема при этом заключается в надежности контроля химнедожога топлива и поддержании его в допустимых пределах.

Влияние избытков воздуха на концентрацию оксидов азота при различных нагрузках котла ТГМ-84Б показано на диаграмме [рис. 1](#).

Котел ТГМ-84Б имеет П-образную компоновку. Топочная камера открытая, прямоугольного сечения. Размеры по осям труб топки в плане 6016 × 14080 мм, высота топки 20 600 мм. Топка разделена двусветным экраном на две равные части, в каждой из них установлено по три газомазутные горелки ВТИ – ТКЗ. По две горелки установлены на нижнем ярусе на отметке 7200 мм и по одной – на верхнем, на отметке 10 200 мм.

Расстояние между горелками нижнего яруса составляет 5200, 1800 и 5200 мм. Горелки установлены с поворотом на 7° к центрам полуптопок и предназначены для раздельного сжигания газа и мазута. Номинальная производительность горелок по мазуту 5 т/ч, по газу – 5200 м<sup>3</sup>/ч.

Диаграмма [рис. 1](#) построена по обобщенным данным замеров, проводившихся на котлах № 9 – 11 Казанской ТЭЦ-1 в течение нескольких лет. За это время изменялось состояние котлов и состав топлива, в опытах имели место колебания параметров работы котла. По оси ординат [рис. 1](#) отложена концентрация оксидов азота при эксплуатационных избытках воздуха в рассечке водяного

экономайзера NO<sub>x</sub>, по оси абсцисс – паропроизводительность котла по штатному расходомеру D<sub>ПЕ</sub>.

Для построения диаграммы использованы данные более 300 замеров концентраций оксидов азота с помощью газоанализаторов типа Testo и IMR при различных нагрузках и избытках воздуха. При этом никаких мер по уменьшению выбросов оксидов азота не применялось. Изолинии концентраций, показанные на [рис. 1](#), представляют собой огибающие опытных точек.

Из [рис. 1](#) видно, что при сжигании газа концентрация NO<sub>x</sub> примерно в 2 раза ниже, чем при сжигании мазута. Как при сжигании газа, так и при сжигании мазута на выход NO<sub>x</sub> влияют два основных фактора – нагрузка котла и коэффициент избытка воздуха. Присосы воздуха в топке и по газовому тракту до точки отбора пробы составляли в среднем 6 – 7%. При α<sub>ВЭ</sub> < 1,08 наблюдалось появление в дымовых газах СО и Н<sub>2</sub>, которые до α<sub>ВЭ</sub> = 1,06 находились в допустимых пределах (СО < 200 мг/м<sup>3</sup>) [1]. Эта область на [рис. 1](#) отмечена линией “граница по q<sub>3</sub>”. Дальнейшее уменьшение α<sub>ВЭ</sub>, хотя и приводило к уменьшению концентраций NO<sub>x</sub>, но сопровождалось резким увеличением химнедожога.

При α<sub>ВЭ</sub> = const увеличение нагрузки котла ведет к пропорциональному увеличению концентрации NO<sub>x</sub> в дымовых газах. Это связано с увеличением теплового напряжения топочного объема и соответственно с ростом температур в факеле. Однако коэффициент пропорциональности зависит от α<sub>ВЭ</sub>. Он больше при высоких избытках воздуха и меньше при малых.

Приведенные графики могут быть аппроксимированы функциями:  
при работе на мазуте

$$\text{NO}_x = 925 - 670\alpha_{\text{ВЭ}} - 4,51D_{\text{ПЕ}} + 4,51\alpha_{\text{ВЭ}}D_{\text{ПЕ}}; \quad (1)$$

при работе на газе

$$\text{NO}_x = 502 - 390\alpha_{\text{ВЭ}} - 2,05D_{\text{ПЕ}} + 2,21\alpha_{\text{ВЭ}}D_{\text{ПЕ}}, \quad (2)$$

где  $\alpha_{\text{ВЭ}}$ , доли единиц;  $D_{\text{ПЕ}}$ , т/ч;  $\text{NO}_x$  в  $\text{мг/м}^3$ .

Увеличение  $\alpha_{\text{ВЭ}}$  более 1,4 приводило уже к снижению концентрации  $\text{NO}_x$  в дымовых газах как за счет расхолаживания факела большим количеством излишнего воздуха, так и за счет разбавления в больших объемах продуктов сгорания. В связи с тем, что такие режимы неэкономичны из-за больших потерь тепла с уходящими газами и при эксплуатации они могут иметь место только в исключительных случаях, эти режимы в настоящей работе не рассматривались, и ниспадающая ветвь зависимости  $\text{NO}_x = f(\alpha_{\text{ВЭ}})$  исключалась.

Оценить возможности котла по снижению выбросов  $\text{NO}_x$  при переходе на работу котла с предельно низкими избытками воздуха позволяет [рис. 1](#). При малых нагрузках для обеспечения отсутствия химнедожога требуются более высокие избытки воздуха. Так, если при  $D_{\text{ПЕ}} = 420$  т/ч предельно низким по условиям отсутствия химнедожога является  $\alpha_{\text{ВЭ}} = 1,06$ , то при  $D_{\text{ПЕ}} = 300$  т/ч это значение уже равно 1,09. Из [рис. 1](#) следует, что при переходе на работу с предельно низкими избытками воздуха на мазуте можно обеспечить концентрацию  $\text{NO}_x = 330 \div 350$   $\text{мг/м}^3$  при  $\alpha_{\text{ВЭ}} = 1,06 \div 1,09$  или при пересчете на  $\alpha = 1,4$   $\text{NO}_x^{\alpha=1,4} = 250 \div 270$   $\text{мг/м}^3$ , что почти удовлетворяет нормативам удельных выбросов для новых котлов (250  $\text{мг/м}^3$ ) [2].

При работе на газе при  $\alpha_{\text{ВЭ}} = 1,06 \div 1,08$  можно обеспечить концентрацию  $\text{NO}_x = 185 \div 195$   $\text{мг/м}^3$  или при пересчете на  $\alpha = 1,4$   $\text{NO}_x^{\alpha=1,4} = 140 \div 150$   $\text{мг/м}^3$ . Норматив удельных выбросов для новых котлов при работе на газе составляет 125  $\text{мг/м}^3$  [2].

Таким образом, переход на работу котлов с предельно низкими избытками воздуха позволит уменьшить выброс оксидов азота по сравнению с традиционными режимами примерно на 25% при одновременном уменьшении затрат электроэнергии на тягу и дутье примерно на 6%. Однако условием внедрения таких режимов должно быть наличие непрерывного автоматического контроля химнедожога, причем достаточно измерять только СО (в качестве индикатора). Такое условие выполнено для Казанской ТЭЦ-1, где на базе приборов фирмы SICK AG установлена автоматизированная система контроля выбросов, в состав которой вошли стационарные оптоэлектронные газоанализаторы, ультразвуковой измеритель расхода газов и система сбора и обработки информации [3]. Кон-

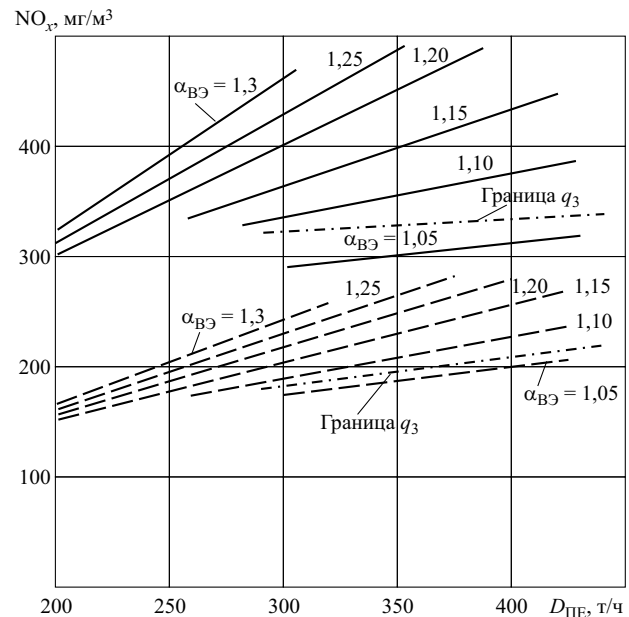


Рис. 1. Влияние избытков воздуха и нагрузки котла ТГМ-84Б на концентрацию оксидов азота:

----- газ; — — — мазут

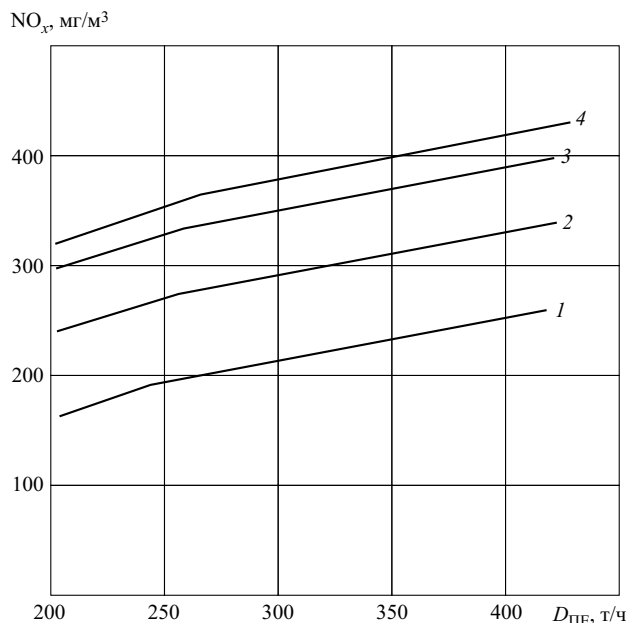
центрация СО измеряется на дымовой трубе прибором GM 910.

Сжигание газа и мазута в разных горелках. В условиях эксплуатации коэффициент избытка воздуха и нагрузка котла – параметры в некоторой степени взаимосвязанные. Так, например, при максимальной нагрузке невозможно обеспечить большие  $\alpha_{\text{ВЭ}}$  из-за ограничения по мощности тягодутьевых машин. При этих нагрузках реально обеспечивалось  $\alpha_{\text{ВЭ}} \leq 1,15$ .

При малых нагрузках (менее 250 т/ч) в условиях эксплуатации коэффициент избытка воздуха  $\alpha_{\text{ВЭ}}$  оказывается существенно выше и находится, как правило, в пределах 1,15 – 1,30, а иногда достигает и больших значений. Связано это как с относительным увеличением присосов воздуха при снижении нагрузки, так и с ухудшением процессов перемешивания и горения. Поэтому реальные эксплуатационные режимы работы котлов при увеличении нагрузки проходят с постепенным переходом ко все более низким  $\alpha_{\text{ВЭ}}$ .

Обобщенная зависимость  $\text{NO}_x = f(D_{\text{ПЕ}})$  при переменном  $\alpha_{\text{ВЭ}}$  показана на [рис. 2](#) как при работе котла на мазуте, так и на газе. Из [рис. 2](#) видно, что при малых нагрузках увеличение паропроизводительности более сильно влияет на рост  $\text{NO}_x$ , а при больших нагрузках это влияние несколько снижается.

Значительную часть времени в котлах сжигается одновременно газ и мазут. Нами проведены замеры  $\text{NO}_x$  при работе различных горелок на том или другом топливе. Результаты этих замеров обобщены на [рис. 2](#).



**Рис. 2.** Изменение концентрации оксидов азота в зависимости от соотношения газ/мазут при сжигании газа и мазута в различных горелках при эксплуатационных коэффициентах избытка воздуха:

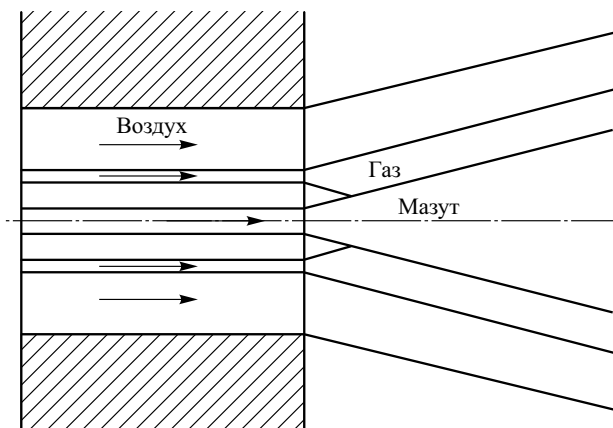
1 – все горелки на газе; 2 – четыре горелки на газе, две на мазуте; 3 – две горелки на газе, четыре на мазуте; 4 – все горелки на мазуте

При переводе двух из шести горелок на мазут имеет место увеличение выхода NO<sub>x</sub> не на 33%, как можно было ожидать исходя из соотношений по топливу, а на 45%. При этом, какие именно горелки переводятся на мазут, заметного влияния не оказывало. Горелки переводились на мазут по полутопкам котла симметрично.

Перевод еще двух горелок на мазут приводит к увеличению NO<sub>x</sub> примерно на 1/3, перевод остальных двух горелок на мазут дает увеличение NO<sub>x</sub> примерно на 22%.

Из сказанного следует, что в том случае, если нужно сжечь определенное количество мазута, то нужно стремиться к тому, чтобы мазут сжигался в возможно большем количестве горелок на котле. Уменьшение количества горелок, работающих на мазуте с увеличением длительности сжигания мазута, приведет к увеличению выбросов NO<sub>x</sub>. Так, например, сжигание одного и того же количества мазута в одной горелке приводит к увеличению выбросов примерно на 10% по сравнению с вариантом сжигания этого же количества мазута в трех горелках, но за более короткий промежуток времени.

*Сжигание мазута и газа в одной горелке.* Одновременное сжигание мазута и газа в одной горелке заводом не предусмотрено из-за возможности появления химнедожога, хотя за рубежом горелки, предусматривающие возможность одновременного сжигания газообразного и жидкого топлива, имеются [4]. На горелках, установленных на



**Рис. 3.** Схема подавления оксидов азота при сжигании мазута путем периферийного подвода газа

котле ТГМ-84Б, применен периферийный (по окружности) подвод газа. Мазутная форсунка установлена в центре.

При сжигании мазута нами предложен и опробован способ подавления оксидов азота добавлением 10 – 15% газа от общего тепловыделения в горелке [5]. При этом создается эффект, аналогичный рециркуляции дымовых газов, когда за счет более быстрого воспламенения газа в зоне максимальных температур создается газовый шлейф, затрудняющий доступ кислорода к основному мазутному факелу (рис. 3).

При таком соотношении газ/мазут химнедожог появлялся только в течение 2 – 3 мин после воспламенения газа, а затем полностью отсутствовал. Подача газа осуществлялась постепенным открытием газовой задвижки. Момент воспламенения газа сопровождается изменением шума горелки, а затем подтверждается изменением нагрузки котла. По изменению нагрузки определялась доля газа в данной горелке. Подача 10% газа (по общему тепловыделению в котле) через четыре горелки нижнего яруса приводит к уменьшению выбросов NO<sub>x</sub> на 25 – 30%.

*Ступенчатое (нестехиометрическое) сжигание газа и мазута в котлах с двухъярусным расположением горелок.* Самым эффективным способом снижения выбросов оксидов азота на таких котлах является организация ступенчатого сжигания газа и мазута. Этот способ сжигания периодически применялся на котлах ТГМ-84Б Казанской ТЭЦ-1 с 1992 г. [6].

Горелки, установленные на этих котлах, допускают значительную перегрузку и обеспечивают нагрузку котла 360 – 370 т/ч (86 – 88% номинальной) при работе только на горелках нижнего яруса (на четырех из шести). При этом потери с химнедожогом не увеличиваются, а дальнобойность факела хотя несколько возрастает, но пламя до труб заднего экрана не достает. Для реализации таких режимов не требуется изменять подачу воздуха на

горелки, достаточно всего лишь изменить давление газа перед горелками. Воздушные шиберы перед горелками остаются полностью открытыми. Снижение выбросов оксидов азота происходит за счет образования на нижнем ярусе восстановительной зоны с коэффициентом избытка воздуха  $\alpha \approx 0,7$ .

Так, например, если при номинальной нагрузке при работе по заводскому (стехиометрическому) режиму на номинальной нагрузке давление газа перед горелками составляет  $0,26 - 0,27 \text{ кгс/см}^2$ , то для обеспечения нагрузки  $300 \text{ т/ч}$  при ступенчатом сжигании топлива нужно всего лишь закрыть подачу газа на две верхние горелки, а перед нижними установить давление газа  $0,29 - 0,30 \text{ кгс/см}^2$ . На нагрузке  $360 \text{ т/ч}$  давление газа перед четырьмя нижними горелками должно быть  $0,40 - 0,43 \text{ кгс/см}^2$ . Для обеспечения номинальной нагрузки приоткрывается подача газа и на две верхние горелки, но перед ними достаточно иметь давление газа  $0,05 \text{ кгс/см}^2$ , а на нижние —  $0,44 - 0,45 \text{ кгс/см}^2$ . При этом концентрации  $\text{NO}_x$ , при пересчете на  $\alpha = 1,4$ , составит  $\text{NO}_x^{\alpha=1,4} = 110 \div 120 \text{ мг/м}^3$  на номинальной нагрузке,  $80 - 85 \text{ мг/м}^3$  на нагрузке  $360 \text{ т/ч}$  и  $50 - 55 \text{ мг/м}^3$  на нагрузке  $300 \text{ т/ч}$ .

Розжиг верхних горелок при работающих нижних никаких дополнительных проблем не вносит. Как показал опыт работы, эти горелки при этих условиях работают устойчиво и без пульсаций при любом как угодно низком давлении газа перед ними.

При работе котла на мазуте получаются аналогичные результаты (по эффективности подавления  $\text{NO}_x$ ) за исключением того, что на верхнем ярусе для обеспечения качественного распыла при номинальной нагрузке устанавливаются форсунки меньшей производительности, чем основные.

Еще больший эффект этот способ снижения оксидов азота показал на котлах ТГМ-84А, установленных на Казанской ТЭЦ-3. Основным отличием этих котлов от ТГМ-84Б является то, что на них установлено не шесть, а только четыре более мощные горелки, по две на каждом ярусе. На этом котле на двух горелках нижнего яруса можно нести нагрузку  $300 \text{ т/ч}$  при давлении газа перед горелками  $0,43 \text{ кгс/см}^2$ . При этом концентрация  $\text{NO}_x$ , при пересчете на  $\alpha = 1,4$  составит  $\text{NO}_x^{\alpha=1,4} = 40 \div 45 \text{ мг/м}^3$  на нагрузке до  $300 \text{ т/ч}$  включительно и при практическом отсутствии химнедожога (менее  $20 \text{ мг/м}^3$ ).

Для обеспечения номинальной нагрузки зажигаются горелки верхнего яруса с давлением газа перед ними  $0,05 \text{ кгс/см}^2$ . Перед нижними горелками устанавливается давление  $0,42 \text{ кгс/см}^2$ . Концентрация  $\text{NO}_x$ , при пересчете на  $\alpha = 1,4$ , составляет при этом  $\text{NO}_x^{\alpha=1,4} = 105 \div 110 \text{ мг/м}^3$ , т.е.

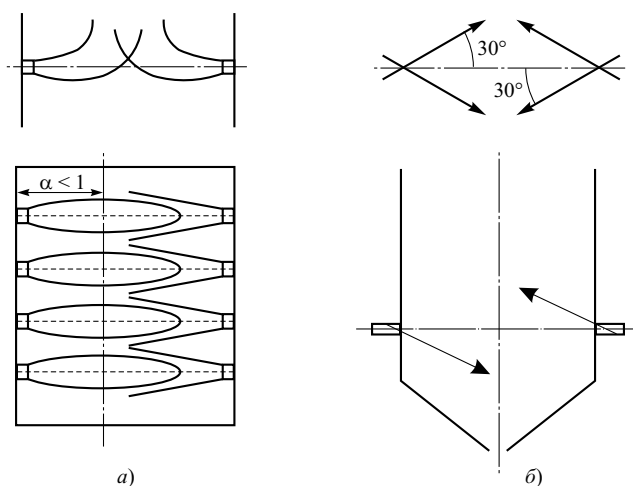


Рис. 4. Способы уменьшения выбросов оксидов азота на котлах с одноярусным расположением горелок:

а – нестехиометрия в горизонтальной плоскости; б – нестехиометрия в вертикальной плоскости

удовлетворяются нормы выбросов для новых котлов во всем диапазоне нагрузок.

Очень чувствительным к организации процесса горения в отношении оксидов азота является котел ТГМЕ-464. Горелки на котле расположены на задней стене топки в два яруса по четыре горелки в каждом.

Организации нестехиометрического сжигания уменьшением давления газа на верхнем ярусе до  $0,08 - 0,09 \text{ кгс/см}^2$  и увеличением на нижнем до  $0,42 \text{ кгс/см}^2$  при нагрузке  $350 \text{ т/ч}$  позволяет уменьшить концентрации  $\text{NO}_x$  на  $50 - 55\%$  как при работающем дымососе рециркуляции газов, так и без него.

С полностью отключенными по газу горелками верхнего яруса и при давлении газа перед нижними  $0,7 \text{ кгс/см}^2$  (при полностью открытом регулирующем клапане) котел может нести нагрузку  $350 \text{ т/ч}$  ( $0,7D_{\text{ном}}$ ), при этом концентрация  $\text{NO}_x$  снижается на  $75\%$ . Горелки верхнего яруса следует гасить с предварительным постепенным снижением на них нагрузки. Быстрое отключение горелок может привести к резкому охлаждению уплотнений и нарушению плотности топки в районе горелок.

Несколько меньший эффект получается на котле ПК-47. Котел имеет два симметричных корпуса, на каждом из которых на боковых стенках топки в два яруса расположено по три горелки, причем на нижнем – по одной и на верхнем – по две.

Нестехиометрическое сжигание было организовано отключением по газу двух нижних горелок корпусов и перегрузкой четырех верхних. При этом котел может нести нагрузку до  $0,85D_{\text{ном}}$ . В зависимости от нагрузки снижение концентрации  $\text{NO}_x$  при работе на газе составляет от  $20$  до  $40\%$ , причем эффективность нестехиометрического сжигания выше на малых нагрузках.



При сжигании мазута эффективность такого способа организации нестехиометрического сжигания ниже и составляет примерно 10%.

Значительно менее перспективным представляется способ организации нестехиометрического сжигания топлива перераспределением подачи воздуха по горелкам. Так, например, прикрытие воздушных шиберов на нижнем ярусе котла ТГМ-84Б на 50% приводит к снижению концентрации  $\text{NO}_x$ , меньшему в 2 раза, чем путем перераспределения топлива. К тому же увеличение гидравлического сопротивления воздушного тракта приводит не только к увеличению расхода электроэнергии на собственные нужды, но может привести и к ограничению максимальной нагрузки из-за недостатка воздуха. Также следует иметь в виду, что воздушные шиберы практически трудно использовать для регулирования расхода воздуха и на многих котлах они находятся в полностью открытом и зафиксированном состоянии.

*Ступенчатое (нестехиометрическое) сжигание газа и мазута в котлах с одноярусным расположением горелок.* Несколько типов котлов, такие как ТП-14А, ТП-81, ТП-87, ТПП-312А и некоторые другие, имеют горелки, расположенные на одном уровне на противоположных стенах топки. Такое же расположение – по четыре горелки друг против друга в один ярус – имеют и котлы ТПЕ-429 и ТПЕ-430 Казанской ТЭЦ-3.

В натурных испытаниях на котле ТПЕ-430 ( $D_{\text{ном}} = 500$  т/ч) был проверен способ организации ступенчатого сжигания не по вертикали, а по горизонтали. Для этого горелки переднего экрана отключались по топливу, а перед горелками заднего экрана устанавливалось повышенное давление газа (рис. 4, а). Таким образом, на начальном участке факела имел место дефицит кислорода, а дожигание происходило за счет воздуха, который подавался через горелки переднего экрана. На четырех горелках котел мог обеспечивать нагрузку  $D_{\text{ПЕ}} = 350$  т/ч, (70% номинальной) и при этой нагрузке имело место снижение концентрации  $\text{NO}_x$  на 20 – 25%.

Была использована также возможность горелок изменять положение факела в топке. Факел от задних горелок опускался, а от передних – поднимался (рис. 4, б). Топливо также подавалось только через задние горелки, а воздух – равномерно через все. Длина участка факела с дефицитом кислорода по сравнению с горизонтальной схемой в результате этого увеличилась, что позволило снизить концентрацию  $\text{NO}_x$  на 30 – 40%.

При увеличении нагрузки выше 350 т/ч зажигаются две передние горелки при сниженном давлении газа. Эффект подавления  $\text{NO}_x$  при этом уменьшается примерно в 1,5 раза.

Одноярусное расположение горелок имеют и котлы ТП-150 Казанской ТЭЦ-1. На боковых стен-

ках топки друг против друга расположено по три горелки. Отключение по газу средних горелок позволяет на 50% уменьшить выброс оксидов азота. За счет перегрузки оставшихся в работе четырех горелок котел обеспечивает производительность 115 т/ч (77% номинальной). Перегрузка осуществляется увеличением давления газа перед горелками с 0,22 до 0,36 кгс/см<sup>2</sup>. Снижение выброса оксидов азота в данном случае происходит как за счет нестехиометрического сжигания топлива, так и за счет охлаждения воздухом центральной части факела.

*Влияние нестехиометрического сжигания топлива на экономичность и надежность котла.* Правильно организованное нестехиометрическое сжигание по нашим данным не приводит к сколько-нибудь заметному изменению КПД котла, по крайней мере, это изменение сопоставимо с погрешностью определения КПД по обратному балансу в промышленных условиях. Это отмечается также в ряде работ, например [7]. В этой же работе рассматривалось влияние нестехиометрического сжигания на температуру металла пароперегревателей. Отмечается, что на всех нагрузках температура металла изменялась не более чем на  $\pm 25^\circ\text{C}$ , при этом температура металла оставалась существенно ниже допустимой. Отмечается также, что за счет подачи большего количества топлива через нижний ярус происходит некоторое опускание ядра горения по высоте топки, что приводит к снижению температуры газов в поворотной камере. Это в какой-то степени может объяснить снижение температуры металла, но не объясняет случаи его повышения.

Соглашаясь в основном с приведенным интервалом изменения температур, все же хотелось бы отметить достаточно сложный механизм этого влияния, связанный, в первую очередь, с изменением излучательной способности факела по высоте топки. Так, например, уменьшение общего избытка воздуха в топке при сжигании газа приводит к появлению частичек сажи, которые начинают светиться, в результате увеличивается количество тепла, передаваемого излучением в топке, а это приводит к снижению температуры газов на выходе из топки.

Другой механизм имеет место, если создать глубокий недостаток воздуха на нижнем ярусе горелок. Свечение факела в этом районе снижается, лучистый поток в топке уменьшается и температура газов на выходе из топки увеличивается. Так, например, при переходе на ступенчатое сжигание на котле ТГМ-84А на  $15^\circ\text{C}$  увеличилась средняя температура металла ширмового пароперегревателя и на  $10^\circ\text{C}$  температура металла конвективного пароперегревателя. Максимальная температура металла ширмового пароперегревателя увеличилась на 20 –  $25^\circ\text{C}$  и достигла примерно  $520^\circ\text{C}$ . Не-

смотря на это увеличение, температура металла осталась существенно ниже допустимой.

Таким образом, изменение температуры металла пароперегревателей в каждом случае зависит не только от конструктивных особенностей котла, но и от конкретных условий организации горения топлива.

*Уменьшение выброса оксидов азота за счет снижения температуры подаваемого в топку воздуха.* В случае возникновения особо опасных метеорологических условий по условиям рассеивания дымовых газов, когда использованы все доступные методы уменьшения вредных выбросов и когда может ставиться вопрос о снижении вредных выбросов даже за счет снижения нагрузки станции, экономически более приемлемым может оказаться снижение температуры горячего воздуха.

Уменьшение температуры подаваемого в топку воздуха приводит к снижению температуры факела и уменьшению генерации оксидов азота. Реализация этого способа осуществляется открытием байпасной линии у воздухоподогревателя.

Однако такой способ приводит также к увеличению температуры уходящих газов и снижению КПД котла. Так, например, частичное открытие байпасов РВП на котле ТГМ-84Б при работе на газе при нагрузке 260 т/ч привело к увеличению температуры уходящих газов на 50°C, снижению температуры горячего воздуха на 80°C и уменьшению концентрации оксидов азота на 30%. Снижение КПД котла при этом составило 2,4%. Увеличение температуры уходящих газов увеличивает их подъем в атмосфере, что при опасных метеорологических условиях приводит к уменьшению приземных концентраций вредных веществ на величину, эквивалентную дополнительному снижению выбросов оксидов азота еще на 10%.

## Выводы

1. Первоочередным мероприятием по уменьшению выбросов оксидов азота должен быть пере-

вод газомазутных котлов, в том числе и работающих под разрежением, на работу с предельно низкими избытками воздуха. Для этого котел должен быть оборудован прибором непрерывного контроля концентрации CO.

2. Наиболее эффективным мероприятием по подавлению образования оксидов азота на газомазутных котлах является ступенчатое сжигание топлива.

3. Газомазутные горелки отечественных котлов допускают перегрузку до 20% без снижения экономичности работы.

4. Различные опробованные в эксплуатации способы организации нестехиометрического сжигания топлива позволяют станциям выбрать оптимальные для своих условий и за счет изменения режима сжигания топлива существенно уменьшить выбросы оксидов азота.

5. Нестехиометрическое сжигание топлива не приводит к сколько-нибудь заметному снижению экономичности и надежности работы котла.

## Список литературы

1. *Котлер В. Р.* Оксиды азота в дымовых газах котлов. М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. *ГОСТ 50831-95.* Нормативы удельных выбросов вредных веществ котельными установками.
3. *Система* контроля выбросов с дымовыми газами на Казанской ТЭЦ-1 / Щелоков Ю. В., Шкедов В. М., Миникаев Х. Ф. и др. – Энергетик, 1998, № 3.
4. *Дуплева С. Г.* Совместное сжигание нескольких видов топлива. – Промышленная энергетика, 1977, № 4.
5. *Пат. 2042881 (РФ).* Способ уменьшения образования оксидов азота в процессе сжигания жидкого топлива. / Грибков А. М., Чадаев А. В., Замальдинов Х. Ф. Оpubл. в Б. И., 1995, № 24.
6. *Снижение* выбросов оксидов азота на котле ТГМ-84Б / Грибков А. М., Галиев И. Г., Чадаев А. В. и др. – Теплоэнергетика. 1993, № 9.
7. *Разработка* и внедрение способа нестехиометрического сжигания топлива на газомазутных котлах / Росляков П. В., Егорова Л. Е., Ионкин И. Л. и др. – Электрические станции, 1999, № 8.

## Опечатка

В журнале “Электрические станции” №2 за 2001 г. (стр. 3, правая колонка, последний абзац, шестая строка) допущена опечатка в наименовании предприятия. Следует читать: “... возложены на Государственное унитарное предприятие “ВО Технопромэкспорт” с полномочиями...”

Редакция приносит свои извинения.

## Образование и утилизация токсичных отходов тепловых электростанций

Печников А. Ф., инж., Шупарский А. И., канд. техн. наук

ОАО Саратовэнерго – СГТУ

Тепловые электрические станции (ТЭС), вырабатывая электроэнергию и тепло, оказывают негативное влияние на окружающую природную среду, загрязняя воздух, воду и землю. Наряду с выбросами в воздушный бассейн продуктов сгорания топлива и сбросами в водоемы сточных вод на ТЭС образуются отходы производства и потребления. При сжигании твердого топлива образуются золошлаковые отходы, количество которых определяется, главным образом, зольностью исходного топлива. Ввиду большого количества золошлаковых отходов их трудно складировать, особенно на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), расположенных в пределах городской застройки.

На газомазутных станциях образуются токсичные шламы, например, при обмывке поверхностей нагрева котлов и набивки регенеративных воздухоподогревателей (РВП), которые нельзя сбрасывать в окружающую природную среду без специальной обработки.

Согласно Федеральному закону “Об отходах производства и потребления” от 24/VI 1998 г. № 89-ФЗ предприятия обязаны проводить инвентаризацию отходов и объектов их размещения, стремиться к уменьшению образования отходов и максимальному вовлечению отходов в хозяйственный оборот.

При проведении инвентаризации на газомазутных ТЭЦ установленной электрической мощностью 55 – 465 МВт выявлено образование свыше 50 опасных отходов производства и потребления. К ним относятся отходы, содержащие токсичные, взрывоопасные, пожароопасные, высокорекреационные вещества, представляющие опасность для окружающей природной среды и здоровья человека самостоятельно или при вступлении в контакт с другими веществами. Удельное образование опасных отходов составляет 3,0 – 6,5 т в год на 1 МВт установленной мощности, причем, большее значение относится к ТЭЦ малой мощности. Опасные отходы подразделяются на классы опасности.

К отходам первого (наиболее опасного) класса относятся отработанные люминесцентные лампы и ртутьсодержащие приборы. Они подлежат сбору и накоплению в отдельном, специально оборудованном помещении и передаются на специализированные предприятия для проведения их демеркуризации.

Образование отходов второго класса связано с приемом, хранением и подготовкой к сжиганию мазута, применением смазочных и изоляционных масел, наличием аккумуляторных батарей большой емкости и электролизных установок, обмывкой поверхностей нагрева котлов и РВП. На мазутном хозяйстве станций образуются нефтеотходы от очистки мазутных лотков и от очистки резервуаров хранения мазута, шлам фильтров механической очистки мазута, смесь нефтепродуктов отработанных от очистки сточных вод в нефтеловушках и флотаторах. При ремонте маслосодержащего оборудования образуются отработанные турбинное, трансформаторное и другие масла, шлам от регенерации масел. В процессе эксплуатации стационарных аккумуляторных батарей производится откачка из них шлама. При замене электролитов в аккумуляторных батареях и электролизерах остаются отработанные кислотный и щелочной электролиты. Очистка поверхностей нагрева котлов и РВП, как правило, производится обмывкой их водой с образованием шлама, содержащего ванадий и никель.

Отработанные масла, смесь нефтепродуктов и образующихся при очистках сточных вод уничтожаются на электростанциях путем подмешивания к мазуту с последующим сжиганием в котлах. На обследованных станциях Саратовэнерго около 30% отработанных масел передается на другие предприятия для вторичного использования. Следует отметить, что синтетические трансформаторные масла (совтолы), представляющие смеси полихлорированных бифенилов и полихлорированных терфинилов с трихлорбензолами или производными хлорнафталина, сжиганию не подлежат, так как являются источниками образования диоксинов. Отработанные кислотный и щелочной электролиты подвергаются на станциях обезвреживанию путем нейтрализации.

Сложнее дело обстоит со шламом обмывки котлов и РВП. Размещать такой шлам в природной среде без специальной обработки нельзя. На электростанциях получила распространение схема, при которой шлам подвергается нейтрализации щелочным агентом с последующим размещением в недренлируемых шламонакопителях. Проблема полного обезвреживания шлама откладывается на будущее. Экологически целесообразней схема,

при которой шлам обезвоживается и передается в качестве сырья на металлургические предприятия.

На ТЭС для защиты водного бассейна от химического загрязнения применяются очистные устройства различных типов: нефтеловушки, флотаторы, баки-нейтрализаторы, шламоотстойники и др. Осадки и шламы очистных сооружений, в зависимости от содержания в них токсичных веществ, могут относиться к различным классам опасности. Существует сложная проблема безопасной утилизации этих осадков, а также нефтеотходов от очистки мазутных лотков и резервуаров, шлама фильтров механической очистки мазута, шлама от регенерации масел, шлама стационарных аккумуляторных батарей.

Отходы третьего класса включают промасленную фильтровальную бумагу (после фильтр-прессов), ветошь обтирочную, песок, загрязненный нефтепродуктами, сорбенты (уголь активированный, антрацит, силикагель), загрязненные нефтепродуктами, лом и отходы цветных металлов, лом и отходы свинцовых аккумуляторных батарей, пылевидные отходы твердых сплавов от заточки инструментов, отходы красок.

Часть их сжигается в котлах электростанций. На станциях проводится регенерация замасленных отходов силикагеля в специальной печи или их пропарка с целью удаления нефтепродуктов. Это переводит их в четвертый класс опасности и позволяет вывозить силикагель на санкционированную свалку. Лом и отходы цветных металлов, лом и отходы аккумуляторных батарей собирают с последующей передачей заготовительным организациям.

В химическом цехе образуются шламы от продувки осветлителей, нейтрализации известью сбросных консервационных растворов и вод химических промывок котлов, недопал извести, отработанные сорбенты (антрацит, сульфоуголь) и ионообменные смолы. Образование шламов от продувки осветлителей определяется количеством взвешенных веществ в исходной воде, ее кальциевой и магниевой жесткостью, дозами извести и коагулянта при известковании. Они составляют 20 – 36% всего количества отходов газомазутных электростанций. Такие шламы, как правило, размещают в шламоохранилищах. Для уменьшения

экологических платежей целесообразно выделение из шлама в твердом виде осадка, пригодного для использования в строительстве.

При проведении ремонтных работ образуются отходы огнеупорных и теплоизоляционных материалов: алюмосиликатный и асбестоцементный лом, минераловатные отходы, отходы совелитовых плит, отходы перлитцементных изделий и др.

На объектах электростанций образуются: отходы сварочного производства, резины, паронита, шлифовальных материалов, пластмасс и полимеров, древесины, спецодежды и спецобуви; макулатура, невозвратная тара, лом и отходы черных металлов, шины изношенные, строительный и производственный мусор.

Большинство отходов четвертого класса вывозится на санкционированную свалку. Отходы, являющиеся вторичным сырьем (например, лом и отходы черных металлов, шины изношенные, макулатура), передаются заготовительным организациям.

Анализ обращения с отходами на ТЭС показывает, что от 10 до 30% их общего количества используется повторно на самих станциях: сжигание нефтесодержащих отходов в котлах и применение недопала извести для планировки территории и др. От 23 до 42% общего количества отходов передается другим предприятиям в качестве вторичного сырья. От 10 до 45% общего количества отходов вывозится на санкционированные свалки. Около 50% общего количества отходов размещается в шламоохранилищах и объектах временного хранения электростанций.

В целом, количество отходов, хранящихся на территориях электростанций, представляется высоким, а уровень их утилизации недостаточным. Для совершенствования обращения с отходами необходимо:

отказаться от применения материалов, приводящих к образованию токсичных отходов, не подлежащих утилизации;

создать обобщающую информацию о возможных путях утилизации отходов как на самих ТЭС, так и в других отраслях;

создать единую методологическую базу по расчету нормативов образования отходов и лимитов на их размещение для ТЭС.

## Опыт эксплуатации рассолодобычных скважин на территориях теплоэлектростанций

Храмчихин А. М., канд. техн. наук, Родионов И. В., Бураков А. Ю., Моисейцев Ю. В., Колосов А. Ю., Миненков В. И., Миненков В. И., инженеры

АО Мосэнерго – ООО “Галс-Траст” – АО Атомпром – Лермонтовский электромеханический завод

Акционерное общество Мосэнерго имеет самую крупную в стране и мире систему тепловых сетей, поэтому для восполнения потерь сетевой воды нужны огромные количества подпиточной воды. С этой целью почти на всех электростанциях Мосэнерго существуют установки подготовки подпиточной воды теплосети, включающие в себя одно- или двухступенчатое Na-катионирование. Регенерация Na-катионитовых фильтров должна осуществляться 8–10%-ным раствором хлорида натрия. С этой целью теплоэлектростанции использовали привозную поваренную соль, которую разводили водой до нужной концентрации. А с 1979 г. теплоэлектростанции начали применять природные натриевые рассолы (вместо привозной поваренной соли), добываемые из рассолодобычных скважин, расположенных на территориях самих теплоэлектростанций, что заметно упростило работы по подготовке регенерационных растворов для Na-катионитовых фильтров. Это позволило избежать постоянных завозов и хранения поваренной соли (нужно лишь иметь на теплоэлектростанции ее аварийный запас).

Рассолы относятся к отложениям вендско-ряжского водоносного комплекса, который залегает на глубине 1150–1200 м от поверхности земли. Характеристика природных рассолов приведена далее.

pH	5,0 – 6,6
Na <sup>+</sup> , г/л	71,7 – 89,1
Ca <sup>2+</sup> , г/л	7,1 – 12,7
Mg <sup>2+</sup> , г/л	2,2 – 5,9
Sr <sup>2+</sup> , г/л	0,05 – 0,7
Li <sup>+</sup> , г/л	0,002 – 0,007
Cl <sup>-</sup> , г/л	102,8 – 161,7
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , г/л	0,05 – 0,7
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup> , г/л	0,004 – 0,07
Br, г/л	0,07 – 1,5
Общая минерализация, г/л	240 – 280
Температура рассола, °С	20 – 30

Водоносный комплекс эксплуатируется с помощью рассолодобычных скважин глубиной 1250–1300 м. В настоящее время на территориях теплоэлектростанций Мосэнерго пробурены 20 рассолодобычных скважин. В 1999 г. из скважин было получено, в общей сложности, 152 тыс. м<sup>3</sup>

хлоридных натриевых рассолов. За счет эксплуатации рассолодобычных скважин Мосэнерго покрывает 90% своей потребности в хлоридной натриевой соли. Экономический эффект от использования природных рассолов по сравнению с привозной солью по системе Мосэнерго в среднем составляет 3 млн. руб. в год.

Для добычи рассолов из скважин используются электропогружные насосы и эрлифтные установки, размещенные в настоящее время в трех рассолодобычных скважинах. Опыт эксплуатации данных установок выявил следующие недостатки:

стоимость эксплуатации эрлифтных установок значительно выше стоимости эксплуатации электропогружных насосов;

в связи с подачей воздуха в скважины, где рассолы находятся в восстановительной обстановке, происходит ускоренный коррозионный износ лифтовой колонны труб, по которым поднимается на поверхность пластовый рассол. Лифтовую колонну приходится заменять каждые 3–4 года.

В остальных рассолодобычных скважинах используются электропогружные насосные агрегаты. Компоновка электропогружных насосов производства различных фирм практически одинакова: в нижней части агрегата размещается электродвигатель, в верхней – насос, а между ними – всасывающее отверстие. Отличия заключаются в конструктивных особенностях электродвигателя и насоса, а также в материалах, используемых для изготовления частей электродвигателя и насоса. Первоначально для подъема рассола на поверхность применялись электропогружные насосы типа ЭЦВ6 с номинальным напором 225–250 м и производительностью 6–10 м<sup>3</sup>/ч. Глубина залегания уровней рассолов в скважинах составляет 140–170 м. Насосные агрегаты устанавливаются на колоннах рассолоподъемных труб на глубинах 180–200 м. Поэтому для добычи рассолов используются электропогружные насосы с номинальным напором свыше 200 м. Однако насосы данного типа предназначены для добычи пресной воды с общей минерализацией не более 1500 мг/л, pH = 6,5 ÷ 9,5, температурой 25°С, с массовой долей твердых механических примесей не более 0,01%, с содержанием хлоридов не более 350 мг/л, сульфатов не более 500 мг/л. Поэтому

Насос	Подача, м <sup>3</sup> /ч	Напор, м	Мощность электро-двигателя, кВт	Габариты, мм		Масса, кг
				Высота	Диаметр	
ЭЦВ6-6,5-225	6,5	225	7,5	1640	145	69
ЭЦВ6-10-235	10,0	235	11	–	145	–
ЭЦВ6-6,3-225	6,3	225	8	2300	145	110
УРА100V-4/36	4,0	200	3,7	1922	96	–
ПЭН6-8-250	8,0	250	16	2910	145	165
ПЭН6-12,5-225	12,5	225	16	2830	145	163
ЭЦНК4-3,15-200	3,15	200	4	3700	96	–

продолжительность работы насосов типа ЭЦВ6 в рассолодобычных скважинах обычно не превышала 3 мес.

В 1993 г. Мосэнерго заключило договор на поставку насосов типа ПЭН6-12,5-225 и ПЭН6-8-250 с Лермонтовским электромеханическим заводом (ГУП “ЭМЗ”). Номинальная производительность насосов 12,5 и 8 м<sup>3</sup>/ч соответственно.

Насосы типа ПЭН6 предназначены для перекачки химически активной или технической воды с общей минерализацией не более 1500 мг/л, с водородным показателем от 2 до 9, с температурой до 35°С, с содержанием твердых механических примесей по массе до 0,1%.

Эксплуатация данных насосов в условиях рассолодобычных скважин Мосэнерго в течение 7 лет показала их высокую надежность. Продолжительность работы насосов превышает 3 года. Причем, эксплуатация электронасосов производится как в непрерывном режиме, так и в “крановом”, т.е. когда насос включается только для пополнения запаса рассолов. Последний режим является наиболее неблагоприятным для работы насосов в рассолах. Единственное, что не удовлетворяло в насосах ПЭН6-8-250 и ПЭН6-12,5-225 – это их сравнительно высокая производительность, равная 8 – 12,5 м<sup>3</sup>/ч. При такой производительности электропогружной насос приходится эксплуатировать в “крановом” режиме. Для потребностей ВПУ вполне достаточно производительности насосов 3 – 4 м<sup>3</sup>/ч. По просьбе Мосэнерго ГУП “ЭМЗ” начал выпуск насосов ЭЦНК4-3,15-200 производительностью 3,15 м<sup>3</sup>/ч и диаметром 96 мм. В настоящее время такой насос работает второй год в скважине ТЭЦ-21.

Надежность насосных агрегатов обеспечивается применением специально подобранных материалов (нержавеющие стали, полимерные пресспо-

рошки, силицированный графит, кислото- и щелочестойкая мастика), оригинальной защитой радиально-упорных подшипников насосов и электродвигателей, оригинальной защитой полостей электродвигателей и обмоток от внешней среды.

В Мосэнерго накоплен также некоторый опыт по эксплуатации импортных насосов. Из зарубежных насосных агрегатов в условиях рассолодобычных скважин используются только насосы фирмы “KSB” (Германия) типа УРА100V-4/36. Эти насосы установлены в скважинах ГЭС-1, ТЭЦ-8 и ТЭЦ-9. Первый насос данного типа был установлен в 1997 г. в скважине ТЭЦ-8 и работает до сих пор.

Сравнительные технические характеристики электропогружных насосов приведены в [таблице](#).

## Выводы

1. Опыт эксплуатации электропогружных насосных агрегатов в рассолодобычных скважинах АО Мосэнерго показал, что по сравнению с эрлифтными установками электропогружные насосы более предпочтительны как с точки зрения их надежности, так и с точки зрения стоимостных характеристик.

2. Наиболее приемлемыми из отечественных насосов являются насосы типа ПЭН6-8-250 и ЭЦНК4-3,15-200, которые имеют наибольший срок эксплуатации и наименьшую стоимость.

3. Российские насосы не уступают по надежности и техническим характеристикам западным аналогам и могут быть рекомендованы для использования при эксплуатации рассолодобычных скважин не только на теплоэлектростанциях, но и в санаторно-курортных учреждениях и на заводах по добыче йода и брома.

## ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

### Микропроцессорная система автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанции

Гумин М. И., инж., Косарева Е. Г., Лисицын М. В., кандидаты техн. наук

ОАО “Институт Энергосетьпроект” – НПК “Дельфин-Информатика”

ОАО “Институт Энергосетьпроект” и НПК “Дельфин-Информатика” разработали технологическое программное обеспечение (ТПО) типовой общестанционной системы автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности (системы ОСРН). Предлагаемое ТПО является дальнейшим развитием известных систем ОСРН и выполнено на базе оптимизационных методов управления многомерными (много связными) системами и современных средств вычислительной техники.

**Назначение системы.** Система ОСРН осуществляет согласованное централизованное управление возбуждением всех генераторов электростанции, обеспечивающее автоматическое поддержание заданного режима, общестанционного и каждого генератора в отдельности, повышает оперативность управления, освобождает персонал электростанции от рутинного контроля за режимом, обеспечивает возможность участия станции в автоматическом системном регулировании.

В соответствии с общепринятыми требованиями система ОСРН:

- поддерживает на шинах электростанции заданный режим по напряжению и реактивной мощности;
- распределяет реактивную нагрузку между генераторами в заданном отношении;

- осуществляет регулирование в пределах допустимых значений режимных параметров генераторов.

**Регулирование напряжения и реактивной нагрузки шин.** Система ОСРН позволяет вести режим каждой из групп шин, на которых осуществляется регулирование, одним из следующих способов:

- астатическое регулирование напряжения шин;
- регулирование напряжения шин со статизмом по реактивной нагрузке;

- астатическое регулирование реактивной нагрузки шин;

- регулирование реактивной нагрузки шин со статизмом по напряжению.

Регулирование осуществляется путем астатического поддержания текущего значения параметра  $V = k_1 U + k_2 Q$  равным его требуемому значению ( $U$  – напряжение шин,  $Q$  – реактивная нагрузка шин,  $k_1$  и  $k_2$  – коэффициенты, определяющие способ регулирования).

Уставка регулирования режима шин (требуемое значение параметра  $V$ ) может:

- вводиться оперативно вручную путем задания требуемых значений напряжения и реактивной нагрузки шин;

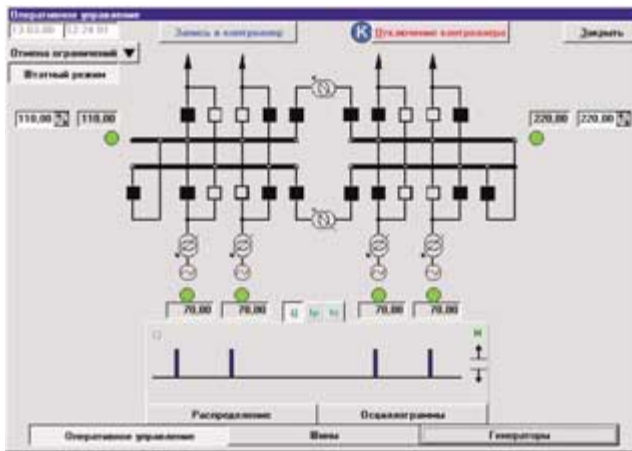
- автоматически устанавливаться по заданному почасовому графику;

- вводиться по каналам телемеханики (в случае участия станции в автоматическом системном регулировании);

- автоматически устанавливаться равной текущим значениям напряжения и реактивной нагрузки шин, что позволяет при включении регулирования избежать возможного несанкционированного изменения режима.

**Распределение нагрузки.** Суммарная реактивная нагрузка генераторов, необходимая для поддержания заданного режима шин, распределяется между генераторами в отношении, которое может задаваться вручную или определяться автоматически пропорционально текущим запасам регулировочных диапазонов.

**Контроль возбуждения генераторов.** В штатном режиме работы системы ОСРН регулирование напряжения и реактивной нагрузки шин и распределение реактивной нагрузки между генераторами осуществляются только в пределах, обусловленных ограничениями на максимальное и минимальное допустимое возбуждение генераторов. Эти ограничения определяются допустимыми значениями реактивных нагрузок, токов ротора и статора и сигналами устройств автоматического ограничения возбуждения АРВ в любой их комбинации. При наличии асинхронизированных генераторов, работающих на общие шины с синхронными генераторами, для синхронных генераторов помимо ограничения на минимальную допустимую величину реактивной нагрузки может вводиться промежуточное ограничение, ниже которого реактивная нагрузка генератора не должна опускаться до тех пор, пока остальную часть необходимой суммарной нагрузки могут нести асинхронизированные генераторы, что в режиме потребления позволяет загружать, в первую очередь, асинхронизированные генераторы.



Допустимые значения реактивных нагрузок генераторов рассчитываются по заводским данным в темпе процесса в функции от текущей активной нагрузки генератора. Допустимые значения токов ротора и статора задаются заранее установленными нормативными значениями. Все ограничения могут также задаваться вручную эксплуатационным персоналом.

Помимо штатного режима работы системы (с максимальным и минимальным ограничениями возбуждения генераторов) возможна также работа без ограничения возбуждения. В этом режиме генераторы, все или указанные выборочно, в процессе регулирования режима шин и распределения нагрузки между генераторами могут загружаться и разгружаться сверх пределов, установленных ограничениями возбуждения.

Возможны два варианта организации максимального и минимального ограничений возбуждения генераторов (всех или указанных выборочно). В штатном режиме работы системы у генераторов, нагруженных сверх установленных ограничений (превышения могли возникнуть в результате действия внешних возмущений со стороны сети, в результате работы АРВ или в процессе регулирования без ограничения возбуждения), дальнейшие изменения нагрузки генератора в сторону возрастания величины превышения под действием системы ОСРН производиться не будут, а изменения нагрузки в сторону уменьшения величины превышения будут производиться нормальным образом, но только если это будет вызвано требованиями к регулированию режима шин или к перераспределению нагрузок генераторов. Возможен также режим ограничения возбуждения, при котором контролируемый параметр (реактивная нагрузка, ток ротора, ток статора), вышедший за пределы допустимых значений, всегда возвращается системой в область допустимых значений.

**Интерфейс пользователя** представляет собой ряд форм, вызываемых на экран дисплея для ввода и отображения информации о настройке и текущем состоянии системы. Каждая из форм ориентирована на определенный круг пользователей из числа персонала электростанции и разработчиков

ТПО и позволяет с экрана дисплея стандартными диалогами Windows выполнять параметрическую настройку ТПО системы ОСРН в соответствии с требованиями конкретной электростанции и осуществлять оперативное управление и контроль функционирования системы во всех режимах ее работы.

В качестве иллюстрации на рисунке приведена дисплейная форма, представляющая собой основную аппарат оперативного управления и контроля за работой системы и обеспечивающая выполнение следующих функций:

- сигнализация о включении генераторов и режиме регулирования напряжения и реактивной нагрузки шин в систему ОСРН;

- оперативное задание уставок напряжения и реактивной нагрузки шин;

- отображение текущих значений напряжения шин и режимных параметров генераторов;

- сигнализация об исчерпании регулировочных диапазонов;

- переход на режим работы без ограничений возбуждения генераторов и восстановление штатного режима работы системы.

Клавиша **Шины** вызывает на экран дисплея формы, позволяющие осуществлять все операции, необходимые для управления режимом регулирования напряжения и реактивной нагрузки каждой секции в отдельности. Клавиша **Генераторы** вызывает формы, позволяющие осуществлять все операции, необходимые для управления возбуждением каждого генератора в отдельности. Клавиша **Распределение** вызывает форму для управления характером распределения реактивной нагрузки между генераторами. Клавиша **Осциллограммы** вызывает формы, которые позволяют отображать на экране дисплея в реальном времени процесс регулирования в виде осциллограмм.

**Метод регулирования.** В системе используется оптимизационный метод управления многосвязными системами по единой обобщенной ошибке – отклонению действительного состояния объекта управления от требуемого в многомерном пространстве управляемых параметров, разработанный в Энергосетьпроекте [1, 2]. Метод обеспечивает согласованное регулирование всех взаимосвязанных параметров (напряжений, токов, реактивных мощностей) и точность установившегося режима, максимально возможную при заданных ограничениях на допустимые значения различных параметров, которые меняются в процессе регулирования и могут оказаться ограничивающими факторами. Если предъявленные требования являются взаимно противоречивыми и их одновременное точное соблюдение оказывается невозможным, то система позволяет обеспечить, если это вообще возможно, более точное выполнение каких-то одних требований за счет точности других, менее приоритетных.

Регулирование осуществляется в замкнутом контуре по отклонениям текущих измерений всех



контролируемых параметров от их требуемых (допустимых) значений. Управляющие воздействия выдаются на установочные устройства АРВ генераторов. Быстродействие системы определяется, в первую очередь, динамическими характеристиками АРВ, и в любом случае время отработки ступенчатого возмущения не превышает 15 – 20 с.

**Результаты моделирования** различных режимов работы системы ОСРН, полученные на цифровых моделях, свидетельствуют, что разработанное ТПО полностью соответствует требованиям, которые предъявляются к общестанционным системам регулирования напряжения и реактивной мощности.

**Технические средства.** ТПО может работать в составе АСУ ТП электростанции или отдельным комплексом на базе IBM совместимых контроллеров и компьютеров.

**Типовое решение.** Управление всеми взаимосвязанными параметрами по единой обобщенной ошибке и математически формализованное решение задачи управления определяют большие возможности ТПО по его адаптации к конкретным требованиям той или иной электростанции и к их изменениям в процессе эксплуатации, облегчают разработку программного обеспечения и позволяют разрабатывать типовые общестанционные системы регулирования напряжения и реактивной мощности с унифицированным программным обеспечением, пригодные для использования в любых сетях на электростанциях с различными схемами первичных соединений, с различным составом генераторов и количеством регулируемых параметров.

Адаптация типового ТПО к специфике требований конкретной электростанции осуществляется путем его параметрической настройки. Оболочка ТПО позволяет вносить необходимые изменения и дополнения в соответствии со специальными требованиями заказчика, отличающимися от типовых.

**Демонстрационный РС-макет.** Для демонстрации возможностей ТПО системы ОСРН, пред-

ставляющих интерес для проектировщиков систем ОСРН и для персонала электростанций, и для согласования технических требований по привязке ТПО к специфике системы ОСРН и вычислительному комплексу каждой конкретной электростанции выполнен демонстрационный РС-макет системы ОСРН. РС-макет моделирует работу замкнутого контура управления в реальном масштабе времени и включает в себя интерфейс пользователя, позволяющий обслуживающему и оперативному персоналу осуществлять с экрана дисплея настройку, управление и контроль за работой системы, программы расчета сигналов управления уставками АРВ (в действующей системе ОСРН эти программы выполняются в микропроцессорном контроллере) и цифровую динамическую модель генераторов с нагрузкой, на которую выдаются сигналы управления и с которой снимаются значения управляемых параметров.

**Другие области применения.** Оболочка ТПО, программа решения базовой задачи расчета управляющих воздействий и ряд других программ ТПО, разработанных для системы ОСРН, могут быть также использованы и в других системах управления электроэнергетическими объектами – в системах группового регулирования активной мощности электростанций, системах группового управления возбуждением синхронных компенсаторов на подстанциях, системах регулирования напряжения и реактивной мощности в узлах электрически близко расположенных электростанций, системах регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистемах и энергообъединениях.

#### Список литературы

1. Лисицын М. В., Косарева Е. Г. Многосвязная система автоматического регулирования режимов электроэнергетических объектов. – Электричество, 1993, № 9.
2. Гумин М. И., Косарева Е. Г., Лисицын М. В., Росман Л. В. Многосвязная общестанционная система регулирования напряжения. – Электрические станции, 1997, № 10.

## Об использовании выносного заземлителя для плавки гололеда на ВЛ постоянным током

Левченко И. И., канд. техн. наук, Засыпкин А. С., доктор техн. наук, Логанчук Л. М., канд. техн. наук

РП Южэнерготехнадзор – ЮРГТУ (Новочеркасский политехнический институт)

Земля в качестве обратного провода используется в схемах: “змейка”, “фаза – земля”, “три фазы – фаза – земля” и в других их возможных модификациях. В частности, для успешной плавки гололеда при сильном ветре и снизившейся температуре бывает необходимо в схеме “фаза – две фазы”

шунтировать две фазы дополнительной цепью через землю. Применение этих схем расширяет диапазон длин ВЛ, на которых ведется плавка, и условия плавки при использовании источников постоянного тока с принятым уровнем выходного напряжения, но требует учета действия постоян-

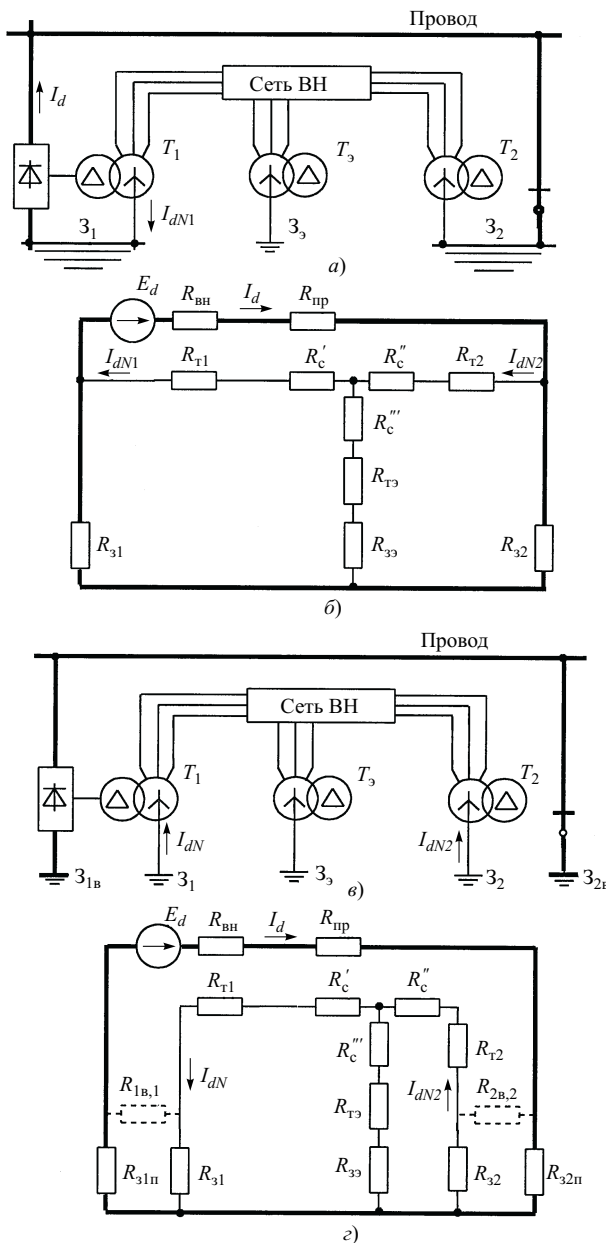


Рис. 1. Расчетные схемы и схемы замещения для двух случаев подключения полюса УПГ:

а, б – к контуру заземления подстанции; в, г – к выносному заземлителю

ного тока, протекающего через землю, на оборудование подстанций.

Если в качестве *рабочего заземлителя* установки плавки гололеда (УПГ) используется контур заземления подстанции, то при токе плавки до 1200 А присоединение полюса УПГ должно быть выполнено тремя лучами длиной не менее 50 м, расходящимися в разные стороны, с достаточной термической стойкостью и соединением с элементами контура во всех точках пересечения. При токе плавки свыше 1200 А возможность использования контура заземления подстанции в качестве рабочего заземлителя УПГ требует эксперимента-

льной проверки или обоснования в каждом конкретном случае [1].

При протекании постоянного тока плавки через контур заземления подстанции появляющееся на нем постоянное напряжение приводит к протеканию части постоянного тока через глухозаземленные нейтралы и обмотки трансформаторов, установленных на этой и других подстанциях, связанных гальванически сетью. Это приводит к увеличению токов холостого хода и потерь в стали трансформаторов.

Расчет постоянного тока в нейтрали трансформатора выполняется по схеме замещения с использованием активных сопротивлений параллельно включенных для постоянного тока фаз сети и обмоток ВН трансформаторов с заземленными нейтральями, а также сопротивлений заземляющих устройств постоянному току в осенне-зимний период. Пример расчетной схемы и схемы замещения показан на рис. 1, а, б. В этой схеме  $E_d$ ,  $R_{вн}$  – ЭДС и внутреннее сопротивление источника питания постоянным током  $I_d$  проводов ВЛ с сопротивлением  $R_{пр}$ ;  $R_{з1}$ ,  $R_{з2}$  – сопротивления растеканию тока контуров заземления подстанций  $З_1$ ,  $З_2$ . Эквивалентные сопротивления сети, эквивалентного трансформатора с заземленной нейтралью и эквивалентного контура его заземления обозначены  $R'_c$ ,  $R''_c$ ,  $R'''_c$ ,  $R_{г3}$  и  $R_{з3}$ . Ток в нейтрали трансформаторов  $I_{dN1}$  и  $I_{dN2}$  тем больше, чем больше сопротивления контуров заземления подстанций  $R_{з1}$  и  $R_{з2}$ . Реальные сопротивления контуров заземления рекомендуется получать путем натурных измерений.

Если в результате расчета окажется, что  $I_{dN}$  превысит допустимое значение, то в [1] рекомендуется включать в нейтраль трансформатора специальное устройство заземления нейтрали (УЗН), препятствующее протеканию постоянного тока. Основным элементом УЗН является конденсатор, включенный последовательно с предохранителем; для ограничения перенапряжений, возникающих на конденсаторе при коротких замыканиях в сети, устанавливается шунтирующий тиристорный контактор; нейтраль защищена искровым промежутком, срабатывающим при появлении напряжения после перегорания предохранителя; кроме того, имеется автоматический короткозамыкатель, замыкающий нейтраль наглухо при появлении тока в тиристорном контакторе или искровом промежутке.

Поскольку УЗН не является серийно выпускаемым оборудованием, его установка в заземленные нейтралы трансформаторов снижает в целом их надежность. Учитывая также практическую сложность определения необходимости установки УЗН в каждом конкретном случае (с учетом возможных изменений режимов нейтрали трансформаторов в процессе эксплуатации), институт Энергосетьпроект в [2] признал целесообразным отказаться от

применения схем плавки гололеда на ВЛ постоянным током с использованием земли в качестве обратного провода (это не относится к плавке гололеда на грозозащитных тросах ввиду малости значения тока плавки).

Авторы не согласны с решениями как [1], так и [2]. Предлагаем использовать в схемах плавки постоянным током выносные заземлители, но упрощенные по сравнению с [3]. При этом во время плавки постоянные токи в нейтралях и обмотках трансформаторов практически отсутствуют при любых сопротивлениях контуров заземления (см. рис. 1, в, з), если выносной заземлитель достаточно удален от контура заземления подстанции. Кроме того, заземление полюса УПГ на отдельный заземлитель снижает аварийный ток при КЗ в сети переменного напряжения питания УПГ на контур заземления подстанции до значения, не превышающего ток при пробое плеча выпрямителя, что повышает устойчивость оборудования при КЗ [4].

С удалением выносного заземлителя от контура заземления подстанции возрастает сопротивление между ними ( $R_{1в,1}$  и  $R_{2в,2}$  на рис. 1, з), что приводит к снижению токов в нейтралях и обмотках трансформаторов, но при этом усложняется присоединение выносного заземлителя к УПГ заземляющими проводниками. Поэтому возникает задача определения минимального достаточного удаления выносного заземлителя любой конструкции от контура заземления подстанции.

Инженерные методы расчета сложных заземляющих устройств, приведенные в [5], не предполагают решения рассматриваемой задачи. Эффективной программой для ПЭВМ и достаточной базой данных авторы пока не располагают, поэтому ограничились экспериментальными исследованиями на заземлителях, собираемых из заземляющих электродов, данные по которым приведены в [6], и испытаниями на подстанции Машук-330 при пробной плавке гололеда на проводах ВЛ-330-04.

В результате экспериментальных исследований авторы пришли к заключению о возможности использования для анализа токораспределения в сети эквивалентных схем замещения двух заземлителей как в виде треугольника сопротивлений  $R_1, R_2, R_3$ , так и звезды  $R'_1, R'_2, R'_3$  (рис. 2), со следующими соотношениями между ними:

$$R'_1 + R'_3 = R_1; R'_2 + R'_3 = R_2;$$

$$R'_1 + R'_2 = \frac{(R_1 + R_2)R_3}{R_1 + R_2 + R_3} = R_{1-2};$$

$$\frac{R'_1 R'_2}{R'_1 + R'_2} + R'_3 = R_{1/2},$$

где  $R_1, R_2$  – сопротивления каждого заземлителя без учета взаимного влияния;  $R_{1-2}$  – сопротивление двух заземлителей при последовательном сое-

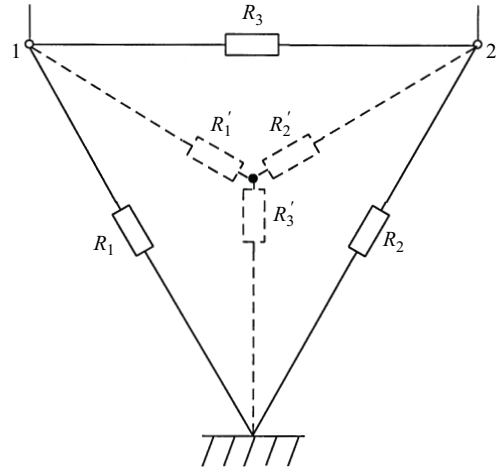


Рис. 2. Схема замещения двух заземлителей

динении через землю,  $R_{1-2} \leq R_1 + R_2$ ;  $R_{1/2}$  – сопротивление двух заземлителей при их соединении проводником с пренебрежимо малым сопротивлением,  $R_{1/2} \geq R_1 R_2 / (R_1 + R_2)$ .

Если измерить  $R_1, R_2, R_{1-2}$ , то

$$R_3 = \frac{(R_1 + R_2)R_{1-2}}{R_1 + R_2 + R_{1-2}}; \tag{1}$$

$$R'_1 = 0,5(R_1 - R_2 + R_{1-2});$$

$$R'_2 = 0,5(-R_1 + R_2 + R_{1-2});$$

$$R'_3 = 0,5(R_1 + R_2 - R_{1-2}).$$

Если измерить  $R_1, R_2, R_{1/2}$ , то

$$R'_3 = R_{1/2} - \sqrt{R_{1/2}^2 - R_{1/2}(R_1 + R_2) + R_1 R_2}; \tag{2}$$

$$R'_1 = R_1 - R'_3, R'_2 = R_2 - R'_3, R'_1 + R'_2 = R_{1-2}.$$

Взаимное влияние двух заземлителей тем меньше, чем ближе к 1,0 значения

$$\frac{R_1 R_2 / (R_1 + R_2)}{R_{1/2}} \text{ или } \frac{R_{1-2}}{R_1 + R_2}.$$

Экспериментальные исследования взаимного влияния заземлителей, приближенно подобных [5] различным вариантам выносного заземлителя и заземляющего контура подстанции Машук-330, позволили сформулировать требования к расположению выносного заземлителя.

Для кратковременных испытаний в режимах плавки гололеда был сооружен на подстанции Машук-330 специальный выносной заземлитель в виде двух рядов стержней, соединенных между собой стальными полосами, вынесенный за ограждение подстанции и размещенный вдоль по оси ВЛ-330. Заземляющие проводники в виде двух стальных полос проложены в земле над элементом заземляющего контура подстанции в шлакоглиняной оболочке для увеличения переходного сопротивления. На подстанции Прохладная-330 для

подключения ВЛ-330 к земле использовался усиленный в месте подключения заземляющий контур подстанции, что определило сокращение времени каждого опыта до 5 с.

Далее приведены для разных схем плавки значения постоянного тока  $I_d$  и напряжения  $U_d$ , рассчитанные по измеренным регистрирующим прибором АУРА-М значениям переменных токов и напряжений выпрямительной установки, а также результаты расчета по этим данным. Испытывались схемы плавки: “фаза – фаза”; “фаза – две фазы”; “фаза – земля через выносной заземлитель”; “фаза – земля через выносной и основной заземлители”. Проанализирована схема “фаза – две фазы, зашунтированные землей”.

“Фаза – фаза”:  $I_d = 1504$  А,  $U_d = 12,75$  кВ, сопротивление фазы равно  $12,75/2 \cdot 1,504 = 4,24$  Ом.

“Фаза – две фазы”:  $I_d = 1986$  А,  $U_d = 12,59$  кВ, сопротивление фазы равно  $12,59/1,5 \cdot 1,986 = 4,23$  Ом.

“Фаза – земля через выносной заземлитель”:  $I_d = 2427$  А,  $U_d = 12,39$  кВ, сопротивление заземляющего устройства ПС Прохладная-330 с учетом шунтирования цепями через два АТ и сети 330 и 110 кВ на землю равно 0,15 Ом; сопротивление выносного заземлителя на ПС Машук равно  $12,39/2,427 - 4,24 - 0,15 = 0,715$  Ом.

“Фаза – земля через выносной и основной заземлители”:  $I_d = 2672$  А,  $U_d = 12,27$  кВ, эквивалентное сопротивление двух заземляющих устройств ПС Машук равно  $12,27/2,672 - 4,24 - 0,15 = 0,202$  Ом.

Сопротивление основного заземляющего устройства ПС Машук равно 0,25 Ом.

Обозначим  $R_1 = 0,25$ ,  $R_2 = 0,715$ ,  $R_{1/2} = 0,202$  и воспользуемся формулами (2):

$$R'_3 = 0,202 - \sqrt{0,202^2 - 0,202(0,25 + 0,715) + 0,25 \cdot 0,715} = 0,045;$$

$$R'_{11} = 0,25 - 0,045 = 0,205; \quad R'_{21} = 0,715 - 0,045 = 0,67.$$

Наведенный потенциал на основном заземляющем контуре ПС Машук в схеме плавки “фаза – земля через выносной заземлитель”  $U_{н.м} = 2427 \cdot 0,045 = 109,2$  В.

Потенциал на заземляющем контуре ПС Прохладная в этой же схеме плавки  $U_{н.п} = 2427 \cdot 0,15 = 364$  В.

В схеме “фаза – две фазы, зашунтированные землей” по расчету, используемому определенным параметрам, получено:  $I_d = 2540$  А, что всего на 5% больше, чем в схеме “фаза – земля через вы-

носной заземлитель”, однако ток через заземлители ПС Прохладная и Машук снизится до значения

$$I_3 = I_d \frac{4,24/2}{4,24/2 + 0,715 + 0,15} = 2540 \cdot 0,71 = 1803 \text{ А,}$$

а интеграл Джоуля уменьшится в 2 раза.

Таким образом, схема “фаза – две фазы, зашунтированные землей” обеспечивает увеличение тока в проплавляемой фазе в  $2540/1986 = 1,28$  раза по сравнению с применяемой схемой “фаза – две фазы” и меньший ток через заземляющее устройство по сравнению со схемой “фаза – земля через выносной заземлитель”. При этом потенциал на заземляющих контурах ПС Машук и Прохладная будет соответственно 81 и 270 В.

В результате испытаний и расчетов авторы пришли к заключению, что для внедрения плавки гололеда через землю на ВЛ-330-04 требуется на ПС Машук-330 усилить, а на ПС Прохладная-330 соорудить выносной заземлитель и повторить испытания с непосредственным контролем постоянного тока в нейтральных автотрансформаторов этих подстанций и распределения токов между параллельно включенными выпрямительными мостами УПГ.

## Вывод

Предлагается использовать выносные заземлители для шунтирования цепью через землю двух фаз ВЛ, если применяемая схема плавки гололеда “фаза – две фазы” не обеспечивает требуемого времени плавки.

Вопросы проектирования и сооружения выносных заземлителей для установок плавки гололеда требуют доработки.

## Список литературы

1. Методические указания по плавке гололеда постоянным током. М.: Союзтехэнерго, 1983, ч. 2.
2. Указания по проектированию схем и устройств плавки гололеда на проводах и тросах ВЛ 35 кВ и выше. М.: Энергосетьпроект, 1994, т. 1.
3. А.с. 134300 (СССР). Устройство для заземления дальних линий электропередачи постоянного тока / Баженов С. А., Кудасов А. К., Тимофеев Т. Г. Опубл. в Б. И., 1960, № 24.
4. Релейная защита выпрямительной установки плавки гололеда / Засыпкин А. С., Дьяков А. Ф., Левченко И. И., Тарамалы Б. Д. – Электрические станции, 1975, № 11.
5. Бургсдорф В. В., Якобс А. И. Заземляющие устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1987.
6. Михайлов Д. И. О многолетних измерениях сопротивления растеканию заземляющих электродов. – Изв. вузов. Энергетика, 1973, № 3.

## ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

### Длительные стендовые испытания электрооборудования для определения допустимых режимов его работы

Гречко О. Н., Курбатова А. Ф., Петкевич Г. И., инженеры, Привалов И. Н., канд. техн. наук

НИИПТ

В последние годы в условиях спада промышленного производства и потребления электроэнергии при недостаточной мощности компенсирую-

щих устройств в высоковольтных электрических сетях ЕЭС России возникли значительные технические трудности с поддержанием допустимых уровней напряжения промышленной частоты в режимах минимальных нагрузок. Повышение уровня напряжения в сети может привести к уменьшению надежности работы электрооборудования. Для снижения напряжения эксплуатирующие организации вынуждены систематически выводить в резерв ВЛ 330 – 750 кВ, существенно ослабляя системообразующую сеть и снижая надежность работы энергосистем и их объединений [1]. По оценке института Энергосетьпроект повышения напряжения промышленной частоты в основных системообразующих сетях будут иметь место и в ближайшей перспективе. Проблемы повышения напряжения выше допустимого уровня касаются также и сетей 110 – 330 кВ.

С целью улучшения прохождения режимов минимальных нагрузок в сетях 500 – 750 кВ Департамент науки и техники РАО “ЕЭС России” в дополнение к табл. 5.3 ПТЭ [2] выпустил в 1995 г. циркуляр Ц-01-95(Э) [3]. Допустимые повышения напряжения промышленной частоты на электрооборудовании, нормируемые этими документами, представлены на рис. 1. Однако рекомендации циркуляра не имели достаточного экспериментального обоснования, в особенности, для нетрансформаторного оборудования.

Для экспериментальной проверки допустимости нормируемых в [3] воздействий повышенного напряжения и оценки работоспособности оборудования при длительном повышении рабочего напряжения в режимах минимальных нагрузок в НИИПТ были проведены длительные стендовые испытания электромагнитных трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, трансформаторных вводов и конденсаторов связи. Испытывались промышленные образцы оборудования 110 – 330 кВ, так как из этих элементов, как правило, комплектуются аппараты более высоких классов напряжения. Испытания проводились на специальных стендах при повышенном напряжении промышленной частоты разного уровня с одновременным воспроизведением тепловых режимов оборудования. Состояние изоляции оборудования

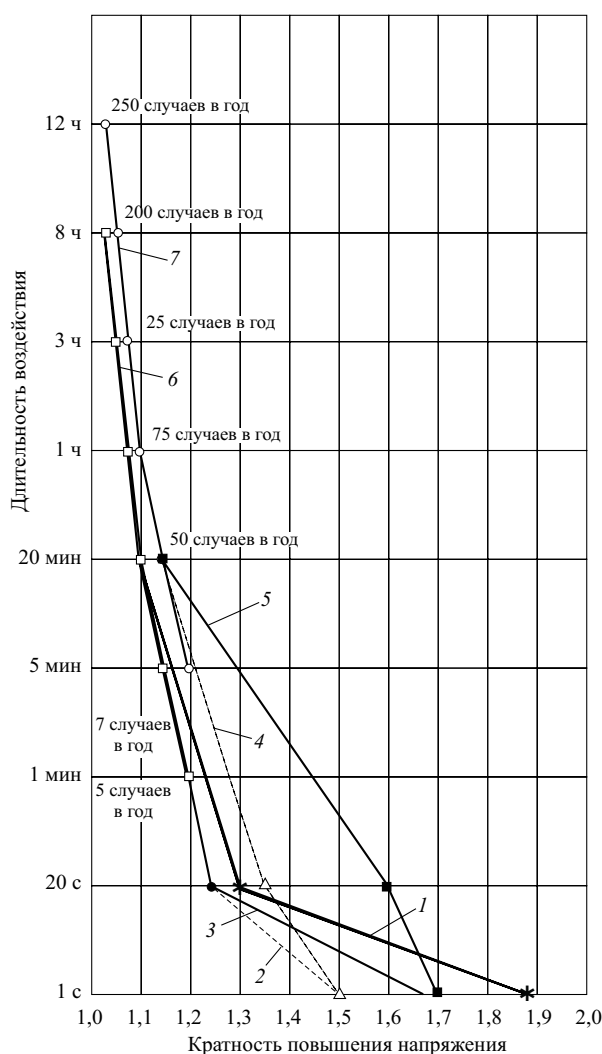


Рис. 1. Допустимые повышения напряжения промышленной частоты на оборудовании в электрических сетях 110 – 750 кВ:

1 – нормы ПТЭ для ТН, ТТ, КС 750 кВ; 2 – нормы ПТЭ для силовых трансформаторов 110 – 500 кВ; 3 – то же 750 кВ; 4 – нормы ПТЭ для шунтирующих реакторов и электромагнитных ТН 110 – 500 кВ; 5 – нормы ПТЭ для ТТ, КС, емкостных ТН 110 – 500 кВ; 6 – рекомендации циркуляра Ц-01-95 (Э) для оборудования 500 – 750 кВ; 7 – предложения НИИПТ для ТН, ТТ, вводов и КС 110 – 330 кВ

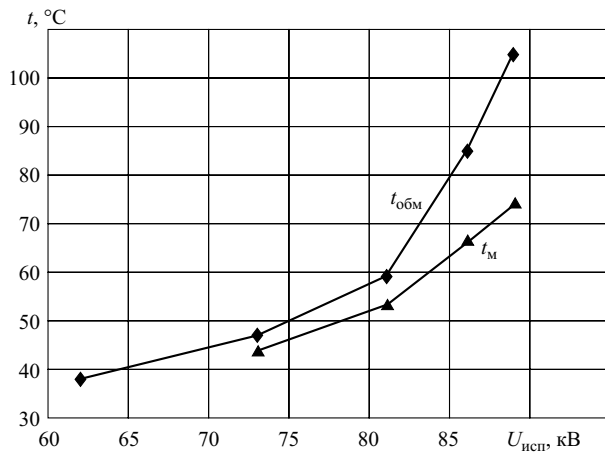


Рис. 2. График зависимости температуры высоковольтной обмотки и температуры масла ТН от напряжения

в процессе длительных испытаний контролировали путем периодических измерений  $\text{tg } \delta$  изоляции в зависимости от напряжения и температуры, уровня частичных разрядов (ЧР) в изоляции, а также характеристик проб масла: пробивное напряжение  $U_{пр}$ ,  $\text{tg } \delta_{90^\circ\text{C}}$ , содержание растворенных в масле газов и др.

**Испытания электромагнитных трансформаторов напряжения.** Испытан элемент 110 кВ (верхний блок) трансформатора напряжения (ТН) 330 кВ типа НКФ с наработкой в эксплуатации около 10 лет. Перед испытаниями произведена перезаливка ТН высушенным и дегазированным маслом. Характеристики масла после заливки были близки к предельно допустимым в эксплуатации. Испытания проводились при испытательном напряжении  $U_{исп}$ , изменяющемся в пределах от 1,0 до 1,22 по отношению к наибольшему рабочему напряжению  $U_{н.р.}$ . Режимы испытаний ТН приведены в табл. 1.

Из-за сильно нелинейной зависимости активных потерь от напряжения у электромагнитных ТН длительное его повышение приводит к значительному увеличению температуры изоляции и к росту  $\text{tg } \delta$  главной изоляции ТН. Так, повышение  $U_{исп}$  от 1,0 до 1,22  $U_{н.р.}$  привело у испытуемого ТН к увеличению температуры высоковольтной обмотки

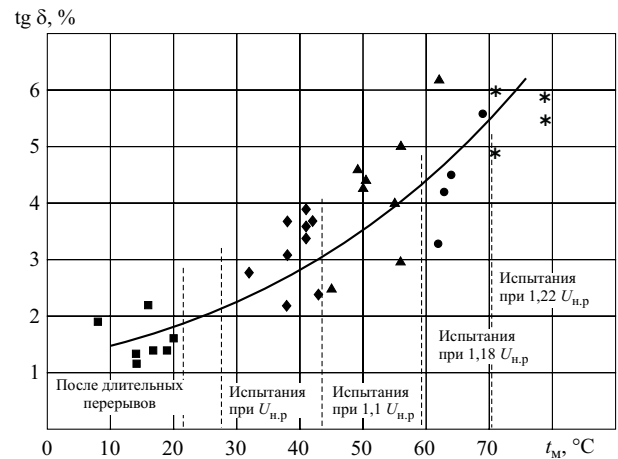


Рис. 3. График зависимости  $\text{tg } \delta$  главной изоляции ТН от температуры масла

ки  $t_{обм}$  с 46 до 105°С и масла  $t_m$  в ТН с 43 до 75°С (рис. 2). При этом  $\text{tg } \delta$  главной изоляции ТН возрос с 2,5 – 3,0 до 5,5 – 6,0% (рис. 3).

Непрерывное воздействие напряжения  $(1,1 \div 1,18)U_{н.р.}$  (этапы 2 и 3, табл. 1) и повышенной температуры ( $t_{обм} \leq 85^\circ\text{C}$ ,  $t_m \leq 65^\circ\text{C}$ ), обусловленной повышенным напряжением, в течение 8000 ч привело к снижению только  $U_{пр}$  масла с 44 до 27 кВ, другие характеристики изоляции при этом практически не изменились, а уровень ЧР оставался стабильным. Увеличение  $U_{исп}$  до 1,22  $U_{н.р.}$  (этап 4, табл. 1) привело к ускорению процессов электрического и теплового старения изоляции: увеличилось содержание в масле газа  $\text{CO}_2$ , уровень ЧР возрос до 300 – 900 пКл. Через 7765 ч испытаний в этом режиме произошел пробой ТН. В пробе масла после пробоя  $U_{пр}$  составило 20 кВ,  $\text{tg } \delta_{90^\circ\text{C}} = 3,8\%$ . При разборке ТН обнаружен пробой витковой изоляции высоковольтной обмотки. Причина пробоя – сильное тепловое старение изоляции.

Испытания подтвердили работоспособность электромагнитных ТН при непрерывном воздействии напряжения до 1,2  $U_{н.р.}$  в течение времени не менее чем на порядок выше суммарной продолжительности воздействия напряжения  $(1,1 \div 1,15)U_{н.р.}$  за нормативный срок службы, предусмотренной

Таблица 1

Режимы и длительность испытаний ТН

Этап	Уровень испытательного напряжения		Длительность испытаний, ч
	$U_{исп}/U_{н.р.}$	$U_{исп}$ , кВ	
1	1	73	1340
2	1,1	81	4450
3	1,18	86	3460
4	1,22	89	7765
Суммарная длительность			17 015

Таблица 2

Режимы и длительность испытаний ТФРМ-330

Этап	Режим испытаний		Длительность испытаний, ч
	$U_{исп}/U_{н.р.}$	$I_{исп}/I_{ном}$	
1	1,0	0,5	1265
2	1,2	0,73	3797
3	1,2	0,73	760
4	1,2	0,73	1500
5	1,2	0,73	1878
Суммарная длительность испытаний			9200

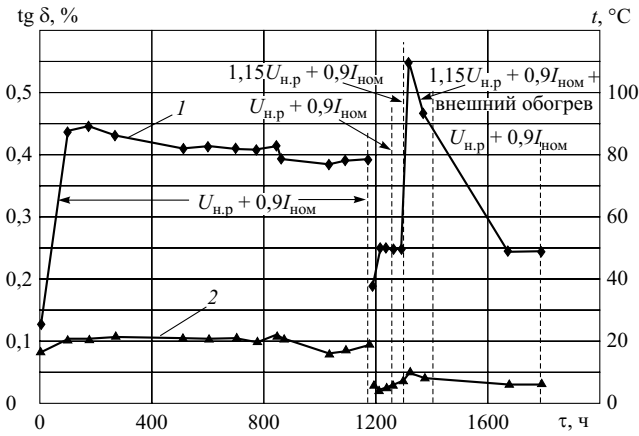


Рис. 4. График зависимости tg δ изоляции ТФУМ-330 от длительности испытаний в разных режимах:

1 – tg δ; 2 – t<sub>в</sub> – температура воздуха

нормами [2, 3]. Таким образом, пока характеристики изоляции ТН удовлетворяют эксплуатационным нормам, ограниченные по времени (минуты и часы) периодические воздействия напряжения до 1,2U<sub>н.р</sub> не могут вызвать существенного сокращения их срока службы.

**Испытания трансформаторов тока.** Испытаны трансформаторы тока (ТТ) класса напряжения 330 кВ рывовидной конструкции (ТФРМ) и U-образной конструкции (ТФУМ). Испытания проводились при напряжении (1 ÷ 1,2)U<sub>н.р</sub> и токе (0,7 ÷ 0,9)I<sub>ном</sub>, а ТТ типа ТФУМ – с дополнительным внешним обогревом.

В табл. 2 приведены режимы испытаний ТТ типа ТФРМ-330, который находился на хранении 13 лет и не был введен в эксплуатацию.

В табл. 3 даны значения tg δ<sub>U<sub>исп</sub></sub> в начале и в конце каждого этапа испытаний. В последней колонке табл. 3 даны значения tg δ<sub>U<sub>исп</sub></sub>, приведенные к температуре 80°C. Из данных табл. 3 видно, что tg δ<sub>U<sub>исп</sub></sub> мало изменился за время испытаний, а его изменения связаны только с колебаниями температуры изоляции t<sub>из</sub>. За 8000 ч испытаний при 1,2U<sub>н.р</sub> изменение tg δ от длительности испытаний Δtg δ<sub>τ</sub>

не превышает 0,05, что соответствует критерию бездефектного состояния изоляции. Изменение tg δ от напряжения Δtg δ<sub>U</sub> как в начале, так и в конце испытаний не превышает 0,01. Зависимость tg δ изоляции от температуры практически не изменилась за все время испытаний.

Малые значения Δtg δ в зависимости от длительности испытаний, напряжения и температуры показывают, что в случае бездефектного ТТ выдержка около 8000 ч при U<sub>исп</sub> = 1,2U<sub>н.р</sub> не приводит к появлению признаков развивающихся повреждений. Отсутствие дефектов подтверждается также и результатами хроматографического анализа растворенных газов в пробах масла: наблюдался некоторый постоянный рост содержания СО и СО<sub>2</sub>, при этом содержание в масле всех газов осталось в пределах эксплуатационных норм.

Режимы и длительность испытаний ТФУМ-330, который находился в эксплуатации в течение 4 лет и был снят из-за повреждения отвода ПИН, приведены в табл. 4.

Зависимость tg δ<sub>U<sub>исп</sub></sub> изоляции от длительности испытаний представлена на рис. 4. Из рис. 4 видно, что сильные колебания tg δ связаны с разогревом изоляции. Так, в начале испытаний tg δ вырос до 0,45%, а затем в этом же режиме уменьшился до 0,4% и меньше при снижении температуры окружающего воздуха. То же самое явление наблюдается и на последнем этапе. Резкое повышение tg δ произошло при увеличении температуры на последнем этапе, когда к нагреву током I<sub>исп</sub> = 0,9I<sub>ном</sub> был добавлен внешний обогрев. За время испытаний 1800 ч, из них 280 ч при U<sub>исп</sub> ≥ 1,15U<sub>н.р</sub>, tg δ<sub>U<sub>исп</sub></sub> изоляции практически не изменился. С учетом всего комплекса контролируемых характеристик можно считать, что за все время испытаний состояние изоляции этого ТТ не ухудшилось.

Таким образом, испытания ТФРМ и ТФУМ 330 кВ показали работоспособность ТТ без дефектов в изоляции при длительном непрерывном воздействии напряжения до 1,2U<sub>н.р</sub> даже при нагрузке, близкой к номинальной. В этих условиях не происходит существенного ускорения электриче-

Т а б л и ц а 3

Значения tg δ<sub>U<sub>исп</sub></sub> в зависимости от длительности испытаний ТФРМ-330

Этап	В начале этапа		В конце этапа		tg δ, приведенный к 80°C, %	
	tg δ, %	t <sub>из</sub> , °C	tg δ, %	t <sub>из</sub> , °C	В начале этапа	В конце этапа
1	0,295	40	0,31	65	0,354	0,333
2	0,314	63	0,35	80	0,34	0,35
3	0,36	80	0,36	80	0,36	0,36
4	0,34	72	0,33	65	0,354	0,354
5	0,33	65	0,40	80	0,36	0,40

Т а б л и ц а 4

Режимы и длительность испытаний ТФУМ-330

Режим испытаний			Длительность испытаний, ч
U <sub>исп</sub> /U <sub>н.р</sub>	I <sub>исп</sub> /I <sub>ном</sub>	Внешний обогрев	
1,0	0,9	–	1577
1,2	0,9	+	13
1,15	0,9	–	30
1,15	0,9	+	168
Суммарная длительность испытаний			1788

Т а б л и ц а 5

Режимы и длительность испытаний вводов  
типа ГБМТ-110

Этап	Режим	Длительность, ч		$U_{исп}/U_{н.р}$	$t_{всм}, ^\circ\text{C}$	$I_{исп}/I_{ном}$
1	1	400	3000	0,8	75	–
	2	500		1,0	75	–
	3	500		1,2	75	–
	4	1600		1,2	90	–
2	1	1200	9000	1,1	80	0,85
	2	800		1,1	70	0,75
	3	3000		1,2	70	0,75
	4	700		0	80	–
	5	1320		1,2	80	0,75
	6	720		1,2	75	0,75
	7	1270		1,2	80	0,75

Пр и м е ч а н и е.  $t_{всм}$  – температура верхних слоев масла в испытательном баке.

ского и теплового старения изоляции ТТ, поэтому ограниченные по времени периодические повышения рабочего напряжения до  $1,2U_{н.р}$  при сниженной нагрузке не могут привести к существенному сокращению срока службы ТТ.

**Испытания трансформаторных вводов.** Испытаны два снятых с эксплуатации трансформаторных ввода класса 110 кВ типа ГБМТ-110 с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа. Перед испытаниями изоляция вводов была высушена без разборки и вводы залиты маслом ГК. Испытания проводились при  $U_{исп} = (0,8 \div 1,2)U_{н.р}$  в два этапа: на первом этапе – разогрев изоляции производился только за счет нагрева погруженной части вводов маслом в испытательном баке, на втором – нагрев маслом в сочетании с током нагрузки. Режимы и длительность испытаний вводов приведены в табл. 5.

В табл. 6 приведены результаты измерений  $\text{tg } \delta$  основной изоляции вводов  $\text{tg } \delta_1$  и масляного промежутка  $\text{tg } \delta_3$  при  $1,1U_{н.р}$ . Из данных табл. 6 видно, что вводы выдержали испытания в течение 10 400 ч (из них 8400 ч при  $1,2U_{н.р}$ ) без существенных изменений характеристик изоляции.

Частичные разряды в изоляции на уровне более 10 пКл отсутствовали,  $\text{tg } \delta_1$  и  $\text{tg } \delta_3$ , а также физико-химические характеристики масла вводов не изменились. Концентрации газов СО и СО<sub>2</sub> в масле несколько возросли, а газов Н<sub>2</sub> и СН<sub>4</sub> – далеки до предельных значений для нормально работающих вводов. Определяющим фактором старения изоляции вводов является температура изоляции.

Испытания показали работоспособность вводов при достаточно длительном воздействии напряжения до  $1,2U_{н.р}$  даже при нагрузке, близкой к номинальной, поэтому ограниченные по времени периодические повышения напряжения до  $1,2U_{н.р}$  при сниженной нагрузке не могут привести к существенному сокращению срока службы вводов.

Опасными длительные повышения напряжения промышленной частоты, даже при малой нагрузке, могут оказаться для изоляции ТН, ТТ и вводов со значительными дефектами или с сильно состаренной изоляцией (практически выработавшей свой ресурс). Поэтому в условиях повышенных рабочего напряжения в сетях с особой остротой встает проблема своевременного выявления в процессе эксплуатации развивающихся повреждений изоляции и отбраковки оборудования, выработавшего свой ресурс.

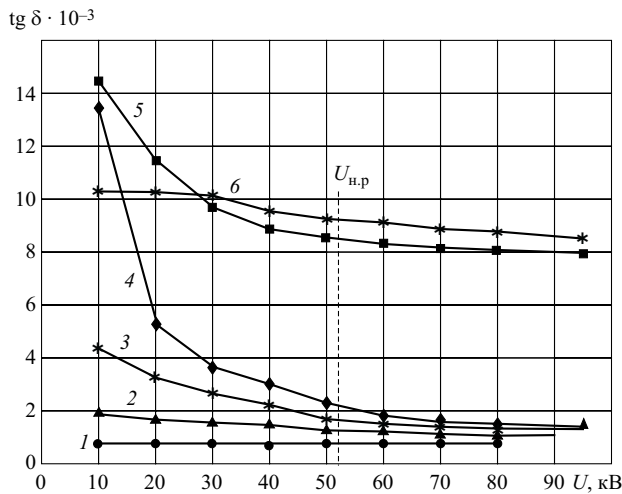
Важным направлением совершенствования системы контроля и диагностики оборудования является использование методов измерения характеристик изоляции под рабочим напряжением. Во-первых, это позволяет чаще производить измерения без перерыва в энергоснабжении, а главное, – эффективность выявления дефектов существенно

Т а б л и ц а 6

Результаты измерений  $\text{tg } \delta$  изоляции вводов  
типа ГБМТ-110

Длительность испытаний, ч	Режим испытаний				№ ввода			
	$U_{исп}, \text{кВ}$	$t_{из}, ^\circ\text{C}$	$t_m, ^\circ\text{C}$	$t_b, ^\circ\text{C}$	1	2	1	2
					$\text{tg } \delta_1, \%$		$\text{tg } \delta_3, \%$	
1400	87	60	60	10	0,635	0,60	–	0,25
1200	73	85	62	16	0,574	0,55	–	0,227
800	73	80	60	23	0,50	0,486	–	–
800	87	80	60	16	0,582	0,565	–	–
1500	87	80	60	12	0,611	0,594	0,26	0,338
700	87	80	60	20	0,555	0,564	0,23	–
1320	87	75	55	23	0,55	0,54	0,197	0,197
720	87	65	55	15	0,56	0,55	0,18	0,16
1270	87	70	55	17	0,57	0,56	–	–





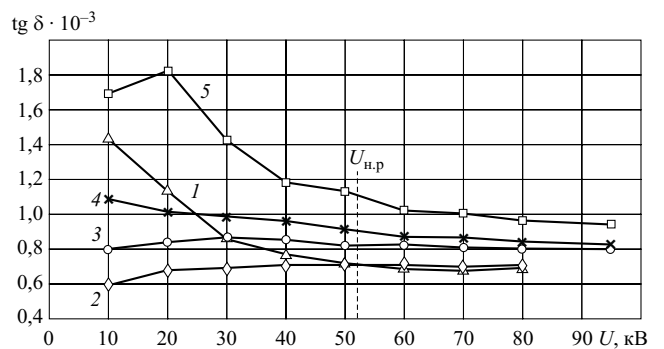
**Рис. 5. График зависимости  $\text{tg } \delta$  изоляции конденсатора СМ1 от напряжения в процессе испытаний:**

1 – перед испытаниями; 2 – 12 412 ч (0); 3 – 19 252 ч (0); 4 – 21 623 ч (0); 5 – 21 680 ч (0); 6 – 27 000 ч (1); в скобках указано число пробитых секций

повышается, если измерения производятся в рабочих условиях изоляции, особенно при максимальной температуре окружающей среды. Наиболее чувствительным диагностическим признаком старения и развивающихся повреждений в изоляции является рост  $\text{tg } \delta$  изоляции в зависимости от времени, напряжения и температуры [4].

Перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения, транспортировки и ремонта аппаратов для оценки работоспособности и выявления возможных дефектов целесообразно проводить их стендовые испытания (длительностью до 200 ч) при номинальных значениях эксплуатационных воздействий [5].

**Испытания конденсаторов связи.** Испытаны конденсаторы связи (КС) с традиционной комбинацией изоляции (бумага МКОН-1 – масло) типа СМ-110/3-6,4У1 (3 шт.) и с бумажно-пленочной изоляцией двух типов: СМ1-53-9,6У1 (пленка – бумага МКОН-1 – масло) и СМ2-53-9,6У1 (пленка – бумага КОН-2 – масло (по 4 шт. каждого типа). Ис-



**Рис. 6. График зависимости  $\text{tg } \delta$  изоляции конденсатора СМ2 от напряжения в процессе испытаний:**

1 – перед испытаниями; 2 – 2012 ч (0); 3 – 12 312 ч (1); 4 – 17 848 ч (3); 5 – 24 700 ч (7); в скобках указано число пробитых секций

пытания проводились при  $U_{\text{исп}} = (1,5 \div 1,8)U_{\text{н.р}}$ . КС типа СМ-110 через 8000 ч были сняты с испытаний из-за отказов, КС типа СМ1 и СМ2 выдержали около 30 000 ч испытаний.

У КС типа СМ-110 до пробоя первой секции  $\text{tg } \delta$  изоляции мало зависит от напряжения и длительности испытаний и не превышает допустимого значения 0,003. При  $1,8U_{\text{н.р}}$  начинается пробой секций, который носит лавинообразный характер. Сильно ускоряется процесс старения, пробой секций происходит на краю обкладки. От момента пробоя первых секций до выхода конденсатора из строя (срабатывание предохранителей, выброс масла) проходит несколько десятков часов.

Изменение зависимости  $\text{tg } \delta$  изоляции конденсаторов СМ1 и СМ2 от напряжению показано на рис. 5 и 6. Пробой одной секции в этих КС практически не влияет на ресурс остальных секций. В ряде случаев это позволяет ослабить критерии отказа (до отказа трех и более секций), что увеличит их расчетный ресурс.

Ресурс каждого отдельного конденсатора оценивался по методике [6], как сумма наработок до отказа первых секций в каждом из режимов испытаний, приведенных к рабочему режиму:

Т а б л и ц а 7

**Допустимые повышения напряжения промышленной частоты для электрооборудования 110 – 330 кВ**

Параметр	Кратность амплитуд $U/U_{\text{н.р}}$					
	от 1,0 до 1,025	сверх 1,025 до 1,05	сверх 1,05 до 1,075	сверх 1,075 до 1,1	сверх 1,1 до 1,15	сверх 1,15 до 1,2
Длительность одного случая, мин, не более:						
предложения НИИПТ	720	480	180	60	20	5
рекомендации циркуляра	480	180	60	20	5	1
Число случаев в год, не более:						
предложения НИИПТ	250	200	125	75	50	7
рекомендации циркуляра	200	125	75	50	7	5
Интервал между двумя случаями, мин, не менее	720			60		

$t_b = +10^\circ\text{C}$ ;  $U_{н.р} = 52$  кВ для СМ1 и СМ2 и 78 кВ для СМ-110. Средний ресурс до отказа первых секций для конденсаторов СМ-110 с бумажной изоляцией составил 17,5 лет, т.е. меньше нормативного (25 лет по ГОСТ 15581-80). Эта оценка ресурса является заниженной, так как при  $U_{исп} = 1,8U_{н.р}$  у этого типа конденсаторов изменяется механизм старения. Средний ресурс конденсаторов с бумажно-пленочной изоляцией составил не менее 120 лет для СМ1 и не менее 100 лет для СМ2 (при нормативном – 30 лет).

Испытания выявили значительный запас длительной электрической прочности изоляции КС нового поколения с бумажно-пленочной изоляцией. Рабочая напряженность в этих КС может быть увеличена на 15 – 20% без сокращения нормативного срока службы, поэтому для них допустимы более длительные повышения напряжения, чем нормируемые в циркуляре [3].

**Допустимые повышения напряжения промышленной частоты.** Испытанные ТН, ТТ и вводы классов напряжения 110 – 330 кВ с бездефектной изоляцией выдержали без существенного изменения характеристик изоляции непрерывное приложение напряжения до  $1,2U_{н.р}$  в течение времени не менее чем на порядок больше нормируемой суммарной продолжительности (400 ч – за нормативный срок службы) воздействий напряжения  $1,15U_{н.р}$  (причем, ТТ и вводы при непрерывной токовой нагрузке, близкой к номинальной). КС с бумажно-пленочной изоляцией выдержали непрерывное приложение напряжения до  $1,8U_{н.р}$  в течение 30 000 ч.

Аппараты классов напряжения 500 – 750 кВ имеют структуру изоляции, аналогичную структуре изоляции аппаратов 110 – 330 кВ, и, кроме вводов, как правило, комплектуются из элементов аппаратов этих классов. Поэтому в ряде случаев можно распространить полученные выводы и на них.

Таким образом, стендовые испытания экспериментально подтверждают допустимость нормируемых в циркуляре [3] повышений напряжения для испытанных видов оборудования 110 – 750 кВ, т.е. способность изоляции выдерживать эти воздействия без существенного сокращения срока службы. Более того, для ТН, ТТ, вводов и КС можно допустить увеличение (по сравнению с действующими нормативами) длительности и числа повышений напряжения промышленной частоты в диапазоне кратностей  $(1,0 \div 1,2)U_{н.р}$ .

Предложения по допустимым параметрам повышений напряжения промышленной частоты в режимах малых нагрузок для испытанных видов оборудования 110 – 330 кВ представлены в табл. 7

и на рис. 1. Для сравнения в табл. 7 приведены рекомендации [3] для электрооборудования 500 – 750 кВ.

## Выводы

1. Экспериментально подтверждена способность изоляции электромагнитных ТН, ТТ, трансформаторных вводов 110 – 330 кВ и КС с бумажно-пленочной изоляцией выдерживать без существенного сокращения срока службы допускаемые в циркуляре Ц-01-95(Э) повышения напряжения промышленной частоты в режимах минимальных нагрузок.

2. В целях улучшения прохождения режима минимальных нагрузок в электрических сетях целесообразно рекомендации циркуляра Ц-01-95(Э) по допустимым повышениям напряжения промышленной частоты для электрооборудования 500 и 750 кВ распространить на электрооборудование 330 кВ. Эти рекомендации могут быть распространены и на электрооборудование 110 и 220 кВ.

3. Длительные повышения напряжения промышленной частоты могут оказаться опасными для изоляции ТН, ТТ и вводов со значительными дефектами или с сильно состаренной изоляцией. Для своевременного выявления развивающихся в процессе эксплуатации повреждений и отбраковки оборудования, выработавшего свой ресурс, необходимо совершенствовать систему контроля и диагностики оборудования, в том числе более широко внедрять контроль характеристик изоляции под рабочим напряжением.

## Список литературы

1. Основные направления нормализации уровней напряжения в основных электрических сетях Единой энергосистемы России / Антипов К. М., Окин А. А., Портной М. Г., Хвошинская З. Г. – Электрические станции, 1995, № 9.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭС). М.: Энергоатомиздат, 1989.
3. Циркуляр Ц-01-95(Э) “О допустимых эксплуатационных повышениях напряжения промышленной частоты на электрооборудовании 500 и 750 кВ”.
4. Разработка системы диагностики трансформаторов тока на основе длительных испытаний и опыта эксплуатации / Курбатова А. Ф., Гречко О. Н., Соколов В. В. и др. – Известия НИИПТ, 2000, № 57.
5. Курбатова А. Ф., Гречко О. Н. Диагностика состояния изоляции высоковольтных маслонаполненных трансформаторов тока при длительных испытаниях на работоспособность. – Энергетик, 1999, № 3.
6. Александрова Н. П., Манн А. К. Закономерности старения изоляции и оценка срока службы силовых конденсаторов (Исследование старения и срока службы внутренней изоляции электрооборудования высокого напряжения). – Труды НИИПТ, 1985.

## Автоматизированная система для оценки технического состояния электрооборудования

Потребич А. А., канд. техн. наук, Кузнецов В. П., Жданов В. С., Фоменко П. И., Ткачев В. И.,  
Овчинникова Н. С., Юдин Г. Г., инженеры

ДонОРГРЭС – Кубаньэнерго

В настоящее время появились предпосылки для решения проблемы оценки технического состояния оборудования электрических сетей энергосистем, на основе которой можно будет выполнять его ремонты и техническое обслуживание (ТО) по необходимости. При этом с учетом уже разработанных нормативных документов для определения количественной и качественной оценки линий, ТП, РП распределительных электрических сетей напряжением 0,38 – 6 – 10 кВ [1], воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ [2] были созданы соответствующие интегрированные системы [3, 4], которые позволяют не только оценить техническое состояние оборудования, находящегося в ведении РЭС и службы линий, но и максимальным образом автоматизировать процесс планирования и выполнения ремонтов и ТО этого оборудования.

В то же время для решения задач контроля и оценки технического состояния остального оборудования энергосистемы, планирования его ремонтов по необходимости была разработана автоматизированная система, состоящая из ряда информационно-справочных (ИСС), информационно-технологических и экспертных подсистем (см. рисунок).

В первой ИСС данной интегрированной системы находится *нормативно-справочная информация по испытаниям*. Это объем и нормы испытаний, нормы времени на их проведение и т.д., а также информация по *паспортам* оборудования и его элементам, которая используется при анализе испытаний. Журнал дефектов применяется не только при анализе, но и при планировании графиков испытаний, расчете показателей надежности электрооборудования и др. Кроме этого, аналогично ремонтным формулярам для теплового и электромеханического оборудования ТЭС, АЭС были разработаны *ремонтные паспорта*, в которых хранится вся информация по ремонтам и ТО электрооборудования подстанций, в том числе по всем его испытаниям во время ремонтов и ТО. По этой информации можно в какой-то мере оценить техническое состояние этого оборудования после ремонта.

В настоящее время из-за существенного увеличения телеизмерений “просматривается” практически вся питающая сеть энергосистемы и, как следствие, по ее основному коммутационному и

маслонаполненному оборудованию имеется достаточно подробная режимная информация, которую можно использовать для контроля за техническим состоянием данного оборудования. Поэтому созданный нами блок *режимной информации* позволяет ее накапливать и анализировать. При этом практически для всей сети 220 кВ и выше и части сети 110 кВ можно с большой точностью получить максимальные, минимальные, средние значения нагрузки, перетоков мощности, уровней напряжений в узлах электрической сети, число переключений в ней и др., а при наличии соответствующих регистраторов информацию о произошедших коротких замыканиях. Эта информация будет затем использоваться для проведения некоторых видов испытаний, а с учетом журнала отказов, дефектов и соответствующих программ для расчета показателей надежности электрооборудования.

Основная информационно-технологическая подсистема по *испытаниям* данной интегрированной системы была реализована для всего электрооборудования электрических сетей и станций в соответствии с новыми “Объемами и нормами испытаний электрооборудования” [5]. Она позволяет:

накапливать информацию о заводских, пусконаладочных и межремонтных испытаниях, а также ее же при капитальных, средних и текущих ремонтах;

формировать сводные протоколы для всех видов испытаний;

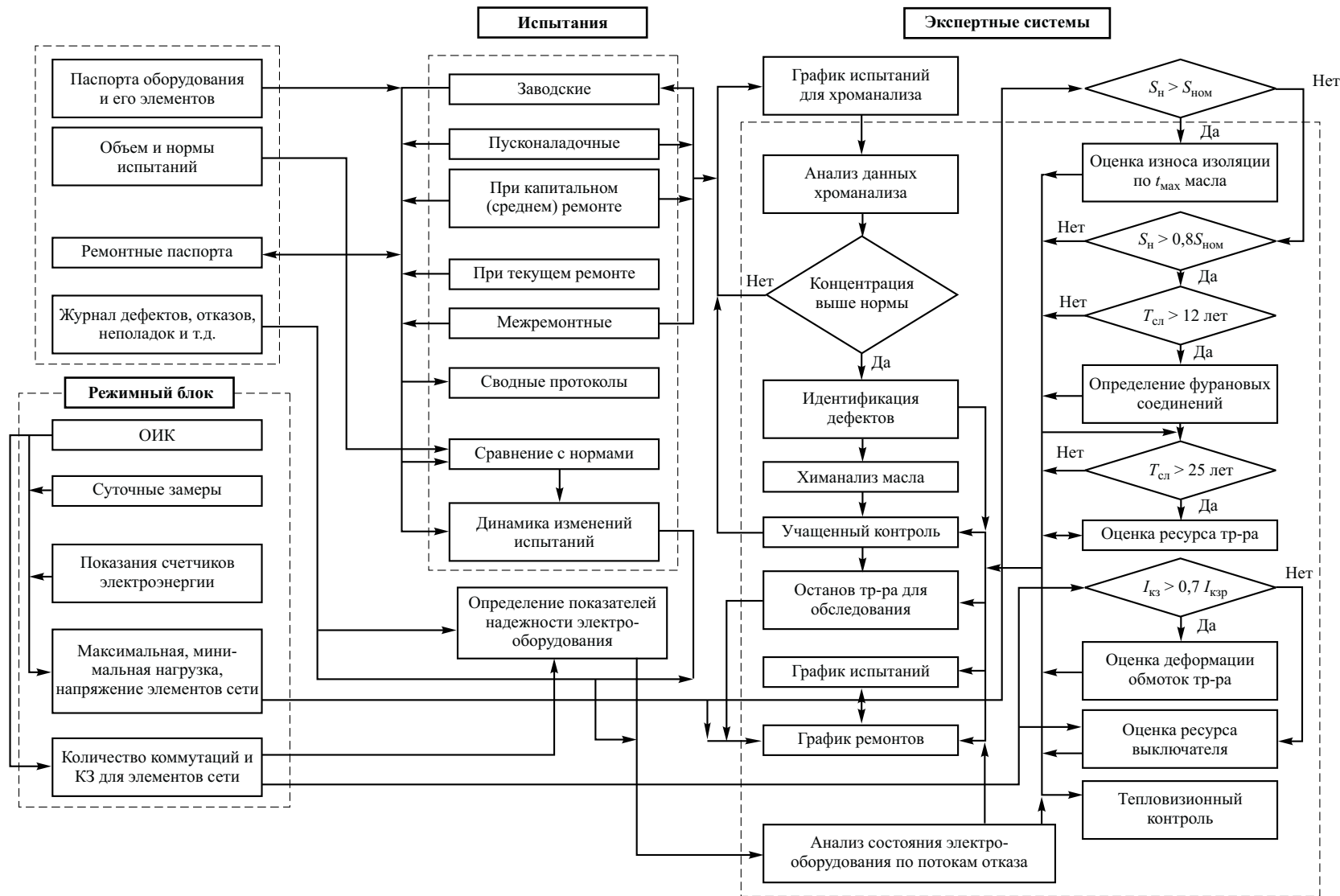
автоматически сравнивать результаты испытаний с нормами;

анализировать динамику изменения результатов испытаний во времени по соответствующим нормированным графикам;

автоматически формировать графики испытаний, проверок и измерений.

На основе некоторых традиционных и нетрадиционных методов диагностики экспертная система *частичной оценки технического состояния* электрооборудования позволяет реализовать следующие алгоритмы [5 – 9]:

хроматографического анализа газов, растворенных в масле, с анализом динамики их изменения и автоматического определения развивающихся дефектов маслонаполненного электрооборудования графическим методом с помощью пополняющейся библиотеки стандартных для каждого вида дефекта номограмм [6, 7] и плоскостной мо-



Автоматизированная система для решения задач контроля и оценки технического состояния оборудования электрических сетей

дели состояния трансформатора треугольником Дюваля;

физико-химического анализа масла в маслонаполненном электрооборудовании с автоматической идентификацией возможных мест и характера повреждений;

контроля фурановых соединений в масле;

оценки износа изоляции и остаточного ресурса при перегрузке трансформаторов по температуре масла в наиболее нагретой точке согласно МЭК 354;

оценки старения бумажной изоляции обмоток трансформатора по степени ее полимеризации с учетом влаги, растворенного в масле кислорода, продуктов разложения масла и т.д.;

оценки состояния оборудования электрической сети, находящегося в эксплуатации длительное время, по потокам отказа;

оценки деформации обмоток трансформатора на основе опыта КЗ;

идентификации и контроля частичных разрядов в электрооборудовании;

тепловизионного контроля основного оборудования с автоматическим контролем его критических точек и динамическим анализом термограмм;

автоматизированного контроля аварийных, рабочих и плановых отключений выключателей для оценки их электрического и механического ресурса с разработкой и выдачей рекомендаций по дальнейшему их использованию.

На основе полученных рекомендаций планируются выполнение ремонтов и ТО электрооборудования, его испытания и др. При необходимости выполняются учащенные и более полные испытания электрооборудования. При этом, как показывает опыт, не следует рассчитывать на быстрый эффект от внедрения нетрадиционных и дорогих испытаний оборудования электрических сетей (от определения фурановых соединений, частичных разрядов и др.) при его безаварийной эксплуатации.

Многослойный специализированный редактор электрических схем, привязанный к базам данных по оборудованию и совместимый с существующими графическими системами (AutoCAD, VISIO и др.), позволяет ускорить доступ к информации по паспортам, испытаниям, техническому состоянию конкретного электрооборудования подстанции,

ПЭС, ТЭС, автоматически выделить путь от данного оборудования до его источника питания и проверить все электрооборудование на этом пути по токам КЗ, допустимым токам и т.д.

Данная интегрированная система реализована на СУБД VISUAL FOXPRO 6.0, Basic 6.0, DELPHI 5.0, а специализированный графический редактор и ряд экспертных систем на VISUAL C 6.0 под WINDOWS.

## Вывод

Разработана интегрированная система для решения задач автоматизации контроля и оценки технического состояния электрооборудования электрических сетей энергосистем, планирования ремонтов и ТО этого оборудования по необходимости.

## Список литературы

1. *Методические указания по комплексной качественной оценке технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38 – 20 кВ с воздушными линиями электропередачи.* М.: Союзтехэнерго, 1993.
2. *Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением 35 – 750 кВ и их элементов.* М.: Союзтехэнерго, 1996.
3. *Интегрированная система для решения технологических и расчетных задач в распределительных сетях РЭС / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И. и др. – Электрические станции, 1998, № 4.*
4. *Автоматизированное рабочее место инженера службы линий / Потребич А. А., Ткачев В. И., Юдин Г. Г. и др. – Энергетика и электрификация, 2000, № 4.*
5. *РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования.* М.: ЭНАС, 1998.
6. *Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле трансформаторного оборудования.* М.: ЭНАС, 2000.
7. *Тосиба Ф. Контроль и уход за маслонаполненным оборудованием на основе газового анализа. – Материалы объединенного научно-исследовательского общества. Токио, 1980, т. 36, № 1.*
8. *Структура экспертно-диагностической системы оценки состояния высоковольтного оборудования / Давиденко И. В., Голубев В. П., Комаров В. И., Осотов В. Н. – Электрические станции, 1997, № 6.*
9. *Интегрированная система для решения задач АСУ ТЭС / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И., Кравченко Т. Н. – Электрические станции, 1997, № 11.*

## Защита шлейфов аппаратных спусков с применением арматуры спирального типа

Виноградов А. А., Платонова И. А., Рыжов С. В., кандидаты техн. наук

ЗАО Электросетьстройпроект

Шлейфы аппаратных спусков на подстанциях 330 – 750 кВ в России выполняются либо в виде пучка расщепленных проводов, либо полым проводом марки ПА. И в том, и в другом случаях наблюдаются повреждения шлейфов из-за усталостных изломов проволок, возникающих при раскачивании спусков ветром. Аппаратные спуски, выполненные полым проводом ПА, страдают особенно часто. Повреждения чаще происходят в степных районах, где мало растительности и нет защиты от ветровых воздействий. Здесь срок службы шлейфов составляет в среднем не более 10 – 12 лет. Пример усталостного излома провода ПА 640 представлен на рис. 1.

Проблема преждевременного износа шлейфов аппаратных спусков сделала актуальными исследование поведения шлейфа под воздействием ветра и разработку средств защиты. Очевидно, что из всех возникающих в реальных условиях направлений ветра наиболее опасным, с точки зрения накопления усталостных явлений в полом проводе, является направление ветра, вызывающее отклонение провода из плоскости начального провисания. Отклонение шлейфа аппаратного спуска под действием ветра такого направления схематически изображено на рис. 2.

Как показывает опыт эксплуатации, происходящие на подстанциях изломы шлейфов в подавляющем большинстве случаев наблюдаются вблизи выхода провода из аппаратного зажима. Что касается верхней точки крепления шлейфа к проводу сборных шин подстанции (рис. 2), здесь имеется некоторая угловая подвижность, так как тяжение в проводе невелико. Поэтому при дальнейшем рассмотрении эта точка не считается опасной. Таким образом, при создании обсуждаемых далее расчетных схем и моделей основное внимание уделялось

максимально точной оценке прогиба провода ПА и изгибных напряжений в нем вблизи точки заделки шлейфа в аппаратный зажим.

**Расчет поперечных перемещений провода и возникающих в нем изгибных напряжений под действием ветровой нагрузки.** Для более полного воспроизведения формы прогиба шлейфа при его колебаниях и определения на этой основе распределения изгибного напряжения в исследуемой области было решено рассмотреть несколько расчетных схем, показанных на рис. 3. Они позволяют провести корректную оценку формы провода вблизи точки заделки и значений изгибных напряжений, не прибегая к сложным трехмерным моделям.

На рис. 3, а изображено преобразование реальной формы шлейфа в расчетную схему, использованную для анализа колебаний по методике [1]. Эта модель была выбрана потому, что она близка к системе, реализованной при испытаниях. Распределенная ветровая нагрузка заменялась приложением сосредоточенной силы, а шлейф рассматривался как прямолинейный стержень с жестко заземленным концом. При этом собственные частоты для этого расчетного варианта и для реального шлейфа будут, несомненно, различными.

Амплитудное значение прогиба провода под действием силы  $P_0$  можно определить, воспользовавшись известным принципом возможных работ: возможная работа приложенной силы  $P_0$  на перемещении  $\delta b_i X_i$  приравнивается приращению энергии деформации [1]

$$P_0 \delta b_i X_i = \frac{\partial U}{\partial b_i} \delta b_i, \quad (1)$$



Рис. 1. Усталостное разрушение провода ПА 640 в результате ветрового воздействия

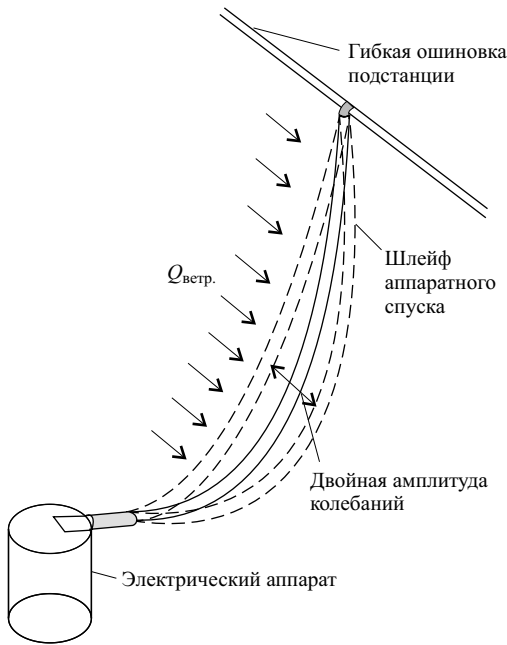


Рис. 2. Раскачивание шлейфа ветром

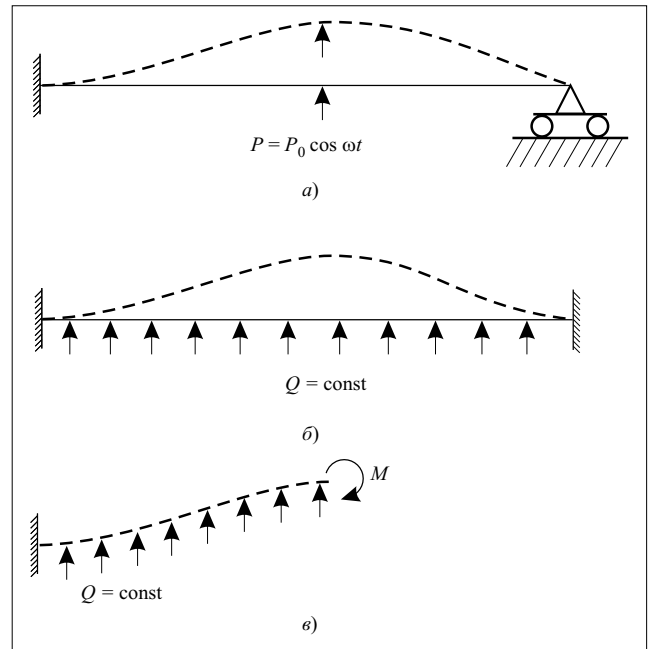


Рис. 3. Расчетные схемы

где  $X_{il}$  – значение нормальной функции  $X_i$  в точке ( $x = x_l$ ) приложения силы  $P_0$ ;  $U$  – энергия деформации провода в изогнутом состоянии

$$U = \frac{EI}{2} \int_0^l (y_0'')^2 dx = \frac{EI}{2} \sum_{i=1}^{\infty} b_i^2 \int_0^l (X_i'')^2 dx. \quad (2)$$

Подставив выражение для энергии деформации (2) в уравнение (1) и произведя некоторые преобразования, можно получить выражение для определения амплитудного значения прогиба стержня

$$y_0 = \frac{P_0 l^3}{EI} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{X_i X_{il}}{(k_i l)^4} = G y_0^*, \quad (3)$$

где

$$G = \frac{P_0 l^3}{EI}; \quad y_0^* = \sum_{i=1}^{\infty} \frac{X_i X_{il}}{(k_i l)^4}, \quad (4)$$

$l$  – длина провода, м;  $EI$  – изгибная жесткость провода,  $H \cdot m^2$ ;  $y_0^*$  – относительное значение амплитуды прогиба провода в относительных единицах (воздействующая сила ветрового давления подвержена значительным колебаниям, поэтому все оценки амплитуд сделаны в безразмерной форме);  $k_i l$  –  $i$ -й корень частотного уравнения. Расчеты выполнялись по пяти первым формам колебаний. Далее приведен последовательный ряд корней частотного уравнения для рассматриваемой модели.

$k_1 l$	3,927
$k_2 l$	7,069
$k_3 l$	10,210
$k_4 l$	13,352
$k_5 l$	16,493

Суммарное динамическое поперечное перемещение провода под действием силы  $P = P_0 \cos p t$  равно

$$y = G y_0^* \cos p t. \quad (5)$$

На рис. 4, а показано распределение амплитуды прогиба в зависимости от продольной координаты  $x$ . Максимальное во времени значение возникающего в проводе изгибного напряжения будет иметь распределение по длине провода в соответствии с кривой, представленной на рис. 4, б. Эти величины пропорциональны второй производной прогиба по продольной координате  $x$ .

Из рис. 4 видно, что, как и следовало ожидать, наибольшие изгибные напряжения возникают в шлейфе у точки заделки в аппаратный зажим. Значение этих напряжений будет тем больше, чем больше давление ветра.

Так как частоты колебаний шлейфов невелики (обычно менее 0,5 – 1 Гц), инерционные силы малы, была рассмотрена также задача численного определения формы шлейфа и напряжений, возникающих в нем, под действием статической распределенной нагрузки. Расчетная схема для этого случая показана на рис. 3, б. Благодаря ее симметрии алгоритм решения был составлен только для одной половины; при этом вторая половина схемы эквивалентировалась приложением изгибающего момента в точке разрыва (рис. 3, в).

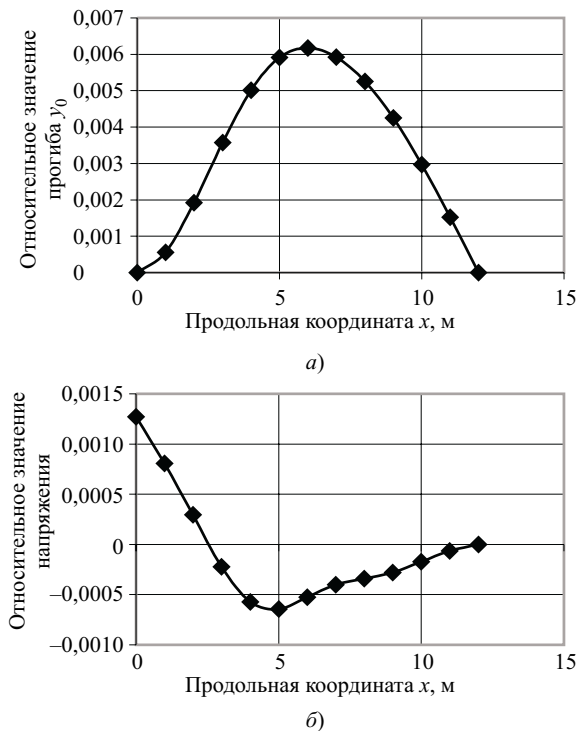


Рис. 4. Результаты расчета напряженно-деформированного состояния шлейфа по схеме рис. 3, а для точки приложения силы  $x_1 = 4$  м:

$a$  – зависимость амплитуды прогиба от продольной координаты  $x$ ;  $b$  – зависимость максимального напряжения в проводе от координаты  $x$

Предложенная модель позволяет учитывать изменение жесткости по длине шлейфа. На ее основе разработана программа, представляющая собой численную процедуру определения формы жест-

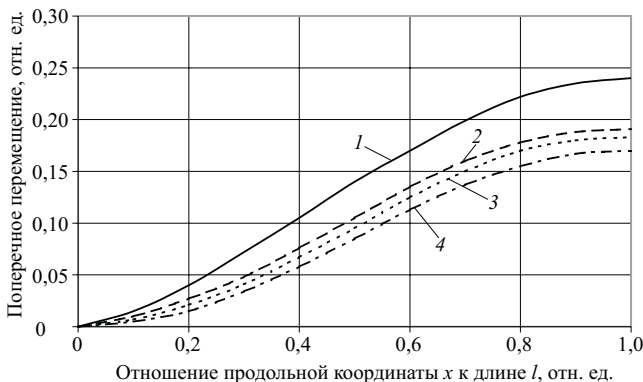


Рис. 5. Форма отклонения провода ПА 640 под воздействием ветра:

результаты расчета для схемы рис. 3,  $в$ ; полная длина шлейфа  $2l = 12$  м; изгибная жесткость провода  $EI = 900 \text{ Н} \cdot \text{м}^2$ ; удельная распределенная нагрузка  $Q = 26 \text{ Н/м}$ ; 1 – провод без протектора; 2 – изгибная жесткость протектора равна жесткости провода; 3 – изгибная жесткость протектора в 1,5 раза больше жесткости провода; 4 – изгибная жесткость протектора в 2 раза больше жесткости провода

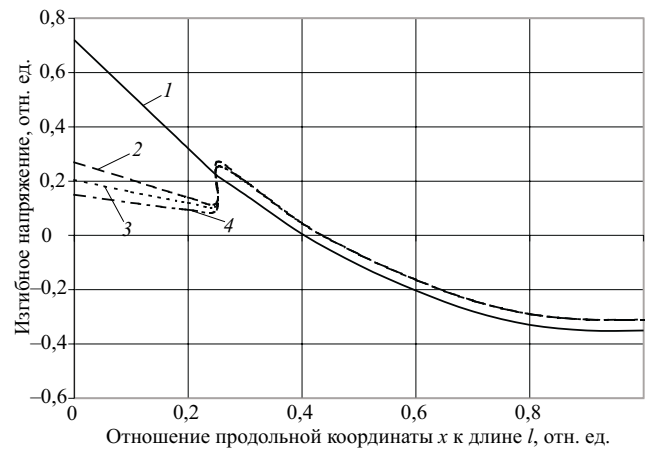


Рис. 6. Распределение изгибного напряжения по длине провода:

1 – провод без протектора; 2 – изгибная жесткость протектора равна жесткости провода; 3 – изгибная жесткость протектора в 1,5 раза больше жесткости провода; 4 – изгибная жесткость протектора в 2 раза больше жесткости провода

кого стержня от точки к точке на основе метода конечных элементов [2].

При выполнении расчетов имеется возможность учесть реально действующую распределенную (не обязательно неизменную по длине) нагрузку на шлейф и изменение жесткости, связанное с установкой протектора.

При проведении численного эксперимента сопоставлялись изгибные напряжения в пустом проводе при отсутствии и при наличии протекторов различной жесткости. Результаты выполненных вычислений для некоторого набора исходных параметров показаны на рис. 5 и 6.

Изменение изгибного напряжения по длине шлейфа близко для обеих предложенных расчетных схем. Можно видеть также, что использование протектора существенно снижает изгибные напряжения, возникающие в точке заделки провода в аппаратный зажим. Данные модели, не претендуя на полноту охвата явления, дают, тем не менее, общее представление о поведении шлейфов аппаратных спусков при их раскачивании ветром.

**Разработка протектора для защиты шлейфов и его испытания.** Для увеличения жесткости участка полого провода в точке выхода из аппаратного зажима предприятием Электросетьстройпроект разработан специализированный протектор спирального типа (рис. 7). Он навивается на цилиндрическую часть аппаратного зажима и на прилегающий к ней участок провода ПА. Установка такого протектора проста и не требует какого-либо сложного оборудования.

Так как длина корпуса аппаратного зажима невелика, для обеспечения неподвижности спиралей протектора в этой области было решено применить дополнительное крепление. Оно осуществле-



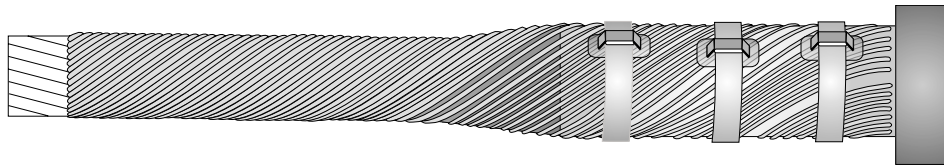


Рис. 7. Защитный протектор, смонтированный на проводе ПА 640

но посредством трех бандажей из нержавеющей стали, устанавливаемых при помощи специальных монтажных клещей [3]. Конструкция позволяет регулировать изгибную жесткость по длине шлейфа, изменяя длину отдельных проволок.

Диаметр проволок протектора, их число и общая длина протектора были выбраны согласно кривым, изображенным на рис. 6. Полученный расчетным путем скачок изгибного напряжения в проводе у выхода из протектора будет носить гораздо менее выраженный характер, поскольку на последней четверти волны спиралей протектора провод ПА 640 имеет некоторую подвижность относительно протектора.

Для проведения испытаний ресурсной стойкости шлейфа была подготовлена установка ресурсных испытаний, состоявшая из собственно шлейфа, выполненного проводом ПА 640 с разновысокими точками подвеса, и системы возбуждения колебаний. Раскачивание шлейфа инициировалось электроприводом с эксцентриком, т.е. распределенная ветровая нагрузка заменялась локальным воздействием. В своей нижней точке провод был глухо заземлен в макет стандартного аппаратного зажима. Изгибная жесткость протектора была выбрана равной 150% жесткости провода. Амплитуды колебаний выбирались по условию равенства воздействующих на шлейф усилий при отсутствии и при наличии протектора. Результаты ресурсных испытаний приведены далее.

Образец №

	1	2
Частота колебаний, Гц	0,37	0,37
Амплитуда колебаний, мм	75	55
Максимальное знакопеременное усилие в точке приложения испытательной нагрузки, Н	275	275
Наличие спирального протектора	Нет	Да
Время испытания образца до разрушения, по крайней мере, одной проволочки провода ПА 640	2 ч 40 мин	22 ч 30 мин
Число циклов	3550	29 970

У обоих образцов разрушения проволок происходили вблизи выхода провода из аппаратного зажима.

### Выводы

1. На основе рассмотрения воздействия ветра на шлейфы аппаратных спусков подстанций сверхвысокого напряжения предложены схемы расчета изгибных напряжений и проведены оценки максимальных изгибных напряжений в проводах шлейфов на основе:

аналитического расчета форм колебаний шлейфа при воздействии сосредоточенной знакопеременной во времени силы. Адекватность примененного метода расчета подтверждается хорошим совпадением рассчитанной формы шлейфа в точке заделки и экспериментально полученной формы шлейфа (при наличии протектора), см. рис. 8;

численного расчета по созданной программе статической формы шлейфа переменной изгибной жесткости при воздействии распределенной ветровой нагрузки. Данная программа позволяет провести рациональный выбор параметров протектора применительно к различным сечениям провода и геометрическим размерам шлейфов.

2. Разработана и введена в эксплуатацию установка для экспериментальной оценки жесткости шлейфов и для проведения их ресурсных испытаний. На установке проведены ресурсные испытания шлейфа с проводом ПА 640, эквивалентные возникающим в эксплуатации реальным ветровым воздействиям.

3. Разработан, изготовлен и опробован в монтажном режиме протектор спирального типа для защиты провода ПА 640 в точке его выхода из аппаратного зажима. Параметры протектора выбраны близкими к оптимальным исходя из проведенных расчетов и экспериментальных проверок из-

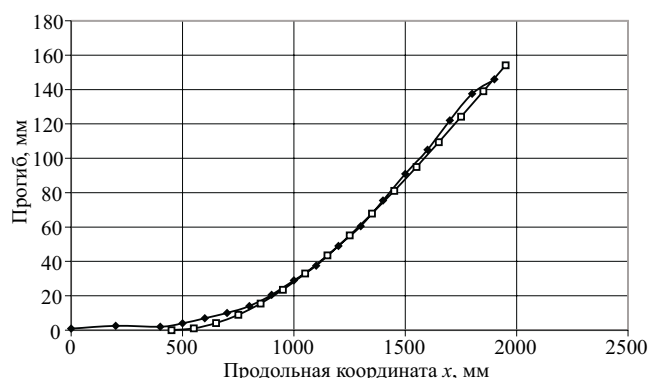


Рис. 8. Форма прогиба шлейфа с протектором:

■ – эксперимент; □ – расчет

гибной жесткости и ресурсной стойкости. Ресурсные испытания выполненного проводом ПА 640 шлейфа с протектором показали, что наличие усиливающего протектора позволяет увеличить ресурсную стойкость шлейфа примерно на порядок. Эти испытания дают возможность сделать заключение об эффективности применения усиливающих протекторов в эксплуатационных условиях.

#### Список литературы

1. Тимошенко С. П., Янг Д. Х., Уивер У. Колебания в инженерном деле. М.: Машиностроение, 1985.
2. Зенкевич О. Метод конечных элементов в технике. М.: Мир, 1975.
3. Каталог на узлы и элементы крепления оптического кабеля. М.: ЭССП, 2000.

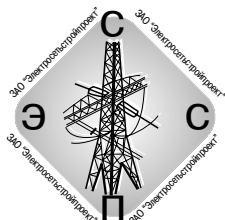
### Протекторы спирального типа для защиты шлейфов аппаратных спусков на подстанциях 330 – 750 кВ

Протекторы (ПС-ПА-45-01 для провода ПА 500 и ПС-ПА-59-01 для провода ПА 640) разработаны для защиты шлейфов аппаратных спусков, выполненных полым проводом ПА. Такая защита необходима, когда имеется опасность изломов провода вблизи его выхода из аппаратного зажима при раскачивании спусков ветром.

Установка протектора очень проста и не требует никакого дополнительного оборудования. Он навивается на цилиндрическую часть аппаратного зажима и на прилегающий участок провода ПА. Для обеспечения неподвижности спиралей протектора на корпусе аппаратного зажима в этой области применяется дополнительное крепление посредством бандажей из нержавеющей стали.

Как показали ресурсные испытания, применение спирального протектора обеспечивает увеличение ресурсной стойкости шлейфов аппаратных спусков примерно на порядок.

Протекторы типа ПС-ПА — идеальное средство защиты шлейфов.



Закрытое акционерное общество

**ЭЛЕКТРОСЕТЬСТРОЙПРОЕКТ**

127566, Москва, Высоковольтный пр-д, 13А. Тел.: (095) 473-9203  
Факс: 234-7108. E-mail: [essp-jsc@mtu-net.ru](mailto:essp-jsc@mtu-net.ru)

## Южно-Кузбасской ГРЭС – 50 лет

**Мингалев Н. П.**, главный инженер ЮК ГРЭС с 1966 по 1984 г.

Пятьдесят лет тому назад 28 апреля 1951 г. первый турбогенератор ЮК ГРЭС был включен на параллельную работу с Кузбасской энергосистемой.

Коллектив ЮК ГРЭС начал свою трудовую жизнь. Этому предшествовала большая работа по строительству электростанции. Быстро растущая промышленность Кузбасса требовала увеличения потребления электроэнергии. Строились новые шахты, росла черная и цветная металлургия, развивались машиностроение, химическая промышленность. На юге Кузбасса две заводские электростанции: ТЭЦ КМК и Кузнецкая ТЭЦ алюминиевого завода не могли обеспечить растущую потребность энергоемких предприятий Кузбасса в электрической энергии.

Вопрос о строительстве новой электростанции на юге Кузбасса впервые возник в 1939 г.

Приказом Народного Комиссариата Электростанций № 301 от 13/VI 1939 г. была создана комиссия по выбору площадки для новой ГРЭС в Осинниковском районе Кузнецкого бассейна, однако в связи с началом Великой Отечественной войны вопрос о сооружении новой электростанции был решен только в 1945 г.

После окончания войны, еще не залечив раны, страна решает задачу дальнейшего развития топливно-энергетического комплекса. Решением Министрства электростанций № ПР-13 от 8/II

1946 г. и заключением Ленинградского отделения Теплоэлектропроекта утверждается технический проект и место строительства Южно-Кузбасской ГРЭС.

В течение 1947 – 1949 гг. в процессе рабочего проектирования согласно последним решениям технический проект электростанции разработан на 250 МВт первой очереди и до 400 МВт второй очереди. В дальнейшем, в ходе строительства электростанции проект был переработан в конечную мощность 500 МВт.

Местоположение, значительная мощность, современное отечественное оборудование на высоких параметрах пара определили роль ЮК ГРЭС как базисной электростанции Кузбасской энергосистемы, входящей в объединенную систему Центральной Сибири. Это была первая электростанция высокого давления в Сибири.

ЮК ГРЭС запроектирована на сжигание кузнецких углей строившейся одновременно с ней шахты “Шушталепская”, расположенной в 4 км от нее. Строительство электростанции начато в 1948 г., монтаж оборудования в 1950 г.

Как и большинство строков того времени, все начиналось с палаточного городка, временных барачков. Несмотря на трудности, отсутствие жилья, сотни молодых людей приезжали на строительство новой электростанции. Многие из приехавших на стройку сменили солдатскую форму на рабочую спецовку. Неоценимый вклад в трудовую биографию ЮК ГРЭС внесли фронтовики, пережившие суровые испытания войны. Они были инициаторами всего нового, передового, принимали активное участие во всех делах. Вот некоторые из них: **В. О. Ананьин, Ф. Г. Бахарев, В. И. Биколов, И. С. Гришин, Н. Д. Ионов, В. Р. Глазко, Н. Н. Ерофеев, А. П. Кисельников, В. Г. Марковский, В. А. Лукин, Н. П. Мингалев, В. П. Трифонов, Ф. Т. Жижин, В. А. Смирнов, И. М. Бжицких, А. И. Кошелев, Н. Д. Санников** и многие другие.

В марте 1948 г. комсомольская организация Кемеровской области взяла шефство над строительством электростанции и объявила стройку комсомольско-молодежной; молодежь прибывала на строительство по комсомольским путевкам.

Не очень баловала судьба молодых ребят: они жили в палатках, а зимой, греясь у костров, мечтали о хорошем будущем, были полны энтузиазма быстрее построить первые объекты электростанции, жилье, соцкультобъекты. С каждым днем увеличивался фронт работ, прибывали механизмы, машины.



**Мингалев Н. П.**

Ни распутица, ни 40-градусные морозы не приостанавливали строительных работ. Сейчас трудно поверить, каких нечеловеческих усилий стоит каждый строящийся объект, каждый метр проложенных дорог среди топей и болот, ставших современной асфальтированной дорогой. А сколько было радости на лицах рабочих, когда над низенькими, почерневшими от ветхости домиками бывшей деревни появилась первая опора каркаса главного корпуса электростанции. Ведь это была первая зримая трудовая победа строителей. Проект Южно-Кузбасской ГРЭС разработан Ленинградским отделением института Теплоэлектропроект – главный инженер проекта **О. Б. Эбин**, неоднократно бывавший на электростанции в ходе ее строительства.

Строительство ГРЭС выполнялось строительным управлением треста Кузбассэнергострой с привлечением специализированных подрядных организаций. Монтаж оборудования выполнял трест Сибэнергомонтаж.

Одновременно со строительством электростанции велась подготовка эксплуатационного персонала. В нерабочее время обучались на организованных курсах, руководимых **Н. А. Ремезовым**, будущие машинисты котлов, турбин, машинисты мельниц, электрики.

Среди учащихся первых курсов были будущие квалифицированные специалисты: **Д. В. Суковатицин, Н. Н. Ерофеев, А. И. Кошелев, И. И. Сапожников, И. И. Дмитриев, И. С. Гришин, В. И. Белоусов, А. Д. Колчанов, Е. Ф. Попова, Г. М. Выдрич** и др.

Обучение на курсах проводили начальники цехов и их заместители, а затем и молодые специалисты, приехавшие после окончания учебных заведений: **В. И. Суслов, П. В. Шушлин, Г. А. Тишлер, В. А. Кораблев, С. Я. Кожин, П. Ф. Хлыстов, С. И. Гробман, И. И. Парнос, В. Н. Чернов, И. В. Зубов, Л. М. Бобров** и др.

Вместе с опытными руководителями цехов они составили первую когорту, усилием которой удалось в короткий срок подготовить и воспитать высококвалифицированный персонал ГРЭС из местных кадров, в основном селян, далеких от техники, энергетики, еще боявшихся ее.

Первыми воспитателями, организаторами коллектива электростанции были начальники цехов и их заместители: котельного – **А. И. Распереза, И. А. Деев, Н. П. Мингалев**; турбинного – **А. В. Шляпнин, В. А. Лукин**; электрического – **Е. П. Тарасов, М. И. Финкельштейн, Н. А. Ремезов, А. Г. Вшивков**; топливно-транспортного – **Я. У. Кельман, И. П. Кузьмин**; ЦТАИ – **Р. Ф. Крумгольц, В. В. Дробот**; химического – **В. П. Угольников** и **Г. К. Дробот**; начальник ПТО – **Л. Д. Райгородский**; начальник РКО – **В. И. Трусов**; связи – **Г. Н. Варламов**.

На пуск первого блока были приглашены опытные специалисты кемеровских электростанций, которые приняли активное участие в приемке узлов оборудования из монтажа, опробовании оборудования, обучении персонала на рабочих местах.

Среди первых специалистов машинистов турбин и котлов, электриков, участвовавших в опробовании и пуске первого котла и турбины ЮК ГРЭС, были:

котельщики: **В. Д. Рогалев, П. С. Рахманенко, И. В. Бабич, Я. Н. Тюрюканов, С. Я. Кожин, И. И. Шигаев, П. С. Летута, В. В. Шахматов, А. И. Щерба, И. П. Беседин, Е. Ф. Попова, Р. И. Христенко**;

турбинисты: **М. Ф. Шубенин, М. А. Овчинников, Е. П. Протасов, М. Е. Савельев, Т. М. Денисенко, А. И. Кошелев, Д. В. Суковатицин, И. И. Мочалов, П. Н. Русинов, Н. Н. Ерофеев, В. И. Белоусов, И. М. Ожигов**;

электрики: **И. И. Сапожников, В. П. Трифонов, И. П. Мамаев, Ф. И. Савоськин, С. Н. Лобов, О. П. Максимова, М. И. Мельникова** и др.;

первые дежурные инженеры электростанции: **П. В. Шушлин, Н. А. Ремезов, Р. И. Вицин, В. Я. Терехин**.

Председателем пусковой комиссии по пуску первого блока был назначен **В. В. Еланцев** – заместитель главного инженера Кузбассэнерго. Первым директором ЮК ГРЭС был **А. М. Шестеренкин**, главным инженером – **И. И. Голуб**.

В рекордно короткий срок, за 3 года, была построена и пущена в работу одна из первых крупных электростанций того времени на отечественном оборудовании высокого давления – Южно-Кузбасская ГРЭС.

После пробных пусков и устранения недоделок и дефектов в июне 1951 г. Государственной комиссией (председатель – главный инженер Кузбассэнерго **Л. Е. Небрат**, члены комиссии – директор **А. М. Шестеренкин**, главный инженер **И. И. Голуб**, начальник стройки **Г. И. Томилов**) первый блок был принят в эксплуатацию.

Первые агрегаты высокого давления – котел ПК-10 Подольского завода им. Орджоникидзе производительностью 230 т/ч, давлением пара 110 кгс/см<sup>2</sup> и температурой пара 510°C и турбина ВК-50/90 Ленинградского металлического завода мощностью 50 МВт были первыми котлами и турбинами высокого давления, выпускаемыми отечественными заводами. Так, котлы № 1, 2, 3 имели заводские номера 3, 4, 5 этой серии, а турбина № 1 – заводской № 3. Пуск, наладка и освоение оборудования новой электростанции – это всегда самый трудный и самый сложный период ее эксплуатации. Немало пришлось потрудиться в освоении, наладке и доведении до проектных показателей рабочим и инженерно-техническим работникам

электростанции совместно с наладочными и исследовательскими институтами – ЦКТИ, ВТИ, ОРГРЭС и шефами заводов – изготовителей нового современного оборудования высокого давления.

Так, на первых котлах ПК-10 часто повреждались водяные экономайзеры из-за некачественной заводской контактной сварки стыков. И только отбраковка дефектных стыков, их переварка обеспечили надежность работы водяных экономайзеров. Аналогичные повреждения наблюдались и на пароперегревателях котлов, много дефектов было и на арматуре высокого давления.

Ускоренными темпами шло строительство электростанции. Ежегодно вводилось в строй один-два блока. В 1952 г. уже работали четыре котла и три турбины по 50 МВт, в 1954 г. был пущен в работу 100-мегаваттный турбогенератор ст. № 6 – первый самый мощный в Сибири на этот период. В ноябре 1956 г. после пуска восьмого турбогенератора мощностью 100 МВт электростанция достигла проектной мощности 500 МВт.

На ЮК ГРЭС смонтировано 11 котлов ПК-10 ЗиО по 230 т/ч, давлением 110 кгс/см<sup>2</sup>, 6 турбин мощностью по 50 МВт и 2 турбины мощностью по 100 МВт.

Ввод на полную мощность 500 МВт крупнейшей в тот период электростанции высокого давления позволил поднять электрическую мощность Кузбасса более чем вдвое, что дало возможность значительно увеличить экономический потенциал Кузбасса, сдерживаемый до сих пор из-за нехватки электроэнергии.

Директором Южно-Кузбасской ГРЭС в 1951 – 1958 гг. до окончания строительства был **Петр Гордеевич Некряченко**, который вложил много сил и труда в строительство промышленных объектов, жилья и соцкультурных объектов города Калтана. Его организаторский талант, огромная работоспособность, доброжелательность, забота о людях наряду с высокой требовательностью снискали глубокое уважение работников электростанции. Под его руководством был создан спаянный дисциплинированный коллектив, что позволило в течение нескольких лет вывести Южно-Кузбасскую ГРЭС в число передовых электростанций Минэнерго СССР.

После окончания строительства ЮК ГРЭС П. Г. Некряченко работал управляющим Иркутскэнерго в течение 22 лет, возглавлял строительство Ангаро-Енисейского гидроэнергетического каскада, в том числе ввод Братской и Иркутской ГЭС, Иркутских ТЭЦ-9 и ТЭЦ-1.

**Вениамин Алексеевич Лукин** с 1951 г. работал на станции, вначале заместителем и начальником турбинного цеха, а с 1959 до 1966 г. главным инженером электростанции. Много сил и энергии отдавал он наладке и модернизации оборудования, повышению его надежности и экономичности. Большой организаторский талант позволил ему бы-

стро обучить и организовать коллектив турбинного цеха, одним из первых получившего звание “цеха высокой культуры эксплуатации”. Работая главным инженером, В. А. Лукин много сил отдавал вопросам механизации ремонта оборудования, внедрению автоматики производственных процессов, повышению надежности работы основного оборудования. В этот период проведен монтаж подъемников в котельном цехе, приобретены средства малой механизации. В результате решения многих вопросов реконструкции оборудования были значительно улучшены технико-экономические показатели электростанции.

В 1966 г. В. А. Лукин был назначен главным инженером Кузбассэнерго, затем начальником Главуралэнерго и с 1979 г. – заместителем министра энергетики и электрификации СССР.

В. А. Лукин снискал большое уважение в коллективе ЮК ГРЭС, где его добрые дела помнят до сих пор.

В процессе монтажа основного оборудования рабочими и ИТР электростанции вносились предложения по увеличению надежности оборудования, его экономичности. Эти предложения внедрялись при пуске очередного котла или турбины, технические решения передавались заводам – изготовителям основного оборудования и там уже использовались при изготовлении очередного агрегата. Так, для устойчивого горения топлива в топках котлов были изменены конструкции и места установки муфельных горелок топки, что позволило производить растопки котлов почти без подсветки мазутом и значительно улучшить устойчивость горения топлива в топках котлов на тощих углях.

В целях надежного регулирования питания котлов водой, облегчения ремонта арматуры трубопроводов, ликвидации рабочего места водосмотра питательные линии котлов были снижены с отметки 30 м на отметку машиниста котла, смонтированы электрифицированные регулирующие клапаны.

Для улучшения качества перегретого пара в барабанах котлов были смонтированы новые сепарационные устройства с выделением соленых отсеков барабанов.

Надежность работы турбин ВК-50, имевших случаи повреждения переднего уплотнения, была решена персоналом электростанции совместно с ЛМЗ путем замены материала втулок на сталь ЭИ-10, изменением конструкции крепления обоймы переднего уплотнения турбины.

Вместе с пуском основного оборудования очередных блоков станции проводились его наладка, реконструкция ненадежных узлов, изменение технологических схем для увеличения надежности работы оборудования, повышения экономичности и достижения проектных технико-экономических показателей. Так, на котлах ПК-10 были реконструированы зажигательные пояса топок, смонтированы обдувочные аппараты в фестонах и в районе

пароперегревателей, байпасные трубопроводы для впрыска питательной воды с целью регулирования температуры перегретого пара, заменены шнековые питатели на лопастные, проводилась борьба за снижение присосов в газоходы котлов путем уплотнения топок и газоходов, монтировались шлаковые дробилки котлов, широко внедрялись автоматические регуляторы питания, горения, температуры перегретого пара и др.

В турбинном цехе проводилась совместно с ЛМЗ реконструкция проточной части турбин с заменой лопаточного аппарата, заменой диафрагм с повышенным КПД, реконструировались тепловые схемы для лучшего использования низкопотенциальных отборов турбин для теплообменников и бойлеров.

Для снижения расходов электроэнергии на собственные нужды проводились крупные работы по реконструкции дутьевых и мельничных вентиляторов с заменой рабочих колес с повышением КПД, дымососов с обрезкой длины лопаток и приведением в соответствие напоров дымососов с сопротивлением газоходов, наладка режима пылеприготовления, реконструкция питательных и циркуляционных насосов и др.

Все эти и другие работы позволили уже в 1955 г. достичь проектных удельных расходов топлива и расхода электроэнергии на собственные нужды.

Большой вклад в освоение, наладку и реконструкцию оборудования, его модернизацию еще в период монтажа внесли мастера: **В. В. Шахматов, П. И. Парнос, К. П. Чепель, П. А. Лялецкий, В. А. Смирнов, В. М. Рютгель, В. А. Матросов, А. А. Качинский, А. М. Милуков, А. А. Иванов;** слесари высокой квалификации – **В. Ф. Кученков, Г. Р. Дрозд, Ф. А. Попов, А. В. Грейсман, И. Ф. Борискин, И. А. Дуплинский;** электросварщики – **Т. М. Загайнов, В. К. Заподойников, А. И. Попов** и др.

Проектные технико-экономические показатели электростанции достигнуты под руководством начальников цехов, работавших в первые годы строительства электростанции. Благодаря большим конструктивным работам по основному и вспомогательному оборудованию котельного цеха, замене проточной части турбин, модернизации генераторов мощность станции к 1967 г. была увеличена до 546 МВт. Практически без монтажа нового оборудования была увеличена мощность электростанции еще на один турбогенератор в 50 МВт. Выработка электроэнергии в 1969 г. достигла свыше 4 млрд. кВт·ч с минимальным удельным расходом топлива 406 г/(кВт·ч) против проектного 450 г/(кВт·ч), расходом электроэнергии на с.н. менее 7%, потерями конденсата до 1%.

В проекте ЮК ГРЭС автоматизация была предусмотрена в незначительном объеме, регуляторы были несовершенны. На обслуживании оборудования было занято большое количество персонала.

Комплексная автоматизация тепловых процессов на ЮК ГРЭС началась в 60-е годы, когда появились электронные регуляторы. В котельном цехе были внедрены:

автоматическое регулирование питания котлов водой;

автоматическое регулирование процессов горения, автоматики топлива, воздуха, тяги;

автоматика загрузки мельниц топливом;

автоматика регулирования температуры перегретого пара.

В турбинном цехе внедряются автоматика давления в деаэраторах, пара на уплотнения турбин, регуляторов уровня и температуры теплообменников, испарителей, бойлеров, защита ПВД.

Комплекс работ по автоматике, монтаж защит и сигнализации позволили значительно сократить численность эксплуатационного персонала. Стали работать без обслуживающего персонала береговые водонасосные, мазутонасосные, компрессорные, электролизерные установки, ликвидированы рабочие места водосмотра, дежурного по деаэраторам, дежурного дымососов. Один машинист котлов перешел на обслуживание четырех котлов, машинист турбин – пяти турбин без монтажа общих щитов управления. Численность производственного персонала сократилась с 2,63 до 1,35 чел./МВт. Позднее совместно с работниками ОРГРЭС была автоматизирована топливоподача с автоматическим запуском и остановом конвейеров и механизмов, автоматической по вызову грузкой бункеров сырого угля котельного цеха.

Работы по комплексной автоматизации выполнялись под руководством начальника цеха **Р. Ф. Крумгольца,** мастеров **В. Г. Поздеева, И. И. Азанович, О. К. Хлебцовой, П. С. Корнилова, Т. Н. Тишлер, В. Я. Куликова, М. М. Кириллова,** слесарями **В. Г. Гусевым, И. Н. Черемновым, И. Т. Сидоренко, В. И. Бедаревым, В. Г. Столбовым, И. М. Мосиным, Б. П. Егоровым, Н. С. Кобяковым, М. А. Приваловым** и др.

В 70-х годах была введена новая химводоочистка с монтажом комплекса автоматических устройств, с применением электроприводов на фильтрах. Работа Na-катионитовых фильтров, их регенерация, включение производятся автоматически. Опыт автоматизации ХВО экспонировался на ВДНХ, широко внедрялся на других электростанциях Кузбасса и Советского Союза.

В 1967 г. совместно с Ростовэнергоремонтном на ЮК ГРЭС был смонтирован автомат пуска турбины (АПТ) с дополнительным контролем за тепломеханическими изменениями металла во время пуска, режимом пуска из различных состояний в зависимости от температуры металла турбин, сокращением времени пуска турбины, ведением пусковых операций без вмешательства машиниста турбин, нагружением турбины по программам. Все турбины ЮК ГРЭС, оборудованные АПТ, находятся в работе. Эта разработка также экспониро-

валась на ВДНХ, была удостоена медали и внедрялась на многих электростанциях Советского Союза.

В 70-х годах началось оснащение котлов и турбин технологическими защитами.

В последующие годы были обновлены и заменены средства автоматики и измерений на более надежные и современные во всех цехах станции. В настоящее время цех автоматики занимается внедрением автоматизированной системы сбора и отображения технологических параметров, позволяющих оптимизировать режим работы электростанции, выбор наиболее выгодного состава работающего оборудования для достижения минимального расхода топлива и электроэнергии и, следовательно, достижения минимальной себестоимости.

Становление и развитие ЮК ГРЭС продолжалось путем постоянной модернизации оборудования, совершенствования производства, обеспечения надежности работы, механизации трудоемких работ. Коллектив электрического цеха выполнил собственными силами такие крупные работы, как повышение мощности блочных трансформаторов путем замены обмоток на новые, увеличение мощности трансформаторов 35 кВ с 5,6 тыс. кВ·А на 15 тыс. кВ·А, обновление изоляции на более совершенную на подстанциях 35 и 110 кВ, замена разъединителей, замена воздушных выключателей на новые, более надежные в работе. Строились подстанции 35/6 кВ для надежного снабжения электроэнергией электрифицированной железной дороги Новокузнецк – Таштагол и предприятий г. Калтана – завода КВоиТ и ЮК промкомбината.

Для увеличения выдачи энергии шахтам “Шушталепской” и “Алардинской” были введены новые ячейки 110 и 35 кВ.

Персоналом цеха была смонтирована новая электролизерная установка, значительно повысившая надежность снабжения водородом генераторов.

Пенное пожаротушение кабельных каналов было заменено на схему подачи распыленной струей воды с заменой большого числа трубопроводов и арматуры.

В последние годы ИТР электротехнической лаборатории 3 раза разрабатывалось и заменялось оборудование релейной защиты и автоматики на более современное, обеспечивающее безаварийную работу основного оборудования.

В 90-е годы персоналом электроцеха выполнена большая работа по замене двух генераторов 100 МВт на новые с реконструкцией фундаментов, так как новые генераторы были короче на 2 м, смонтировано тиристорное самовозбуждение, впервые установленное на генераторах электростанций Кузбассэнерго. Одновременно с генераторами заменены блочные трансформаторы, шинный мост, трансформаторы с.н. Все это обеспечит надежную работу электрического оборудования блоков 100 МВт на несколько десятков лет без замены и больших ремонтов. Эти крупнейшие рабо-

ты выполнялись под руководством начальника цеха **П. В. Шушлина**, ИТР цеха – **Н. В. Инюшева**, **В. Д. Чечина**, **О. Д. Разваляева**, **О. Я. Столярова**, **М. И. Жигульского**, бригадами электриков **Г. И. Брагина**, **Н. И. Леонова** и др.

Большой вклад в модернизацию оборудования, механизацию трудоемких работ внесла организованная после образования цеха централизованного ремонта в 1960 г. бригада мастера **В. А. Смирнова**, бригадира **И. Ф. Борискина**. Этой бригадой были выполнены такие крупные работы, как реконструкция питательных линий, монтаж шахтоподъемников в котельном цехе, реконструкция мостового крана для подъема грузов с отметки 0,0 м до отметки 30 м, монтаж кран-балок с тельферами над мельницами, мельничными и дутьевыми вентиляторами, дымососами, разводка маслопроводов по мельницам, монтаж обдувочных аппаратов котлов и др.

Такие тяжелые физические работы, как разгрузка и подача шаров в мельницы, замена брони мельниц, разборка и сборка тяжелых вращающихся механизмов, перевозка металла, внутристанционный и внутрицеховой транспорт, были максимально механизированы. В 1980 г. началась реализация проекта “Увеличение теплофикационной мощности электростанции”, позволившая обеспечить централизованное теплоснабжение промышленных предприятий г. Калтана, снабжение теплом вновь построенного тепличного хозяйства в 10 га Калтанского совхоза, круглый год выращивающего свежие овощи, осуществить теплофикацию г. Осинники, расположенного в 10 км от Калтана. Была проведена реконструкция двух турбин ВК-100-90 с организацией теплофикационных отборов по 110 Гкал/ч, построены новая бойлерная установка № 3 с девятью бойлерами, сетевыми и конденсатными насосами, деаэраторы.

После выполнения этих работ г. Осинники получил теплоснабжение от ЮК ГРЭС, что дало возможность закрыть в городе более десятка мелких котельных, сократить выбросы золы, увеличить надежность теплоснабжения города и улучшить экологическую обстановку.

Теплофикационная мощность станции увеличилась до 300 Гкал/ч. От новой бойлерной стали получать тепло г. Осинники, завод КВоиТ, Южно-Кузбасский промкомбинат, совхоз Калтанский, шахта “Северный Кандыш”, поселок Постоянный и другие потребители. Перевод на теплофикационный режим двух турбин позволил снизить удельные расходы топлива.

Для обеспечения надежной работы оборудования, эксплуатируемого длительное время, в цехах станции проводятся работы, направленные на обновление оборудования, его замену более современным. Так, в турбинном цехе были заменены регулирование турбин на новое (по проекту Уралэнергоремонта), стопорные клапаны турбин, часть паропроводов котлов и турбин, проработавших бо-

лее 300 тыс. ч, заменены трубные системы конденсаторов на трубы из металла МНЖ, более прочные, что значительно сократило их повреждаемость, уменьшило присосы сырой воды. Были заменены на более надежные маслоохладители турбин, заменены на новые питательные и циркуляционные насосы. На пяти турбинах были заменены цилиндры высокого давления. Все эти и другие работы позволяют увеличить надежную работу оборудования на длительный срок, сократить ремонтные затраты. Выполнение реконструктивных работ производилось под руководством опытных мастеров ЦЦР **В. И. Валетова, И. И. Мурашова, И. М. Бжицких, В. М. Заворина**, слесарей **В. К. Поспехова, А. И. Мошкина, М. Е. Трифонова** и др.

Для продления срока службы котельного оборудования в 70-х годах выполнены работы по замене пароперегревателей котлов, водяных экономайзеров, были заменены воздухоподогреватели, экранные поверхности котлов, имевшие большой коррозионный износ.

В 90-е годы в котельном цехе заменены на новые большей производительности 12 мельниц Ш-10 на Ш-16, что значительно увеличило надежность систем пылеприготовления.

Замены узлов и деталей основного и вспомогательного оборудования, отработавшего технический ресурс, позволили обеспечить надежную и экономичную работу оборудования, продлить надежную работу электростанции после 50 лет ее эксплуатации.

Надежность и экономичность работы тепло-технического оборудования в значительной степени зависят от состояния водно-химического режима, работы химводоочистки. На ЮК ГРЭС в 1970 г. была построена новая химводоочистка с автоматизацией промывок и регенерацией фильтров. В дальнейшем продолжались работы по увеличению производительности осветлителей с реконструкцией узлов соли, коагулянта, схем кислотной промывки, введена магнитная обработка подпиточной воды теплосетей.

Вместе с реконструкцией оборудования химводоочистки проводилось совершенствование водно-химического режима. Был изменен режим фосфатирования котловой воды, смонтирована схема подщелачивания котловой воды и осуществлен перевод котлов на режим пониженного фосфатирования, значительно снизивший отложения в барабанах котлов и экранных трубах.

Качественный водно-химический режим, оснащение современными приборами контроля за режимом – солемерами АК-310, новыми рН-метрами на деаэраторах и др., позволили обеспечить работу котлов и турбин без повреждений по вине водного режима в течение 50 лет работы электростанции.

Гордостью персонала химического цеха стал построенный в 1994 г. трехэтажный лабораторный

корпус, значительно улучшивший условия труда ИТР и рабочих цеха.

Много сил и энергии в улучшение работы химического цеха отдают начальник цеха **Е. М. Реутова**, химики **Н. И. Корнилова, Г. И. Пешкова**.

Одним из важных вопросов работы электростанции является охрана окружающей среды. На ЮК ГРЭС вопросами улучшения состояния экологической обстановки занимались постоянно. При сжигании до 1,5 млн. т угля в год нужно было удалить до 300 тыс. т золы. Установленные по проекту золоуловители МП-ВТИ имели КПД не много более чем 90%, поэтому пришлось проводить значительную реконструкцию на золоулавливающих установках. В 1980 – 1982 гг. были смонтированы новые золоуловители на всех котлах с КПД, равным 95%. Но этого было недостаточно. ГРЭС еще выбрасывала в атмосферу до 25 тыс. т золы в год. В 1990 – 1996 гг. проведена очередная реконструкция золоуловителей с монтажом труб Вентури и акустических резонаторов, которая позволила увеличить КПД золоуловителей до 99% и снизить выбросы золы в атмосферу вдвое. Постоянно проводятся работы по предотвращению пыления золоотвалов, наращиванию дамб, контролю и своевременному ремонту золопроводов, контролю за оборотной схемой золоудаления, сокращению сбросов осветленной воды с золоотвалов до минимума. В связи с отсутствием новых площадей для золоотвалов и предельных размеров дамб золоотвалов готовится к выполнению проект вывоза золы из золоотвалов на отработанные выработки угольного разреза “Калтанский” самосвалами “Белаз”, привозящими уголь для ЮК ГРЭС с разреза и транспортирующими в обратных рейсах золу в горные выработки. В настоящее время готовятся механизмы для выполнения этих работ.

Для сокращения вредных выбросов оксидов азота в уходящих газах на котлах смонтировано третичное дутье, котлы переведены на новую схему подачи пыли высокой концентрации (ПВК), которая дает возможность снизить образование оксидов азота до 25%.

В этом году заканчивается реконструкция котла № 3 по проекту ЗиО с внедрением многоярусной системы сжигания пыли в топке котла для снижения выбросов оксидов азота в атмосферу на 30%.

Выполнение этой работы на котле № 3 позволит уменьшить выбросы окислов азота, увеличить КПД котла и при положительных результатах продолжить реконструкцию и на других котлах электростанции в будущем.

В цехах станции проводятся постоянные работы по предотвращению сброса масла в водоемы как заменой маслоохладителей, так и контролем и устранением утечек из маслоиспользуемого оборудования.



Южно-Кузбасская ГРЭС всегда была кузницей кадров для новых тепловых электростанций нашей страны.

Набрав опыта на передовой станции высокого давления, грамотные специалисты разъезжались на другие электростанции. Сейчас трудно найти крупную электростанцию страны от Приморья до Молдавии, Санкт-Петербурга и Казахстана, где бы ни встретился специалист, прошедший хорошую школу работы на ЮК ГРЭС. Наши специалисты работают на Молдавской, Конаковской, Рязанской, Костромской, Ириклинской, Приморской, Рефтинской, Экибастузской, Сургутской, Тобольской, Разданской, Эстонской и других электростанциях.

На протяжении 20 лет Калтанский вечерний техникум при ЮК ГРЭС (директор **Т. Г. Чечина**) был кузницей энергетических кадров как для ЮК ГРЭС, так и других энергопредприятий страны. Свыше 600 специалистов техников-теплотехников и электриков подготовил Калтанский техникум, некоторые из них стали руководителями цехов. Передовой опыт работы нашей электростанции передавался специалистам энергетики страны, которые побывали на ЮК ГРЭС.

Группа специалистов в 25 человек из Кореи прошла полугодовое обучение по эксплуатации и ремонту оборудования, чтобы обслуживать аналогичные агрегаты в своей стране. Группа из 10 специалистов из Марокко обучалась на ЮК ГРЭС.

Наши специалисты работали за границей: в Монголии, Ираке, КНДР, в Югославии, на Кубе, оказывая помощь зарубежным энергетикам в наладке и эксплуатации оборудования, изготавливаемого нашими заводами.

С приходом на ЮК ГРЭС директора **В. А. Кузьменко** связан новый этап в жизни коллектива по дальнейшему повышению культуры производства, появлению чувства хозяина у работников станции. Широко развернулось движение за коммунистическое отношение к труду, охватившее все сферы жизни коллектива, усилилось значение общественного мнения, улучшилась дисциплина. В 1961 г. Южно-Кузбасской ГРЭС было присвоено звание “Коллектива коммунистического труда” и предприятия “Высокой культуры эксплуатации”.

Чудесным подарком для работников ЮК ГРЭС стал введенный в работу в 1956 г. Дворец культуры “Энергетик”. Коллектив ДК “Энергетик” помогал энергетикам работать с отличным настроением, интересно проводить свободное время. Была добрая традиция поздравлять победителей соревнования, проводились вечера “Люди пытливого мысли”, вечера рационализаторов, специальные семейные вечера, клубы по интересам, шахматный клуб и дискотека. Ни одна трудовая победа не оставалась незамеченной, традиционными были цеховые смотры художественной самодеятельности перед Днем энергетика, выставки прикладного творчества, вечера для ветеранов Великой Отечественной войны, праздничные торжественные ве-

чера, на которых работники ЮК ГРЭС отмечали свои трудовые достижения и победы.

Большую спортивную жизнь прожил коллектив ЮК ГРЭС. С начала пуска первого блока молодежь по вечерам до темноты играла в волейбол, устраивались соревнования между цехами, проводились турниры по шахматам. Когда в г. Калтане был построен стадион, на ЮК ГРЭС появилась хорошая футбольная команда, в 60-е годы участвовавшая не только в первенстве области, но и в первенстве между областями Западной Сибири. На стадионе было столько болельщиков, что пришлось строить новые трибуны на восточной стороне. Славились и калтанские легкоатлеты, лыжники, конькобежцы.

Интенсивно развивался спорт в 70-е годы, когда директором ЮК ГРЭС стал **С. К. Никитин**. По его инициативе был построен закрытый спорткорпус, в котором проводятся игры в волейбол, баскетбол, тяжелоатлетические соревнования, борьба, работают группы здоровья, аэробики и др.

На р. Кондоме был построен 25-метровый бассейн с двумя вышками. Была построена хоккейная коробка, команда ЮК ГРЭС была одной из сильных команд области. В 80-е годы между предприятиями Кузбассэнерго стали проводиться спартакиады по летним видам спорта и спортсмены ЮК ГРЭС часто были победителями в таких видах спорта, как футбол, волейбол, легкая атлетика. Ветераны станции хорошо помнят наших классных футболистов братьев **Сухоруковых, В. Г. Гархова, В. И. Большакова, Е. П. Денчика, Ю. А. Хохлова, В. С. Хорохордина** и других спортсменов.

В 1961 г. ЮК ГРЭС возглавил **Сергей Константинович Никитин** – почетный гражданин г. Калтана, почетный энергетик Российской Федерации. При нем была проведена большая работа по автоматизации, модернизации и механизации производственных процессов, разрабатывались и реализовывались мероприятия по повышению производительности труда, снижению себестоимости вырабатываемой электроэнергии.

В нелегкое время перестроечных преобразований и экономических реформ **Анатолий Петрович Глазков** стал (с 1984 г.) главным инженером электростанции, а с 1988 по 1996 гг. – директором Южно-Кузбасской ГРЭС. Свою судьбу с ЮК ГРЭС он связал еще в 1971 г., после окончания Куйбышевского политехнического института.

Как руководитель ЮК ГРЭС **А. П. Глазков** много сил и внимания уделял вопросам подготовки и обучения кадров и технического перевооружения ЮК ГРЭС. В последнее десятилетие на электростанции выполняются такие крупные работы, как монтаж схемы ПВК на всех котлах, реконструкция золоуловителей с трубами Вентури и акустическими резонаторами, замена двух генераторов с реконструкцией фундаментов и монтажом нового электрооборудования, крупнейшей реконструкцией по проекту завода-изготовителя (ЗиО)

котла № 3 для увеличения его экономичности и снижения вредных выбросов в атмосферу с заменой горелок, поверхностей нагрева котла; заменены 12 шаровых мельниц, реконструированы золотвалы и произведена компьютеризация технических, экономических и многих других служб. Выполнение этих работ и большие планы на дальнейшие работы по модернизации оборудования позволяют продлить надежную работу ЮК ГРЭС, улучшить технико-экономические показатели, снизить себестоимость электроэнергии, обеспечить надежное тепло- и электроснабжение потребителей.

За 50 лет работы ЮК ГРЭС выработала 153 млрд. кВт·ч электроэнергии и свыше 15 млн. Гкал тепла.

Вместе со строительством электростанции быстрыми темпами идет строительство рабочего поселка. Строятся жилье, детские сады, расширяются больничный комплекс, гостиница, школы и другие соцкультобъекты. Уже в 1956 г. энергетики справили новоселье в собственном Дворце культуры. Много сил и труда в строительство жилья, благоустройство поселка, его озеленение и осушку болотистой местности внесли руководители ЮК ГРЭС – директор П. Г. Некряченко, заместитель директора А. А. Ковригин, под руководством которых были высажены тысячи деревьев: тополей, берез, сосен.

Миллионы цветов из собственного питомника высаживались на клумбы и улицы города.

В 1959 г. поселок Калтан получил статус города. По количеству зелени, высаженных цветов, кустарников и деревьев г. Калтан был одним из самых зеленых городов Кузбасса.

В 1963 г. в здании бывшего строительного управления собственными силами был построен и открыт санаторий-профилакторий, где поправляли здоровье одновременно 50 работников ЮК ГРЭС. В последующем профилакторий был расширен до 100 мест. При профилактории построены спальный корпус, плавательный бассейн, водогрязелечебница. Все помещения профилактория соединены теплыми переходами. Большой вклад в его строительство внесли директор ЮК ГРЭС – **С. Н. Никитин** и **В. А. Матросов**, заместитель директора – **А. Л. Кисельников**, начальник ОКС – **В. Р. Харохордин**. Сегодня в профилактории отдыхают до 1400 чел.: работники ГРЭС, предприятия города и электростанций юга Кузбасса.

В 1965 г. открылся загородный пионерский лагерь. Временные деревянные корпуса заменили современными кирпичными корпусами с электрообогревом, построили кинозал, корпус для обслуживающего персонала. Сегодня пионерский лагерь “Орленок” в сосновом бору поселка Кузедеево позволяет полностью удовлетворить потребность в оздоровлении детей рабочих электростанции и энергопредприятий города. До 1000 ребят

отдыхают за летний сезон в пионерском лагере “Орленок”.

В г. Калтане построены отличный стадион, спортивный зал, игровые площадки, хоккейная коробка и городошная площадка, теннисный корт и беговая дорожка с рекортановым покрытием. На стадионе и спортзале проводятся различные спортивные соревнования между спортсменами города и энергопредприятиями Кузбассэнерго, работают спортивные секции.

Успехами своей работы Южно-Кузбасская ГРЭС в первую очередь обязана всем работающим на электростанции, а также находящимся на заслуженном отдыхе ветеранам.

Пройдут годы, сменятся поколения, но никогда не померкнет память о тех, кто закладывал первые кирпичики в здание Южно-Кузбасской ГРЭС.

В политике повышения жизнеспособности ГРЭС постоянно проводится работа по повышению интеллектуального потенциала персонала. Для повышения квалификации, совершенствования профессионального мастерства на ЮК ГРЭС работает система непрерывного обучения персонала. Различным специальностям ежегодно обучаются до 650 работников ГРЭС, учебной охвачены все категории персонала от рабочих до директора. В коллективе ГРЭС работают свыше 200 человек с высшим образованием, 350 человек со средним техническим образованием. В результате отбора претендентов на ГРЭС в период с 1992 по 1997 г. пришли более 80 молодых специалистов, выпускников вузов, что дало возможность обновить 26 руководящих и инженерных должностей – начальников цехов, смен, мастеров, руководителей служб и отделов. Налаженные партнерские отношения с рядом высших учебных заведений Томска, Новосибирска, Иванова дают уверенность в реальной возможности дальнейшего повышения квалификации персонала электростанции.

Большой вклад в трудовые успехи ЮК ГРЭС внесли рационализаторы. Десятки тысяч рационализаторских предложений были поданы и внедрены в цехах станции рабочими и ИТР. Реализованные рацпредложения улучшили качество и ускорили ремонт оборудования, повысили производительность труда, экономичность и надежность работы оборудования электростанции.

Лучшими рационализаторами ГРЭС были мастера **И. И. Мурашов**, **В. И. Валетов**, **Л. Н. Николенько**, **Е. В. Буянов**, **А. В. Грейсман**, **Е. М. Реутова**, **А. И. Мошкин**, **П. С. Корнилов**, **М. М. Кириллов**.

Рационализаторы станции помогли сэкономить десятки тысяч тонн топлива, увеличить межремонтный период основного оборудования до 5 – 6 лет, снизить расходы материалов и запасных частей, обеспечить безаварийную работу электростанции на десятки лет.

За большой личный вклад в освоение, наладку и надежную эксплуатацию оборудования, повы-

шение надёжности и экономичности Южно-Кузбасской ГРЭС награждены правительственными наградами энергетики: орденом Ленина – 1 человек; орденом Трудового Красного Знамени – 10 человек; орденом Трудовой Славы – 6 человек; медалью “За трудовую доблесть” – 24 человека; медалью “За трудовое отличие” – 40 человек; почетный и заслуженный энергетик – 3 человека; значком “Отличник энергетики” – 10 человек; лауреатами премии Кузбасской энергосистемы и премии Кузбасса стали 23 человека.

В разные годы работой Южно-Кузбасской ГРЭС руководили директора: **Александр Михеевич Шестеренкин** (с 1949 по 1951 г.); **Петр Георгиевич Некряченко** (с 1951 по 1958 г.); **Всеволод Андреевич Кузьменко** (с 1958 по 1961 г.); **Сергей Константинович Никитин** (с 1961 по 1974 г.); **Владимир Александрович Матросов** (с 1974 по 1988 г.); **Анатолий Петрович Глазков** (с 1988 по 1996 г.); **Касим Бакирович Вахитов** (с 1996 г.); главные инженеры: **Иван Иванович Голуб** (с 1949 по 1951 г.); **Константин Сергеевич Сторожук** (с 1951 по 1955 г.); **Михаил Алексеевич Шувалов** (с 1955 по 1959 г.); **Вениамин Алексеевич Лукин** (с 1959 по 1966 г.); **Николай Петрович Мингалев** (с 1966 по 1984 г.); **Анатолий Петрович Глазков** (с 1984 по 1988 г.); **Касим Бакирович Вахитов** (с 1988 по 1996 г.); **Валерий Михайлович Артюх** (с 1996 г.).

Большие задачи стоят перед коллективом энергетиков Южно-Кузбасской ГРЭС на будущее.

Это, во-первых, продолжение технического перевооружения электростанции, замена на новое основного оборудования, отработавшего срок службы.

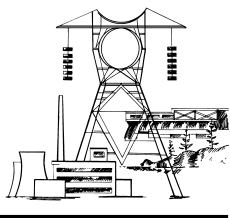
В ближайшие годы планируется выполнить замену турбогенератора ст. № 5 мощностью 50 МВт на новый – мощностью 115 МВт с теплофикационным и производственным отбором для увеличения теплофикационной мощности станции.

Продолжаются работы по реконструкции котлов по типу котлоагрегата ст. № 3 для увеличения надежности, экономичности и снижения вредных выбросов в атмосферу.

Намечено ускорение работ по обеспечению надежности работы золоотвалов, увеличению их емкости путем вывоза золы автомобилями “Белаз” с золоотвалов на горные выработки разреза “Калтанский”, откуда привозится уголь на ЮК ГРЭС.

Продолжить замену паропроводов и другого оборудования, отработавшего срок службы.

Обеспечить на длительный срок надежную и экономичную работу электростанции, снижение себестоимости вырабатываемой тепло- и электроэнергии, бесперебойное снабжение потребителей, дальнейшее улучшение бытовых, жилищных и социальных условий работников Южно-Кузбасской ГРЭС.



## **ВНИМАНИЮ РУКОВОДИТЕЛЕЙ предприятий, организаций, НИИ и вузов!**

*Редакция журнала "Электрические станции" предлагает услуги по подготовке и выпуску на договорных условиях специальных (тематических) номеров журнала*

**Телефоны для справок: (095) 234-74-19**

**Тел/факс (095) 234-74-17**

**E-mail: [tis@mail.magelan.ru](mailto:tis@mail.magelan.ru)**

## **САРАТОВСКОМУ ЗАВОДУ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ (АО “САРЭНЕРГОМАШ”) – 130 ЛЕТ**

Саратовский завод энергетического машиностроения в нынешнем году отмечает свое 130-летие. За столь существенный период своей истории завод специализировался на производстве оборудования для различных отраслей народного хозяйства: от ремонта подвижного состава железной дороги в начале века и ремонта бронетехники в годы Великой Отечественной войны до производства оборудования для нефтехимии и энергетики.

Окончательный профиль завода сформировался в 1976 г., завод стал ведущим производителем теплообменного оборудования для большой энергетики по ряду типоразмеров. За это время оборудование, выпускаемое заводом, поставлялось в 25 стран мира.

На сегодня номенклатуру оборудования для теплоэлектростанций составляют:

- подогреватели сетевой воды
- подогреватели низкого давления
- подогреватели высокого давления
- охладители конденсата и дренажа
- деаэраторы вакуумные и эжекторы к ним.

Более подробно с модификациями подогревателей и их особенностями мы познакомим читателей в следующих номерах журнала, учитывая, что завод приступил к производству подогревателей нового типа.

Принимая во внимание тенденцию рынка к автономному теплоснабжению, завод с 1993 г. освоил новое перспективное направление – производство котельно-вспомогательного оборудования для малой энергетики. На сегодня номенклатуру продукции для промышленной и коммунальной котельных составляют:

- бытовые котлы
- промышленные котлы
- транспортабельные котельные
- теплообменники, в том числе пластинчатые
- установки водоподготовки
- деаэраторы атмосферные
- резервуары для хранения пропанобутановых газов.

Продукция завода по своим техническим и эксплуатационным характеристикам (коэффициенту полезного действия, металлоемкости, качеству и надежности) находится на уровне лучших мировых образцов.

В настоящее время на заводе разработана и принята долгосрочная стратегическая программа, направленная на повышение конкурентоспособности предприятия и его продукции. Большое внимание уделяется кадровой политике. Ведется техническое перевооружение и оснащение основных технологических процессов производства (сварочного, кузнечно-прессового и др.) новейшим оборудованием, идет серьезная работа по подготовке к сертификации производства на соответствие требованиям Международного стандарта ISO 9001.

Заводом осуществляется научно-техническое сотрудничество со многими отраслевыми научно-исследовательскими и проектными институтами, что способствует высокому техническому уровню продукции.

Основными критериями в работе завода стали качество продукции и удовлетворение требований заказчика.

Эта концепция позволяет заводу устойчиво работать и динамично развиваться в рыночной экономике.

Более подробную информацию о продукции завода вы можете запросить по адресу:

**410008, г. Саратов, ул. Б. Садовая, 48.**

**Тел/факс (845 2) 51-14-32; E-mail: sarenergomash@chat.ru**

## ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

### Снижение выбросов $\text{NO}_x$ на пылеугольных котлах с тангенциальными топками

Котлер В. Р., канд. техн. наук, Серков Д. Е., инж.

ВТИ

Уже в течение 15 лет в США успешно реализуется демонстрационная программа технологий “Чистый уголь” (ССТ), призванная обеспечить более широкое использование твердого топлива без опасного загрязнения окружающей среды. Эта программа является примером взаимовыгодного сотрудничества правительства США (которое во всех работах представлено Министерством энергетики – DOE) и частного бизнеса, а также властей штатов, заинтересованных в результатах конкретных работ.

К апрелю 2000 г. в программу ССТ входило 40 работ, причем 24 из них уже были завершены [1]. Конгресс США выделил на проведение этих работ 1,8 млрд. дол. с условием, что в любой работе доля правительства не должна превышать 50%. Заинтересованность частного бизнеса оказалась настолько высокой, что ими было собрано в 2 раза больше средств и, таким образом, общие расходы на реализацию всех 40 демонстрационных проектов составили (по разным источникам) от 5,4 до 5,6 млрд. дол.

Одним из наиболее успешных проектов по программе ССТ оказалась работа “Демонстрация усовершенствованной технологии тангенциального сжигания на пылеугольном блоке мощностью 180 МВт”. Решение о финансировании этой работы было принято Министерством энергетики в сентябре 1988 г., когда утверждался план работ по ССТ-II. Окончательное соглашение между всеми участниками работы было подписано только в сентябре 1990 г. По этому соглашению Министерство энергетики выделило на проведение работы 4440 тыс. дол. и еще 4713 тыс. дол. (т.е. 51% общих затрат) собрали в общий фонд следующие участники работы:

инжиниринговая компания Southern Company Services, Inc. (SCS);

энергосистема Gulf Power Company, владеющая блоком 180 МВт на ТЭС Lansing Smith;

электроэнергетический исследовательский институт (EPRI);

ABB Combustion Engineering, Inc. – одна из крупнейших в США компаний по производству котельного оборудования, поставившая техноло-

гию для реконструкции котла на блоке № 2 ТЭС Lansing Smith.

Эта ТЭС расположена в округе Bay County, в штате Флорида. Котел блока № 2 – с естественной циркуляцией и тангенциальной топкой – был сдан в эксплуатацию в 1967 г. Производительность котла – 593 т/ч, параметры пара – 12,4 МПа, 538/538°C. Топливом для котла является высококачественный каменный уголь с характеристиками:  $W^r = 9,9\%$ ;  $A^r = 8,5\%$ ;  $Q_i^r = 27,6$  МДж/кг (6590 ккал/кг). Содержание серы в угле – 2,8%, азота – 1,4% (на горючую массу), выход летучих – 35,6%.

Топочная камера с твердым шлакоудалением слегка вытянута в плане:  $a/b = 3/2$ . Горелки расположены вблизи углов в пять ярусов по высоте. С 1976 г. котел работает на уравновешенной тяге.

С ноября 1990 по май 1991 г. были выполнены проектные и строительные работы на котле. С мая 1991 по декабрь 1992 г. на котле были проведены испытания, во время которых проверялись разные варианты организации топочного процесса. Полное завершение работы с выпуском заключительного отчета состоялось только в июне 1994 г.

До реконструкции каждый горелочный блок представлял собой набор чередующихся по высоте сопел аэроземеси и вторичного воздуха (рис. 1, а). Оси тех и других были направлены (в плане) по касательной к воображаемой окружности в центре топки. При работе котла на номинальной нагрузке наблюдалось умеренное шлакование топочных экранов, потери тепла с механическим недожогом  $q_4$  составили 4,8%, а КПД котла достигал 90% (при  $\text{O}_2 = 3,7\%$  и  $\text{CO} = 10$  ppm).

При этом удельные выбросы оксидов азота составили 0,267 г/МДж, что соответствует, примерно, концентрации  $\text{NO}_x$ , равной 720 мг/м<sup>3</sup> (в пересчете на  $\text{NO}_2$ , в сухой пробе газов при нормальных условиях: 0°C, 101,3 кПа, 6%  $\text{O}_2$ ).

При снижении нагрузки до 0,8 номинальной удельные выбросы  $\text{NO}_x$  оставались на том же уровне, а при  $D = 0,56 D_{\text{ном}}$  – снижались до 0,254 г/МДж (примерно 680 мг/м<sup>3</sup>).

Экономичность блока при номинальной нагрузке составляла 10 546 кДж/(кВт·ч) [ $\sim 360$  г/(кВт·ч) условного топлива].

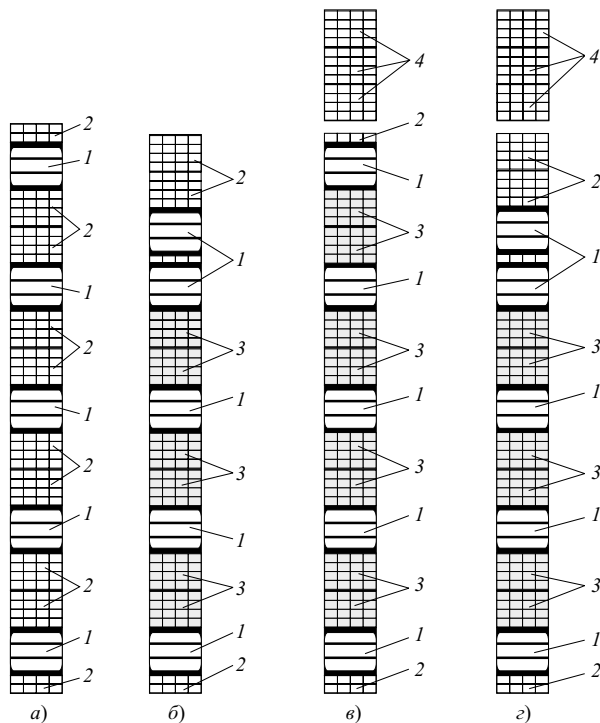


Рис. 1. Котел блока № 2 мощностью 180 МВт на ТЭС Lansing Smith:

*a* – исходная конфигурация горелочного блока; *б, в, з* – варианты реконструкции, обеспечивающие концентрическое сжигание: 1 – аэросмесь; 2 – вторичный воздух, совпадающий по направлению со струями аэросмеси; 3 – вторичный воздух, отклоняющийся от направления аэросмеси; 4 – третичный воздух

В ноябре 1990 г. Конгресс США утвердил дополнение к Закону о чистом воздухе (СААА), в соответствии с которым на первом этапе (до 1 января 1995 г.) на всех пылеугольных энергетических котлах с тангенциальной топкой и твердым шлакоудалением требовалось снизить удельные выбросы  $\text{NO}_x$  до 0,1935 г/МДж (примерно 540 мг/м<sup>3</sup> при  $\text{O}_2 = 6\%$ ). На втором этапе (к январю 2000 г.) на этих же котлах удельные выбросы  $\text{NO}_x$  не должны были превышать 0,172 г/МДж (т.е. 470 мг/м<sup>3</sup> при  $\text{O}_2 = 6\%$ ). Эти цифры послужили ориентиром для разработчиков технологии (АВВ С-Е) и внедряющей организации (SCS).

Первый вариант концентрического сжигания (рис. 2) предполагал сохранение существующих амбразур, но часть сопел вторичного воздуха (см. рис. 1, б) была направлена по касательной к окружности большего диаметра, а в верхней части горелочного блока было выделено воздушное сопло, примыкающее к соплу аэросмеси. Испытания котла при такой схеме сжигания (LNCFS I) показали, что температура перегретого пара снизилась на 3–5°C при полной нагрузке и на 5–16°C при сниженной нагрузке, потери с механическим недожогом уменьшились до  $q_4 = 4,6\%$ , а КПД котла несколько увеличился (до 90,2% при  $\text{O}_2 = 3,2\%$  и  $\text{CO} = 12 \text{ ppm}$  в контрольной точке). Экономич-

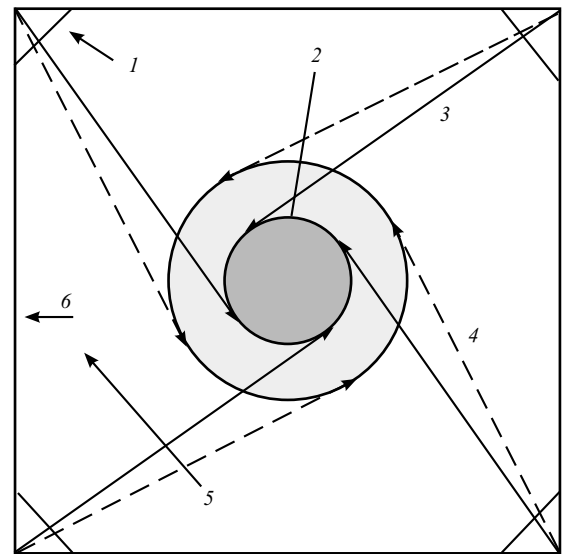


Рис. 2. Сущность метода концентрического сжигания:

1 – горелка; 2 – обогащенная топливом центральная зона; 3 – аэросмесь; 4 – отклоняющаяся часть вторичного воздуха; 5 – периферийная зона, обогащенная кислородом; 6 – топочный экран

ность блока также возросла: расход тепла на выработку 1 кВт·ч составил 10 536 кДж, или 359 г условного топлива.

Выбросы оксидов азота были снижены более чем в 1,5 раза и составили 0,176 г/МДж (490 мг/м<sup>3</sup>) при нагрузке, близкой к номинальной, и 0,193 г/МДж (520 мг/м<sup>3</sup>) – при сниженной нагрузке.

Достигнутые результаты не обеспечивали выполнения норм по допустимым выбросам  $\text{NO}_x$  на втором этапе СААА, поэтому работы были продолжены. Основываясь на результатах испытаний полупромышленной установки в своем исследовательском центре [2], специалисты АВВ С-Е предложили вариант LNCFS II (рис. 1, в), который требовал увеличения объема реконструктивных работ. В этом варианте ступенчатость по горизонтали (т.е. наличие обогащенной топливом смеси в центре топки и обогащенной кислородом периферийной зоны) дополнялась четко выраженной ступенчатостью по вертикали, когда часть воздуха, необходимая для полного сгорания, подается через сопла третичного дутья, расположенные на определенном расстоянии от основных горелок.

Испытания котла, реконструированного по схеме LNCFS II, дали следующие результаты:

при нагрузке, близкой к номинальной, приходилось работать с  $\text{O}_2 = 4,5\%$  и  $\text{CO} = 22 \text{ ppm}$ , но потери с механическим недожогом снизились до 4,2%;

перегрев пара оставался таким же, как и в базовом варианте;

шлакование топочных экранов уменьшилось, но загрязнение конвективных поверхностей несколько возросло;

КПД котла брутто снизился до 89,7%, а удельный расход топлива на блоке составил 10 583 кДж/(кВт·ч), т.е. 361 г/(кВт·ч) условного топлива.

Что касается оксидов азота, то они остались практически на том же уровне, что и при испытаниях схемы LNCFS I: 0,176 г/МДж при номинальной нагрузке и 0,202 г/МДж при сниженной (102 МВт). В связи с этим поиск оптимального варианта, обеспечивающего требования по допустимым выбросам  $\text{NO}_x$ , был продолжен.

Вариант LNCFS III (рис. 1, з) отличался от предшествующего тем, что пятое сопло аэросмеси (считая снизу) было опущено почти до четвертого, а его место в верхней части горелочного блока было занято соплом вторичного воздуха. Как и в предыдущих вариантах, большая часть струй вторичного воздуха в плане отклонялась от струй аэросмеси в сторону экранов. Окончательные результаты испытаний котла показали, что основная цель проекта достигнута: при нагрузке, близкой к номинальной, удельные выбросы  $\text{NO}_x$  снизились до 0,155 г/МДж, что соответствует концентрации оксидов азота около 410 мг/м<sup>3</sup> (6%  $\text{O}_2$ ). Это ниже исходного значения на 42% и вполне удовлетворяет требованиям СААА, которые вступили в действие с 1/1 2000 г.

Однако при сниженной нагрузке ( $0,56 D_{\text{ном}}$ ) удельные выбросы оказались несколько выше: 0,185 г/МДж, или 500 мг/м<sup>3</sup> (6%  $\text{O}_2$ ). К тому же несколько увеличились потери с механическим недожогом ( $q_4 = 5,9\%$ ), а КПД котла составил 89,85%, что на 0,15% ниже, чем в базовом варианте. Удельный расход тепла на блоке составил 10 564 кДж/(кВт·ч), или 360,5 г/(кВт·ч) условного топлива, что выше базового варианта всего лишь на 0,18%.

В диапазоне нагрузок от 160 до 200 МВт перегрев пара оставался в норме, но при снижении нагрузки блока до 80 МВт  $t_{\text{пе}}$  снижалась на 8 – 19°C. Шлакование экранов, по сравнению с исходным вариантом, снизилось, но загрязнение конвектив-

ных поверхностей нагрева увеличилось. Концентрация  $\text{CO}$  при полной нагрузке и  $\text{O}_2 = 4,3\%$  оказалась равной 33 ppm, что несколько превысило исходную концентрацию  $\text{CO}$ .

В целом результаты проделанной работы были признаны удовлетворительными. Главная цель работы была достигнута, а изменения технико-экономических характеристик котла оказались незначительными. Экономический аспект внедрения новой технологии сжигания был сформулирован в заключительном отчете следующим образом:

капитальные затраты на реконструкцию котла по схеме LNCFS I (т.е. без монтажа дополнительных разводов в экранах для сопел третичного воздуха и без подвода воздушных коробов к ним) могут составить от 5 до 15 дол. на 1 кВт мощности энергоблока;

капитальные затраты по вариантам II и III требуют от 15 до 25 дол. за 1 кВт (в ценах 1993 г.);

эффективность схемы LNCFS I оценивается в 103 дол. за снижение выбросов оксидов азота на 1 т, схема LNCFS II – 444 дол/т  $\text{NO}_2$  и LNCFS III – 400 дол/т  $\text{NO}_2$  (в ценах 1993 г.).

По оценкам американских специалистов в США всего работает около 600 пылеугольных котлов с тангенциальными топками. Электрическая мощность блоков, на которых установлены эти котлы, колеблется от 25 до 950 МВт, а топливом для них служат угли с широким диапазоном характеристик: от лигнитов до каменных углей с низким выходом летучих.

По сведениям [1] к апрелю 2000 г. компания АВВ С-Е внедрила метод концентрического сжигания (различные варианты LNCFS<sup>TM</sup> и первоначальную схему TFS 2000<sup>TM</sup>) на 116 котлах, суммарная эквивалентная мощность которых составляет 25 000 МВт.

#### Список литературы

1. *Clean Coal Technology. Program Update.* U. S. Department of Energy. Washington: 2000, April.
2. Котлер В. Р., Серков Д. Е. Влияние концентрического сжигания на экологические характеристики мощных энергоблоков на твердом топливе. – *Электрические станции*, 2000, № 9.

## **ХРОНИКА**

### **О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО “Фирма ОРГРЭС” во II полугодии 2000 г.**

Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е., инженеры

АО “Фирма ОРГРЭС”

**Анализ нарушений в эксплуатации зданий и сооружений энергопредприятий за 1999 г.** составлен на основе обобщения результатов обследований объектов, проведенных АО “Фирма ОРГРЭС” в 1999 г., материалов, представленных энергопредприятиями по диагностике состояния сооружений, выполненной службами и специалистами энергосистем и энергопредприятий и привлеченными специализированными организациями.

В работе приведены наиболее характерные повреждения градирен, дымовых труб, фундаментов турбоагрегатов, железобетонных резервуаров для хранения мазута, гидротехнических сооружений ГЭС и ТЭС, золошлакоотвалов.

Предложены рекомендации по применению новых материалов и технологий при ремонте кровель главных корпусов ТЭС и других зданий и сооружений, по ремонту и реконструкции дымовых труб, железобетонных градирен, фундаментов турбоагрегатов, антикоррозионной защите баков – аккумуляторов горячей воды.

**Анализ причин технологических нарушений в работе тепловой части электростанций и тепловых сетей за 1999 г.** составлен на основании актов расследования технологических нарушений в работе электростанций и обследований их технического состояния.

Рассмотрены наиболее часто встречающиеся случаи отказов, источники их возникновения и развития, связанные с нарушениями или упущениями при эксплуатации и ремонте теплотехнического оборудования.

Особое внимание уделено недостаткам в работе оперативного персонала, от которого, в конечном счете, зависит безопасная и надежная работа оборудования в целом.

Ошибочные действия оперативного персонала, в особенности при переходных режимах, а также при нарушениях условий нормальной эксплуатации приводили к упускам воды в барабанах котлов, а также хлопкам и пожарам.

Неудовлетворительная организация эксплуатации турбинного оборудования способствовала повреждению проточной части турбин.

Неполадки и выход из строя оборудования тепловых сетей чаще всего происходили из-за наружной коррозии трубопроводов вследствие попадания влаги на их поверхность, а также внутренней коррозии металла.

Недостатки технического обслуживания и ремонта вызывались в основном нарушением технологии ремонтных работ, низким качеством сварки, невыполне-

нием в полном объеме мероприятий, обеспечивающих надежную работу оборудования.

В Анализе использовались материалы расследования технологических нарушений, в результате обобщения которых составлены разделы по котельному и турбинному оборудованию, станционным трубопроводам и тепловым сетям.

**В Анализе причин технологических нарушений в работе электрической части энергосистем за 1999 г.** рассмотрены технологические нарушения в работе электрической части энергосистем Российской Федерации, в том числе нарушения в работе электрических станций при полном сбросе нагрузки и потере электропитания собственных нужд (с.н.); энергосистем – при разделении их на части; электрических сетей – при отказах на воздушных линиях электропередачи и подстанциях. Технологические нарушения учитывались на основе поступивших актов. В обзоре даны распределения технологических нарушений в работе электростанций, энергосистем и электрических сетей по характеру и признакам, условиям и причинам возникновения и развития нарушений; описаны и проанализированы некоторые характерные технологические нарушения, при этом выявлено и рассмотрено одновременное действие нескольких неблагоприятных условий и отказов, определивших характер и последствия технологического нарушения.

Анализ причин конкретных нарушений в работе энергообъектов может быть использован в противоаварийных тренировках персонала. Выводы по результатам ежегодных анализов технологических нарушений следует учитывать при подготовке планово-предупредительных ремонтов и разработке технических решений по реконструкции и техническому перевооружению электростанций и сетей.

**В Извещении № 1 об изменении “Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации”** приводятся изменения и дополнения, составленные в связи с выходом после выпуска “Правил” федеральных законов, положений, разработанных на государственном уровне, ряда нормативных документов, отдельные требования которых должны быть отражены в ПТЭ. Кроме того, учтены предложения энергосистем и энергопредприятий.

**Информационное письмо ИП-16-02-00 (ТП) “О повреждениях в системах теплоснабжения и рекомендации по защите оборудования элементов систем**



**централизованного теплоснабжения при аварийных нарушениях гидравлического режима**". Надежность эксплуатируемых и вновь проектируемых систем централизованного теплоснабжения (СЦТ), а также их живучесть в аварийных ситуациях является существенным фактором при выполнении теплоснабжающими организациями договорных обязательств перед потребителями тепла.

Особые трудности у эксплуатационного персонала возникают при обеспечении надежной работы крупных СЦТ, в которых работает несколько источников тепла, протяженность водяных тепловых сетей измеряется десятками километров, имеются насосные подстанции, ЦТП и др., оснащенные большим числом запорно-регулирующей арматуры и насосного оборудования.

Как показывает опыт эксплуатации, в таких системах высока вероятность возникновения аварийных ситуаций, связанных с переходными гидравлическими процессами, имеющими характер гидроудара. При этом колебания давлений сетевой воды выходят за пределы допустимых значений по условиям прочности оборудования. Однако такие процессы могут возникать и в СЦТ малой мощности.

Результаты анализа последствий этих процессов показывают, что отсутствие специальных средств защиты СЦТ от недопустимых колебаний давления может усугубить ситуацию и привести к следующим серьезным последствиям:

разрыв станционных сетевых трубопроводов с затоплением помещений источника тепла сетевой водой, потеря с.н. ТЭЦ и "посадка на ноль", травматизм персонала;

прекращение теплоснабжения микрорайонов городов, промышленных предприятий с серьезными социальными последствиями и большим материальным ущербом;

повреждение оборудования источников тепла – сетевых подогревателей, насосных агрегатов, водогрейных котлов, станционных трубопроводов, трубопроводов тепловых сетей и др.;

разрыв отопительных приборов в системах теплоснабжения с затоплением отапливаемых помещений, травматизмом населения, персонала промпредприятий.

Такие случаи в различные годы имели место в СЦТ Владивостока, Железноводска, Ижевска, Москвы, Нижнекамска, Пензы, Санкт-Петербурга, Сургута, Ульяновска, Чебоксар и др.

Отличительной особенностью СЦТ является значительная разница в уровне допустимых давлений для различного оборудования, установленного на источниках тепла, в тепловых сетях и в системах теплоснабжения. Это обстоятельство вызывает необходимость применения защиты от повышения давления, возникающего, например, при аварийном отключении сетевых насосов источников тепла.

Представляет также опасность возникающее при переходных режимах понижение давления теплоносителя до давления вскипания с возможностью возникновения быстрой последующей конденсации, сопровождающейся значительными увеличениями давления.

Наличие ослабленных коррозией участков трубопроводов определяет возможность их разрыва с практически мгновенным раскрытием трубы. Разрыв ослабленных коррозией участков сетевых трубопроводов может происходить даже при незначительных колебаниях давления, например, при плановых переключениях сетевых или подкачивающих насосов.

Таким образом, возможность возникновения переходных гидравлических режимов в СЦТ, сопровождающихся недопустимыми изменениями давлений, обуславливает необходимость выполнения в конкретной СЦТ и в отдельных составляющих ее частях (на источниках тепла, в тепловых сетях, системах теплоснабжения) комплекса работ по определению параметров переходных гидравлических режимов для оценки их опасности и выявления необходимости оснащения СЦТ специальными средствами защиты.

В настоящее время существуют различные методы определения параметров переходных процессов, а также различные способы и устройства защиты оборудования от недопустимых давлений. Учитывая большое разнообразие СЦТ, необходимо проведение расчетно-экспериментального исследования переходных гидравлических режимов, как правило, в каждой СЦТ, для обоснованного выбора способа защиты, уточнения требований к схемам включения защитных устройств, их техническим характеристикам, взаимосвязки с действующими в СЦТ средствами защиты. В письме приводятся описания аварий в ряде СЦТ АО-энерго.

**Методика расчета задания по степени использования резервов тепловой экономичности оборудования акционерных обществ энергетики и электрификации и акционерных обществ тепловых электростанций** регламентирует порядок выполнения расчетов для установления на планируемый период (квартал, год) заданий по степени использования резервов тепловой экономичности оборудования (СИРТ) для акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго) и акционерных обществ тепловых электростанций (АО ТЭС).

Методика предназначена для работников АО-энерго, АО ТЭС, территориальных представительств и исполнительного аппарата РАО "ЕЭС России", занимающихся вопросами прогнозирования производственно-технических показателей.

**Методика расчета себестоимости воды, вырабатываемой на водоподготовительных установках ТЭС** ориентирована на применение в условиях рыночных отношений и должна использоваться при расчетах себестоимости электрической и тепловой энергии. Постатейное сравнение составляющих себестоимости воды на различных ТЭС необходимо для выявления узких мест и распространения передового опыта эксплуатации водоподготовительного хозяйства независимо от форм собственности.

Методика предназначена для работников тепловых электростанций, АО-энерго и проектных организаций.

**Методика эксплуатационного обслуживания устройств телемеханики в предприятиях электрических сетей.** В энергосистемах России находятся в эксп-

луатации различные устройства телемеханики, на базе которых функционирует иерархическая система передачи оперативных данных (СПОД).

В последние годы проводится замена устройств старых типов на новые телекомплексы и микроЭВМ. Техническая эксплуатация новых систем телемеханики требует от эксплуатационного персонала новых знаний и новых методов обслуживания.

В работе приведены методы эксплуатационного обслуживания современных устройств телемеханики в предприятиях электрических сетей (ПЭС).

**Методические указания. Измерительные каналы информационно-измерительных систем. Организация и порядок проведения калибровки** распространяются на измерительные каналы информационно-измерительных систем – ИК ИИС (далее ИК), устанавливают требования к методам и средствам калибровки; определяют организацию, порядок проведения и оформления результатов калибровки; регламентируют алгоритмы определения метрологических характеристик (МХ) ИК при проведении калибровки и предназначены для метрологических служб энергопредприятий, аккредитованных на право проведения работ по калибровке ИК ИИС.

Методические указания разработаны в соответствии с Законом РФ “Об обеспечении единства измерений” и государственными стандартами.

В соответствии с настоящими Методическими указаниями должны разрабатываться методические указания по калибровке ИК для конкретных типов ИИС.

**Методические указания по оптимальной защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации** распространяются на металлические цилиндрические баки вместимостью от 100 до 20 000 м<sup>3</sup>, используемые на ТЭЦ, ГРЭС, в котельных, тепловых сетях и у потребителей.

В Методических указаниях приведены наиболее эффективные и долговечные способы защиты баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации.

Приведенным способам защиты дано предпочтение в результате обобщения опыта эксплуатации антикоррозионной защиты подавляющего большинства установленных на энергопредприятиях металлических баков – аккумуляторов горячей воды (БАГВ) в открытых системах теплоснабжения и баков запаса подпиточной воды (БЗПВ) в закрытых системах теплоснабжения.

Методические указания предназначены для проектных, ремонтных и эксплуатационных организаций РАО “ЕЭС России” и могут быть использованы на других промышленных предприятиях, где эксплуатируются металлические баки.

**Методические указания по организации и техническому обслуживанию дальней автоматической телефонной связи в энергетических системах на первом этапе построения цифровых сетей связи** разработаны в соответствии с отраслевой научно-технической программой. При разработке Методических указаний использован опыт внедрения цифровых АТС в ЦДУ, ряде ОДУ, на Московском узле связи энергетики и в некоторых энергосистемах.

В Методических указаниях приведены данные по организации дальней автоматической связи (ДАС) в энергосистемах на первом этапе построения цифровой сети интегрального обслуживания (ЦСИО) в энергетике. На этом этапе в существующей аналоговой сети связи энергетики происходит постепенное внедрение цифровых систем передачи и коммутации.

С выпуском настоящих Методических указаний ранее изданные “Методические указания по организации и техническому обслуживанию дальней автоматической телефонной связи (ДАС) в энергетических системах” **не отменяются** и могут быть использованы на энергообъектах, на которых установка цифровых АТС в ближайшие годы не намечается.

Методические указания предназначены для персонала служб СДТУ ОДУ, энергосистем, ПЭС, участков СДТУ электростанций, а также монтажных и наладочных организаций РАО “ЕЭС России”, выполняющих работы по внедрению и техническому обслуживанию дальней автоматической связи в энергосистемах.

**Методические указания по организации консервации теплоэнергетического оборудования воздухом** распространяются на турбоустановки, энергетические и водогрейные котлы, энергоблоки тепловых электростанций.

В Методических указаниях определены основные условия и области применения осушенного и подогретого воздуха для консервации, даны краткие сведения об установках осушки и подогрева воздуха, рекомендации по организации схем консервации и выбору источников воздуха, определены основные этапы технологии консервации.

При подготовке Методических указаний использованы материалы по консервации теплоэнергетического оборудования воздухом, разработанные АО Мосэнерго, имеющим многолетний опыт применения данного способа консервации на тепловых электростанциях.

**Обзор состояния гидротехнических сооружений электростанций за 1999 г.** составлен по результатам централизованных обследований гидротехнических сооружений (ГТС) 33 тепловых и 15 гидравлических электростанций. Объем обследований регламентировался “Положением о системе отраслевого надзора за безопасностью гидротехнических сооружений электростанций”.

В данном Обзоре представлены материалы анализа состояния ГТС и их механического оборудования, приведены обобщенные данные о состоянии контроля и надзора за ГТС электростанций.

В Обзор вошли: информация о выполнении ремонта и модернизации ГТС и золошлакоотвалов электростанций электроэнергетического комплекса России и информация по электростанциям, на которых выполнялись ремонт и модернизация ГТС и золошлакоотвалов в 1999 г.

**Обзор несчастных случаев, происшедших на энергопредприятиях при обслуживании тепломеханического оборудования** предназначен для ознакомления персонала соответствующих подразделений в целях предупреждения аналогичных случаев травматизма.

Исходя из анализа обстоятельств и причин несчастных случаев, изложенных в Обзоре, руководству энергопредприятий рекомендуется провести следующие мероприятия:

внести в очередные плановые инструктажи персонала, привлекаемого к проведению работ с лесов и подмостей, а также с применением переносных лестниц, вопросы: “О мерах безопасности при работах с лесов и подмостей”, “О мерах безопасности при работах с применением приставных лестниц”; не допускать использования неинвентарных лесов, изготовленных без проекта, без приемки их в эксплуатацию в соответствии с требованиями Правил техники безопасности;

обеспечить постоянный, эффективный контроль за выполнением требований безопасности персонала при производстве работ с привлечением специалистов;

усилить контроль за применением, использованием и хранением вредных веществ; организовать целевую проверку цехов и других подразделений по вопросам хранения и выдачи химических веществ;

обеспечить постоянное освещение шахт при эксплуатации лифтов, в том числе включением его выключателем ручного действия; принять меры к исключению возможности воздействия посторонних лиц на автоматические замки дверей шахт лифтов;

проверить цеха и другие подразделения по вопросам своевременности и качества проводимых инструктажей; не допускать к работам персонал, не прошедший целевые инструктажи при работах по устному распоряжению;

не допускать проведения работ в зоне незакрытых и неогражденных проемов, приемков; выявлять таковые при проверке подготовки рабочих мест и устранять выявленные нарушения до начала проведения работ.

**Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4 – 35 кВ** обязательны для работников, занимающихся наладкой и эксплуатацией устройств релейной защиты и электроавтоматики (РЗА) электрических сетей 0,4 – 35 кВ в энергосистемах Российской Федерации.

Правила определяют виды, периодичность, программы и объемы технического обслуживания устройств РЗА, трансформаторов тока и напряжения, блоков питания и других устройств РЗА, используемых в электрических сетях 0,4 – 35 кВ.

**В Рекомендациях по выбору и применению современных средств телемеханики с программируемой логикой при модернизации энергетических объектов** даны советы предприятиям энергетических систем по выработке концепции модернизации телемеханического оборудования и проведению маркетинга современных средств телемеханики на рынке электронной техники.

Изложенные в Рекомендациях материалы позволяют осуществить осознанный выбор приобретаемой продукции в соответствии с намеченной концепцией модернизации.

В процессе эксплуатации телемеханических устройств их технические характеристики изменяются,

приближаясь к предельно допустимым значениям. Одновременно исчерпываются информационные ресурсы устройств, что ограничивает дальнейшее наращивание объемов обрабатываемой информации, необходимое при развитии энергосистем.

Параллельно средствам телемеханики на энергетических объектах создаются и развиваются локальные автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП). Обе структуры располагают собственными базами данных, во многом повторяющими одна другую, но находящимися в полной изоляции. Предоставляющиеся возможности, связанные с увеличением “живучести” структур за счет взаимного использования информации, остаются нереализованными.

Техническая эволюция средств технологического контроля (под контролем понимается не только сбор и обработка информации, но и реализация выработанных на ее основе управляющих воздействий на технологические процессы) обусловила переход от устройств телемеханики с “жесткой логикой” (Hard) к обладающим известными преимуществами устройствам с программируемой логикой (Soft).

В настоящее время в эксплуатации находятся как программируемые устройства (в основном это центральные приемо-передающие станции – ЦППС и/или современные комплексы телемеханики), так и устройства с жесткой логикой [в основном это передающие аппараты контролируемых пунктов (КП)].

Ресурсы основной части находящихся в эксплуатации средств телемеханики (особенно это относится к средним и частично к верхним ступеням иерархической структуры диспетчерского и технологического управления) к настоящему времени практически полностью исчерпаны. Задача дальнейшего развития связана с необходимостью существенной модернизации имеющихся средств телемеханики.

Решение вопроса о необходимости замены устройств регламентируется “Руководящими указаниями по критериям оценки технического состояния аппаратуры телемеханики энергосистем с целью определения необходимости ее замены или реконструкции”.

На следующем этапе возникает проблема выбора концепции модернизации и необходимых программно-аппаратных средств.

Модернизация должна сопровождаться улучшением характеристик средств телемеханики:

- увеличением информационной емкости;
- расширением функциональных возможностей;
- повышением достоверности и точности передаваемой информации;
- повышением надежности;
- снижением потребляемой мощности (при этом упрощается проблема вентиляции);
- улучшением механических показателей; расширением рабочего температурного диапазона;
- улучшением эксплуатационных характеристик (безотказности, ремонтпригодности, готовности).

Умение ориентироваться в предлагаемой рынком продукции – необходимое условие успешной модерни-

зации. Серьезные затруднения у покупателей при выборе аппаратуры вызывает отсутствие унифицированных сравнительных характеристик и четкой концепции модернизации.

В настоящих Рекомендациях рассмотрена основная группа средств телемеханики, предлагаемых рынком, разработаны и приведены унифицированные сравнительные характеристики по рассматриваемым средствам и предложена концепция модернизации средств телемеханики энергетических объектов.

Сведения по данной работе формировались и проверялись на различных отраслевых совещаниях и семинарах, участниками которых были ведущие специалисты фирм-разработчиков и представители различных энергосистем, на специализированных совещаниях и семинарах, регулярно проводимых ЦДУ ЕЭС России.

При выработке Рекомендаций учтен опыт разработки, производства и внедрения программируемых телемеханических комплексов, технические характеристики применяемой элементной базы и электронных компонентов ведущих мировых лидеров с учетом предлагаемых ими эффективных решений.

**Рекомендации по приемке из ремонта в эксплуатацию ответственных узлов систем пылеприготовления котельных установок.** Уровень эксплуатационной надежности и экономичности систем пылеприготовления котельных установок во многом предопределяется объемом и качеством их ремонта. Объем ремонта и оценка его качества устанавливаются по результатам технического освидетельствования систем пылеприготовления, проводимого перед ремонтом и после его окончания. В процессе технического освидетельствования выявляются отклонения фактического состояния основного пылеприготовительного оборудования, узлов, деталей и элементов систем пылеприготовления от предъявляемых к ним требований, обеспечивающих их нормальную работу.

Технические требования к состоянию пылеприготовительного оборудования, его узлов и деталей в достаточном полном объеме содержатся в технической документации завода – изготовителя оборудования и действующей нормативно-технической документации по его монтажу и ремонту.

Вместе с тем аналогичная техническая документация на узлы и элементы систем пылеприготовления, связывающие между собой пылеприготовительное оборудование, или вообще отсутствует, или содержит не все требования, обеспечивающие приемлемый уровень эксплуатационной надежности системы пылеприготовления в целом. С целью устранения этого недостатка и составлены настоящие рекомендации, призванные облегчить эксплуатационному персоналу проведение технического освидетельствования ответственных трактов и узлов систем пылеприготовления для определения объема их ремонта и последующей оценки его качества.

Рекомендации сведены в таблицу, в которой наряду с техническими требованиями к ответственным узлам и элементам систем пылеприготовления, рекомендуемыми методами оценки состояния освидетельствуемых узлов и описанием их возможных дефектов включены

также рекомендуемые способы устранения отдельных дефектов и недостатков.

В процессе плановых ремонтов одновременно с восстановительными выполняются и реконструктивные работы, направленные на повышение эксплуатационной надежности систем пылеприготовления. В Рекомендации включены также современные апробированные в промышленной эксплуатации технические требования к конструкции и компоновке основных узлов, связывающих пылеприготовительное оборудование, а также к первичным датчикам КИП и А.

Рекомендации содержат технические требования к трактам сырого топлива и сушильно-вентилирующего агента перед мельницей и пылегазовоздухопроводам систем пылеприготовления. Рекомендации могут быть применены при проведении технического освидетельствования систем пылеприготовления, при приемке их в эксплуатацию из монтажа или ремонта, при планировании объема ремонта и реконструкции.

**Рекомендации по проведению экологического аудита в электроэнергетике** предназначены для юридических и физических лиц, осуществляющих экологический аудит в электроэнергетике, для электростанций, котельных, АО-энерго и других предприятий и организаций электроэнергетики.

При разработке Рекомендаций использованы основополагающие методические материалы. Рекомендации учитывают особенности электроэнергетики при экологическом аудировании.

**Руководство по ремонту арматуры высоких параметров.** Одним из важнейших элементов, определяющих эксплуатационную надежность и экономичность работы энергетического оборудования, является трубопроводная арматура. Особенно высокие требования предъявляются к арматуре, работающей на энергетических установках высокого давления ( $p = 9,8$  МПа,  $t = 540^\circ\text{C}$ ). Большое число отказов арматуры вызывается низким качеством ее эксплуатации и ремонта. На многих ТЭС отсутствуют не только технологические карты ремонта арматуры, но и чертежи общих видов. Ремонтный персонал ТЭС не имеет данных о материалах, из которых изготовлены подлежащие ремонту детали.

В Руководстве приведены рекомендации по организации ремонта арматуры, технологические указания по восстановлению деталей, материалы, из которых должны изготавливаться детали арматуры, их прочностные характеристики и режимы механического, термического и химико-термического упрочнения.

**Сообщение о ремонте деревянных опор при загнивании их в зоне “земля – воздух” с помощью самонесущих стальных хомутов.** Для ремонта загнивающих деревянных опор в зоне “земля – воздух” наиболее эффективным является усиление их самонесущими стальными хомутами, которые позволяют предотвратить падение опоры даже при полном разрушении древесины.

Установка хомута производится при наружном загнивании древесины на глубину до 20 мм.

**В Технических требованиях к подсистеме технологических защит, выполненных на базе микропроцессорной техники,** сформулированы технические требования к микропроцессорным техническим средствам, реализующим подсистему технологических защит и защитных блокировок (ТЗ и ЗБ), а также рассмотрены варианты структурного построения подсистемы на этих средствах.

Учтен опыт эксплуатации российских и зарубежных технических средств, примененных в российской энергетике за последнее время.

Настоящие Технические требования должны приниматься за основу при разработке микропроцессорных устройств, предназначенных для реализации ТЗ и ЗБ, при проектировании АСУ ТП ТЭС для новых ТЭС, а также при полной или частичной модернизации действующих ТЭС. Импортные устройства, реализующие функцию ТЗ и ЗБ, должны удовлетворять требованиям данного документа.

**Технические условия на выполнение технологических защит и блокировок в соответствии с “Правилами безопасности в газовом хозяйстве” для котлов, у которых на линии подвода газа к горелкам установлены газовые блоки фирмы ЗАО “АМАКС”,** разработаны с целью распространения требований “Правил безопасности в газовом хозяйстве” на алгоритмы управления блоками газооборудования (БГ), выпускаемыми фирмой ЗАО “АМАКС”.

Эти блоки газооборудования в настоящее время устанавливаются на водогрейных и паровых котлах, сжигающих газ.

По сравнению с арматурой, обычно применяемой для оснащения газовых горелок на котлах ТЭС, БГ имеют следующие отличительные особенности:

- наличие газовой регулирующей заслонки, позволяющей осуществлять розжиг горелки при малом расходе газа;

- высокая надежность механической части запорной арматуры;

- возможность контроля плотности каждого из запорных устройств на линии подвода газа к горелке;

- выполнение приводов арматуры БГ на переменном токе таким образом, чтобы при исчезновении напряжения питания арматура закрывалась;

- организация индивидуального для каждой горелки отбора газа на ЗЗУ при сохранении возможности централизованного отбора газа;

- комплектность поставки;

- возможность заказа в комплекте с БГ воздушного шибера с плавной характеристикой регулирования.

В настоящей работе Технические условия на выполнение технологических защит и блокировок сформулированы применительно к БГ ЗАО “АМАКС”.

**Типовой эксплуатационный регламент водно-химического режима барабанных котлов высокого давления** (далее Регламент) распространяется на барабанные котлы давлением 13,8 МПа тепловых электростанций и определяет общий порядок и основные условия проведения технологических операций в части водно-химического режима (ВХР) котлов, работающих

как в составе энергоблоков, так и в тепловых схемах с поперечными связями.

Регламент составлен с учетом требований отраслевых нормативных и руководящих документов по эксплуатации водоподготовительных установок (ВПУ) и ВХР. В Регламенте также предлагаются к рассмотрению и возможному внедрению дополнительные нормы качества теплоносителя и рекомендации по совершенствованию ВХР, разработанные при анализе опыта эксплуатации и наладки.

Регламент включает комплекс разделов по средствам организации ВХР (ВПУ; сбор и очистка внутристанционных и возвратных конденсатов; схема ручного и автоматического химического контроля; установки приготовления и дозирования аммиака, гидразина, фосфатов и едкого натра; узлы непрерывной и периодической продувки котла; консервация котлов в период простоя; установки для химических очисток); технологическим операциям в различные периоды эксплуатации котла (энергоблока) (ввод в эксплуатацию после монтажа, подготовка к пуску, пуск, работа, останов в резерв и ремонт), характерным нарушениям ВХР и мерам по их устранению, а также способам оценки ВХР по состоянию оборудования тепловой схемы.

На основе Регламента с учетом конкретных условий электростанции должна быть составлена местная эксплуатационная инструкция по ВХР котлов (энергоблоков), а также разработаны мероприятия по совершенствованию режима и средств его организации.

**В Анализе работы энергетических блоков мощностью 150 – 1200 МВт за 1999 г.** приведены данные об установленной мощности, структуре, комплектации энергоблоков по состоянию на 1/1 2000 г. и показатели работы энергоблоков на тепловых электростанциях.

**В Аналитическом обзоре причин технологических нарушений в работе электроустановок** в главе 1 “Опыт эксплуатации и обслуживания турбогенераторов, находящихся в длительном резерве и имеющих низкие годовые наработки” рассмотрены эксплуатационные режимы работы турбогенераторов на обследованных и приславших ответы на целевой запрос электростанциях, причины технологических нарушений в работе турбогенераторов, находившихся в длительном простое, проявляющихся в основном после их пуска и при наборе нагрузки; приведен анализ влияния длительных простоев на техническое состояние основных узлов и вспомогательных систем турбогенераторов и показана своевременность начатой разработки нормативно-технических документов (НТД), регламентирующих процедуры консервации и обслуживания турбогенераторов, находящихся в длительном простое.

В главе 2 “Эксплуатация электролизных установок на ТЭС” рассмотрены особенности конструкции электролизных установок различного типа, характерные дефекты отдельных узлов установок.

В главе 3 “Шунтирующие реакторы” дан анализ нарушений работы реакторов типа РОДЦ-60000/500, вызванных, в первую очередь, вибрационными нагрузками и неудовлетворительным качеством изготовления обмоток, а также приведены характерные неисправно-

сти, выявленные в процессе эксплуатации; рекомендованы мероприятия, направленные на обнаружение и устранение дефектов мощных шунтирующих реакторов.

В главе 4 “Приводы коммутационных аппаратов” дана оценка конструкции приводов масляных и воздушных выключателей и основных дефектов приводов, приводящих к нарушениям работы выключателей, выявляемым при ремонтах, приведены рекомендации по предотвращению отказов в работе приводов, а также по замене выключателей на современные, более надежные конструкции.

В главе 6 “Кабельные линии электропередачи” рассмотрены причины повреждений кабельных линий в процессе эксплуатации, дефекты кабелей, выявленные при структурном анализе, проведенном в ряде энергосистем на образцах кабелей, поступивших для прокладки, приведены рекомендации, направленные на предотвращение нарушений в работе кабельных линий.

В главе 7 “Воздушные линии электропередачи с изолированными и защищенными проводами” дана оценка преимуществ применения на линиях таких проводов по сравнению с неизолированными проводами, рассмотрены причины дефектов изолированных проводов на ВЛ 0,38 кВ и защищенных изоляцией проводов на ВЛ 10 кВ, выявленных при их эксплуатации, и даны рекомендации по организации и проведению монтажа таких проводов, предотвращающих появление дефектов, в первую очередь, повреждений изоляционных покрытий.

В главе 8 “Устройства релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики на микроэлектронной базе” рассмотрены случаи неправильных срабатываний устройств РЗА на микроэлектронной базе, применяемых на присоединениях 110 – 750 кВ. На основании материалов отчетов энергосистем выполнен анализ причин неправильных действий защит различного типа; рекомендованы организационно-технические мероприятия, направленные на повышение надежности устройств РЗА на микроэлектронной базе.

В главе 9 “Совершенствование базового программного обеспечения микроЭВМ RPT-80” на основе работ, проведенных АО “Фирма ОРГЭС”, предложены принципы изменений существующего программного обеспечения для микроЭВМ, обеспечивающие контроль границы объемов телесигнализации и телеизмерения, блокирование передачи байтов “нулей”, проверку исправности оперативного запоминающего устройства, выполнение двойного чтения передаваемой информации.

В главе 10 “Гидроэнергетическое оборудование гидроэлектростанций. Подпятники гидроагрегатов” приведен анализ повреждений на агрегатах ГЭС подпятников, в которых применены ЭМП-сегменты. 12-летний опыт их эксплуатации показал, что причинами повреждений явились недостатки эксплуатации, заводские дефекты и естественный износ. Рекомендациями предусмотрена необходимость повышения качества контроля за работой подпятников, учитывающего особенности ЭМП-сегментов.

В главе 11 “О расследовании и учете технологических нарушений в работе” рассмотрены упущения в содержании и качестве оформления актов технологических и функциональных нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем, что не позволяет достоверно классифицировать события и ограничивает возможности анализа и обоснование рекомендаций по повышению надежности. К упущениям относятся передача актов без необходимых приложений, отсутствие и неполнота сведений об отказавшем оборудовании, в особенности при отказе в одном событии нескольких видов оборудования и электроустановок. Рекомендациями предусмотрена необходимость оформления актов нарушений в соответствии с “Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем” и “Указаниями по заполнению актов расследования нарушений в работе электростанций, электрических и тепловых сетей, энергосистем и энергообъединений”.

**Инструкция по эксплуатации железобетонных и кирпичных дымовых труб и газоходов на тепловых электростанциях** предназначена для эксплуатационного персонала тепловых электростанций, а также организаций, осуществляющих обследования и ремонт дымовых труб и газоходов.

**Методика выполнения измерений расхода питательной воды за подогревателями высокого давления на ТЭС** регламентирует порядок выполнения измерений расхода питательной воды за ПВД на ТЭС и устанавливает требования к методу и СИ, подготовке, проведению измерений и обработке результатов.

Методика обеспечивает получение достоверных характеристик погрешности измерений расхода питательной воды за ПВД при принятой доверительной вероятности, равной 0,95.

Методика предназначена для персонала проектных, наладочных и эксплуатирующих оборудование предприятий электроэнергетической отрасли для использования при организации и выполнении измерений расхода питательной воды за ПВД на ТЭС с энергоблоками мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт.

Издана аналогичная методика для измерения расхода газа, подаваемого на котлы.

**Методические указания по выполнению схем технологических защит теплоэнергетического оборудования ТЭС.** Действующие нормативно-технические документы (НТД) по технологическим защитам не регламентируют требований к выполнению их схем.

В работе сформулированы требования к выполнению схем технологических защит теплоэнергетического оборудования ТЭС.

Методические указания учитывают требования действующих НТД. При составлении их использованы материалы АО “Институт Теплоэлектропроект” и учтены замечания проектных организаций.

Данные Методические указания могут быть использованы проектными, монтажными, наладочными и другими организациями для вновь проектируемого и модернизируемого теплоэнергетического оборудования ТЭС.

**Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок** распространяются на персонал АО-энерго, межсистемных электрических сетей (МЭС), предприятий МЭС и предприятий, эксплуатирующих электрические сети, электростанций, проектных, строительного-монтажных и наладочных организаций, занимающихся эксплуатацией, проектированием и строительством заземляющих устройств (ЗУ) энергообъектов.

В Методических указаниях приведены методы контроля и испытаний ЗУ подстанций и опор ВЛ, методы проверки пробивных предохранителей и цепи фаз-нуль (в установках до 1000 В) в процессе эксплуатации и при приемке вновь сооружаемых или реконструируемых ЗУ, а также указаны используемые при этом приборы.

**Методические указания по монтажу ВЛ 6 – 20 кВ с защищенными проводами.** Приведенные в Методических указаниях рекомендации могут применяться при строительстве, реконструкции и ремонте воздушных линий электропередачи напряжением 6 – 20 кВ с защищенными проводами (далее ВЛЗ 6 – 20 кВ) типов SAX (производство фирмы NK ENERGY, Финляндия), ASTER (производство фирмы ALKATEL, Франция) и аналогичными проводами производства российских заводов.

Воздушной линией электропередачи напряжением 6 – 20 кВ с защищенными проводами называется устройство для передачи электроэнергии по проводам, имеющим защитную оболочку, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и др.).

**Методические указания по проведению испытаний источников тепловой энергии и тепловых сетей в системах централизованного теплоснабжения при нестационарных гидравлических режимах их работы** устанавливают порядок подготовки, проведения и обработки результатов испытаний систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) при моделировании в водяной тепловой сети нестационарных гидравлических режимов.

Методические указания распространяются на водяные СЦТ с открытыми и закрытыми системами горячего водоснабжения (ГВС) с температурой теплоносителя не более 150°C и рабочим давлением не более 2,4 МПа (24 кгс/см<sup>2</sup>).

Методические указания могут быть использованы персоналом:

организаций, эксплуатирующих теплопотребляющие установки и тепловые сети потребителей, подключенные к тепловым сетям или источникам тепловой энергии АО-энерго или дочерних АО-электростанций РАО “ЕЭС России”;

проектных, наладочных и других организаций, выполняющих работы на указанных энергообъектах.

Методические указания могут применяться в СЦТ с источниками тепловой энергии, тепловыми сетями, системами теплопотребления, эксплуатируемыми органи-

зациями вне зависимости от их форм собственности и ведомственной принадлежности:

на стадиях разработки технических заданий на проектирование, а также выполнения анализа, экспертизы проектов реконструируемых объектов СЦТ при определении необходимости выполнения специальных мероприятий по защите оборудования СЦТ от недопустимых изменений давления сетевой воды;

при выборе оборудования для использования в различных элементах действующих СЦТ с учетом требований безопасности данного оборудования и оборудования других элементов системы;

при определении достаточности уже имеющихся на объектах действующих СЦТ средств защиты от недопустимых изменений давления сетевой воды;

при необходимости взаимоувязки действия защитных устройств и средств авторегулирования, расположенных в различных элементах СЦТ, и их взаимного влияния;

при определении объема оснащения различных элементов единой СЦТ средствами защиты от недопустимых изменений давления сетевой воды оборудования.

**Методические указания по проведению эксплуатационных испытаний котельных установок для оценки качества ремонта.** Задачи эксплуатационных испытаний (приемо-сдаточных испытаний) определяет “Методика оценки технического состояния котельных установок до и после ремонта”, согласно которой при проведении испытаний после капитального ремонта должны быть выявлены и сопоставлены с требованиями нормативно-технической документации (НТД) и результатами испытаний после предыдущего ремонта значения показателей, перечисленных в настоящих Методических указаниях. Указанной Методикой определены как желательные и испытания перед ремонтом для уточнения объема предстоящего ремонта.

Действующими Правилами оценка технического состояния котельной установки производится на основе результатов приемо-сдаточных испытаний (при пуске и под нагрузкой) и подконтрольной эксплуатации.

Продолжительность подконтрольной эксплуатации при работе по режимной карте при нагрузках, соответствующих диспетчерскому графику, устанавливается равной 30 сут, а приемо-сдаточных испытаний при номинальной нагрузке также при работе по режимной карте – 48 ч.

**Методические указания по ремонту и эксплуатации аппаратуры АДАСЭ различных модификаций со сроком эксплуатации более 12 лет** разработаны на основании обобщения опыта эксплуатации аппаратуры дальней автоматической связи энергосистем типа АДАСЭ Ростовского завода “Энергосвязавтоматика” на многих энергообъектах на разных уровнях управления энергетикой.

Аппаратура АДАСЭ разработана совместно фирмой “АО ОРГРЭС” и Ростовским заводом “Энергосвязавтоматика” и выпускается заводом с 1973 г. по настоящее время.

В процессе выпуска аппаратура постоянно совершенствовалась и расширялась область ее использова-

ния. Номенклатура аппаратуры позволяет организовать дальнюю автоматическую связь со всеми типами АТС, имеющимися на энергообъектах по схемам двусторонней автоматической связи или удаленного абонента при комплексном использовании канала для оперативной (диспетчерской) и технологической связи.

Общее число трансляторов аппаратуры АДАСЭ, находящихся в эксплуатации на энергообъектах, более 60 тыс.

С использованием аппаратуры АДАСЭ организовано абсолютное большинство автоматизированных каналов оперативной и технологической связи.

В находящейся в эксплуатации аппаратуре АДАСЭ и СПИ около 30 тыс. трансляторов установлено в аппаратуре, выпущенной с 1973 по 1984 г.

Эта аппаратура проработала более 10 – 12 лет (срок службы по техническим условиям завода-изготовителя) и продолжает эксплуатироваться.

Проведенное обследование на ряде энергообъектов состояния аппаратуры АДАСЭ показало, что почти вся она включена на действующих или резервных каналах. Списано только около 70 стоек выпуска 1973 г. с навесным монтажом.

Анализ опыта эксплуатации аппаратуры АДАСЭ на разных узлах связи энергообъектов (в МСП СДТУ Мосэнерго включено 500 каналов, на МУС РАО “ЕЭС России” было включено до 1995 г. 250 каналов, на ТЭЦ-25 Мосэнерго включено 12 каналов и т.д.) показал, что после квалифицированного ремонта, который может быть осуществлен эксплуатационным персоналом энергообъектов, и профилактических проверок аппаратуры 1 раз в год аппаратура АДАСЭ, проработавшая 15 – 20 лет и более, может еще длительное время находиться в эксплуатации до ее вытеснения современными цифровыми АТС, содержащими встроенные комплекты АДАСЭ.

В последние 3 – 4 года начался процесс построения цифровых сетей управления энергетикой. При этом на узлах связи ряда ОДУ, ПЭС внедряются цифровые АТС со встроенными комплектами АДАСЭ. На этих узлах связи аппаратура АДАСЭ не списывается, часть устанавливается на резервных каналах оперативно-диспетчерской связи, остальная аппаратура передается на другие энергообъекты.

В ближайшие 5 – 10 лет намечается широкое внедрение импортных и отечественных цифровых АТС со встроенными комплектами АДАСЭ на всех уровнях управления энергетикой. Поэтому в настоящее время нецелесообразно осуществлять массовую замену аппаратуры АДАСЭ, проработавшей более 12 лет, так как это потребует больших дополнительных средств на приобретение оборудования и его внедрение.

В работе даны рекомендации по ремонту и эксплуатации аппаратуры АДАСЭ, проработавшей более 12 лет.

Рекомендации получены на основании обобщения опыта эксплуатации этой аппаратуры на многих энергообъектах.

**Обзор показателей топливоиспользования тепловых электростанций акционерных обществ энергетики и электрификации и акционерных обществ**

**тепловых электростанций России за 1999 г.** составлен по данным технических отчетов электростанций и энергообъединений по формам 3-ТЭК (энерго), 1-ТЭП и 6-ТП (годовая).

**Положение о перемаркировке основного энергетического оборудования электростанций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации Российской Федерации** регламентирует виды перемаркируемого оборудования, причины перемаркировки, подлежащие изменению элементы технических характеристик, формы подготавливаемой документации на перемаркировку, порядок ее составления, согласования и утверждения.

Положение распространяется на акционерные общества энергетики и электрификации (АО-энерго) Российской Федерации, входящие в них тепловые (ТЭС), гидравлические (ГЭС) электростанции и районные котельные (РК).

**Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений энергопредприятий** распространяется на все энергетические предприятия, эксплуатирующие производственные здания и сооружения и выполняющие в них ремонтно-строительные работы, кроме ГЭС и АЭС.

Данная инструкция устанавливает требования к технологии ремонта строительных конструкций производственных зданий и сооружений энергопредприятий.

Требования инструкции обязательны при составлении всех видов нормативно-технических документов по технологии ремонтно-строительных работ, включая местные инструкции, проекты производства работ, проекты реконструкции и др.

**Положение по проведению энергетических обследований организаций РАО “ЕЭС России”** предназначено для предприятий, эксплуатирующих тепловые и гидравлические электрические станции, тепловые и электрические сети, для организаций, осуществляющих энергетические обследования.

Положение устанавливает порядок и периодичность проведения энергетических обследований источников тепловой и электрической энергии, электрических и тепловых сетей (далее энергетических объектов) в целях определения показателей эффективности использования ими топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и определения возможности и направлений снижения расходов ТЭР при выработке, транспорте и распределении электрической и тепловой энергии.

Положение обязательно для исполнения предприятиями и объединениями, входящими в РАО “ЕЭС России” (далее организациями РАО “ЕЭС России”), а также организациями (энергоаудиторами), осуществляющими энергетические обследования энергетических объектов, принадлежащих организациям РАО “ЕЭС России”.

Положение разработано с учетом специфики предприятий электроэнергетики, сложившихся системы и порядка определения и нормирования показателей энергоэффективности, отчетности по топливоиспользованию.



**Типовая программа проведения энергетических обследований гидроэлектростанций** устанавливает объем и последовательность энергетических обследований ГЭС, а также перечень материалов, представляемых по их окончании. Обязательность энергетического обследования обусловлена требованиями Федерального закона “Об энергосбережении”.

Типовая программа обязательна для исполнения предприятиями и объединениями, входящими в РАО “ЕЭС России”, имеющими в своем составе гидроэлектростанции, а также организациями, производящими энергетические обследования ГЭС.

**Типовая программа проведения энергетических обследований подразделений электрических сетей АО-энерго** разработана с учетом специфики эксплуатации электрических сетей АО-энерго и устанавливает отраслевой порядок проведения энергетических обследований сетей.

Типовая программа предназначена для подразделений электрических сетей АО-энерго и энергоаудиторов, осуществляющих энергетическое обследование.

**Типовая программа проведения энергетических обследований систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)** разработана в соответствии с требованиями “Правил проведения энергетических обследований организаций” и “Положения по проведению энергетических обследований организаций РАО “ЕЭС России”.

Она устанавливает порядок и состав работ при проведении энергетических обследований (ЭО) систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) в системах централизованного теплоснабжения (СЦТ) энергообъектов, входящих в РАО “ЕЭС России”.

Целью ЭО является оценка эффективности передачи и распределения тепловой энергии (ТЭ) от генерирующего источника тепла до потребителей, определение направлений и возможного снижения затрат энергоресурсов (тепловой и электрической энергии, сетевой воды) при транспорте тепла.

Основными задачами ЭО систем транспорта и распределения тепловой энергии являются определение фактических показателей работы систем транспорта

(СЦТ в целом), сравнение их с нормируемыми значениями, выявление и анализ причин их несоответствия и путей устранения недостатков.

Типовая программа составлена для проведения всех видов обязательных обследований, которым должны подвергаться энергоснабжающие организации РАО “ЕЭС России”, в составе которых находятся системы транспорта тепла.

В соответствии с назначением проводятся следующие виды ЭО:

- предпусковое и предэксплуатационное;
- первичное;
- периодическое (повторное);
- внеочередное;
- локальное;
- экспресс-обследование.

**Типовая программа проведения энергетических обследований тепловых электрических станций и районных котельных акционерных обществ энергетики и электрификации России.** В соответствии с требованиями Федерального закона “Об энергосбережении” энергетическим обследованиям подлежат ТЭС и РК с потреблением более 6 тыс. т условного (котельно-печного) топлива в год.

Энергообследования конкретной ТЭС или РК проводятся по рабочим программам, составляемым на основе настоящей Типовой программы.

Рабочие программы разрабатываются организациями, проводящими обследования, с учетом особенностей установленного оборудования и технологических схем конкретной ТЭС или РК.

В рабочей программе должны быть указаны инструментальное обеспечение каждого этапа программы, методики измерений и расчетов.

Инструментальное обследование оборудования должно проводиться в основном с использованием штатных приборов, прошедших предварительную тарировку с помощью калибраторов. В случае установления недостоверности показания конкретного штатного прибора (организацией, проводящей энергообследование) должны использоваться приборы более высокого класса точности.

## Всероссийский научно-технический семинар “Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем”

В январе 2001 г. в Москве состоялся Всероссийский научно-технический семинар, организованный РАО “ЕЭС России”, ВТИ и АО Информэнерго. Тема семинара, связанная с разработкой новых технологий использования твердого топлива в энергетике, оказалась достаточно актуальной: на семинар съехались представители 84 организаций и предприятий, от Калининградской области на западе до Приморского края на Дальнем Востоке. Всего в работе семинара приняли участие 139 специалистов, не считая сотрудников принимающей организации – ВТИ.

Открыл семинар первый заместитель председателя правления – главный инженер РАО “ЕЭС России” **В. П. Воронин**. Затем, в течение 2 дней были заслушаны и обсуждены доклады по таким актуальным аспектам энергетики, как топливный баланс в предстоящие годы, разработка новых технологий использования угля для получения тепловой и электрической энергии, достижения котлостроительных заводов по изготовлению топочных устройств для сжигания углей различного качества.

В приветственном слове **В. П. Воронина** отмечалось, что в нашей стране предполагается увеличение добычи угля от сегодняшних 240 млн. т/год до 439 млн. т/год в 2020 г. Большая часть этого топлива пойдет в энергетику и поэтому перед специалистами НИИ и КБ, а также перед энергомашиностроительными заводами стоит сравнительно новая и чрезвычайно сложная задача: эффективно использовать твердое топливо для выработки электроэнергии и тепла и при этом сохранить атмосферу пригодной для жизни нашего и последующего поколений.

Обстоятельный доклад по состоянию дел с использованием твердого топлива в наши дни и о перспективных работах в области техперевооружения ТЭС представили **Г. Г. Ольховский** и **А. Г. Тумановский** (ВТИ, Москва). В докладе, в частности, приведены цифры, показывающие возможность повышения экономичности угольных энергоблоков до КПД = 42 ÷ 44% за счет повышения параметров пара и внедрения ряда технических решений, уже проверенных в промышленности. В этом же докладе оцениваются перспективы котлов с ЦКС, различных схем газификации угля, а также ПГУ со сжиганием угля под давлением. Приводится зарубежный опыт разработки гибридных установок с топливными элементами.

С докладами по усовершенствованиям пылеугольных котельных установок, осуществленным в

последние годы, выступили представители крупнейших котлостроительных заводов: **П. Н. Федотов** (ТКЗ), **В. Б. Галускин** (ЗиО) и **А. И. Медведев** (БКЗ). Представитель еще одного котлостроительного завода (БелКЗ) **Д. А. Шапошник** сделал интересный доклад о разработках котлов с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), выполненных БелКЗ по лицензии американской фирмы Бабкок-Вилькоккс. На близкую тему – о возможностях использования технологии ЦКС для технического перевооружения отечественных электростанций – выступил **Г. А. Рябов** (ВТИ).

Представитель Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” **А. М. Бычков** в докладе “Топливная политика в электроэнергетике России”, сообщил, в частности, о том, что в ближайшие годы потребление угля на ТЭС увеличится не только по абсолютной величине, но и по отношению к другим видам топлива: доля угля в топливном балансе ТЭС повысится с 29% в 1998 г. до 35% в 2015 г. О новых технологиях и оборудовании систем топливоподачи, применяемых пока что в основном на зарубежных ТЭС, рассказал в своем докладе сотрудник РАО “ЕЭС России” **В. В. Демкин**.

Большое число докладов было посвящено экологическим аспектам использования угля на ТЭС. Здесь, в первую очередь, следует отметить доклады **В. П. Глебова** (ВТИ), **Р. Б. Ахмедова** (ЭКОЭН), **В. Р. Котлера** (ВТИ) и др., которые рассказали о реализации методов снижения выбросов в атмосферу золовых частиц, оксидов азота и серы.

Ряд организаций представил весьма содержательные доклады по способам получения газа из твердого топлива и по схемам внутрицикловой газификации. Кроме упомянутого ранее доклада **Г. Г. Ольховского** и **А. Г. Тумановского**, этой теме были посвящены доклады **В. М. Масленникова** (ИВТРАН), **Н. Г. Алькова** и **В. Н. Наумова** (Центр Келдыша). **С. И. Сучков** (ВТИ) доложил о результатах стендовой разработки технологии газификации с горновым газогенератором на воздушном дутье и горячей очисткой продуктов газификации.

О перспективной технологии использования сланцев рассказал в своем выступлении **О. П. Потапов** (ЭНИН). **Ф. Е. Кенеман** (Экосорб) выступил с предложениями по энерготехнологическому использованию канско-ачинских углей. Об этих же углях, но применительно к традиционной техноло-

гии пылеугольного сжигания, рассказал представитель СибВТИ (г. Красноярск) – **М. С. Пронин**.

Несколько докладов было посвящено конкретным работам по внедрению новых или совершенствованию известных технологий сжигания. Здесь, в первую очередь, следует отметить доклад **Ф. А. Серанта** (СибКОТЭС) о работе на Новоиркутской ТЭЦ котла Е-820 с кольцевой топкой. Доклад **С. Б. Тихонова** и **Ю. А. Беломестного** (Читаэнерго) был посвящен успешной реконструкции котла ТС-35-У с заменой слоевой топки на топку кипящего слоя с вертикальным вихрем. Два доклада по котлу БКЗ-420-140 КС со стационарным кипящим слоем представили **Ю. Н. Втюрин** (ВТИ) и **А. В. Моторин** (Алтайэнерго, Барнаульская ТЭЦ-3).

В нескольких докладах рассказывалось о различных модификациях топки с низкотемпературным вихрем. Об этом доложили **Ю. А. Рундыгин** (ЛПИ), **Д. Б. Ахмедов** и **Ф. З. Финкер** (Политехэнерго). По мнению авторов, потенциал организации топочного процесса при использовании технологии НТВ еще далеко не исчерпан.

**Г. Н. Делягин** (НПО “Гидротрубопровод”) рассказал об экологически чистом топливе “эковут”. По заверению автора доклада это топливо может быть получено из любых углей (от антрацита до бурого) за счет использования сравнительно дешевой “мокрой” технологии, причем свойства топлива “эковут” могут быть заранее заданы потребителем.

**В. Е. Месерле** (Отраслевой центр плазменно-энергетических технологий при Гусиноозерской ГРЭС) рассказал о плазменной растопке котлов, а также о разработке и компоновке плазменного алло-автотермического газификатора с энергоблоком 200 МВт. В ближайшее время предполагается провести испытания ПААГ при использовании бурых углей, поступающих на Гусиноозерскую ГРЭС.

Интересный доклад о проблемах замещения мазута в теплоэнергетике был представлен **А. П. Бурдуковым** (Институт Теплофизики СО РАН).

При обсуждении докладов участники семинара высказали ряд пожеланий по дальнейшей организации НИОКР в области технологий использования твердого топлива в энергетике. Большинство этих предложений было включено в итоговое решение семинара.

В ходе семинара некоторые его участники ознакомились с лабораторными установками ВТИ и посетили экспериментальную ТЭС, которая используется для проведения научных исследований.

По итогам научно-технического семинара был издан сборник докладов объемом более 300 стр. В нем представлены не только выступления участников семинара, но и присланные в Оргкомитет доклады. К их числу относится работа **Г. С. Головина** и **Н. П. Кривина** “Перспективы использования энерготехнологического потенциала угля” (ИГИ), а также **А. А. Мадояна** и других “Опытно-промышленная установка тепловой мощностью 200 МВт для газификации и сжигания твердого топлива в шлаковом расплаве” (НИИПТЭ). В сборник включены также доклады представителей угольной промышленности. Интересная информация о ресурсной базе углей и о перспективах увеличения его добычи в Российской Федерации содержится в докладах, представленных **А. Н. Щанниковым** (ЦНИИ уголь), а также **А. Б. Ковальчуком**, **С. Л. Климовым**, **Л. Н. Репиным** и **С. М. Романовой** (Институт конъюнктуры рынка угля).

Сборник докладов может быть приобретен в ВТИ всеми желающими.

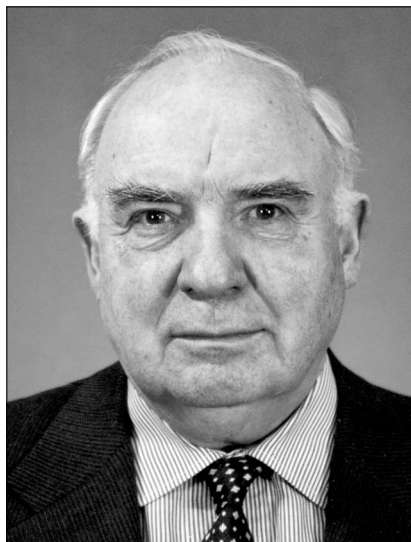
## Владимир Яковлевич Карелин (К 70-летию со дня рождения)

Ректору Московского государственного строительного университета (МГСУ), доктору технических наук, профессору, действительному члену Российской академии архитектуры и строительных наук, Российской и Международной инженерных академий, нескольких других отраслевых академий, президенту Международной Ассоциации строительных высших учебных заведений, почетному доктору ряда российских и зарубежных вузов, заслуженному деятелю науки и техники Российской Федерации В. Я. Карелину исполнилось 70 лет.

В. Я. Карелин родился 5 апреля 1931 г. в семье потомственного строителя. В 1954 г. он окончил с отличием факультет гидротехнического строительства МИСИ им. Куйбышева (в настоящее время Московский государственный строительный университет), в 1958 г. защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук, в 1975 г. – доктора технических наук, в 1963 г. ему присвоено ученое звание доцента, в 1976 г. – профессора.

Владимир Яковлевич принадлежит к числу ведущих ученых и специалистов в области сооружений энергетического и механического оборудования гидроэлектрических, гидроаккумулирующих и насосных станций. Под его руководством и при непосредственном участии в МИСИ им. В. В. Куйбышева выполнен ряд крупных научных работ по совершенствованию характеристик, повышению надежности и долговечности эксплуатации основного энергетического оборудования, научному обоснованию выбора параметров, компоновочных и конструктивных решений сооружений ГЭС, ГАЭС и насосных станций, изучению гидромеханических переходных процессов в напорных системах насосных станций, повышению эффективности использования и охраны водных ресурсов водохранилищ и малых рек.

Практическое внедрение результатов научно-исследовательских



работ осуществлено на ГЭС Волжского и Ангара-Енисейского каскадов, Таджикэнерго и Колэнерго, на насосных станциях каналов имени Москвы, Иртыш – Караганда, Каршинского, Днепр – Донбасс, Рязанской, Каширской, Печорской и Пермской ГРЭС, Нововоронежской и Ровенской АЭС, Рязанской МГДЭС, Мосводопроводе, а также в институтах Гидропроект, Теплоатомпроект, Гипроводхоз и ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева.

По широкой научной тематике, которой занимается В. Я. Карелин, им опубликовано более 270 научных работ, в том числе 16 монографий и учебников для вузов. Отдельные монографии и работы переведены на китайский, чешский и английский языки и изданы в КНР, ЧСФР, Индии, Великобритании и США.

В. Я. Карелин является организатором и научным руководителем двух научно-исследовательских лабораторий. В качестве научного руководителя и консультанта им подготовлены 17 кандидатов и два доктора наук.

Владимир Яковлевич поддерживает тесные связи с научными, проектными и производственными организациями. Он являлся членом ряда постоянных и временных комиссий РАН, Минстроя и Минэко-

номики РФ, научного совета Минтопэнерго РФ, ученых советов институтов Гидропроект и Гипроводхоз, председателем и членом диссертационных советов по присуждению ученых степеней, входил в состав государственных комиссий по приемке в эксплуатацию важнейших энергетических объектов.

Обширны международные научно-технические связи В. Я. Карелина. Он является старшим действительным членом Международного института инженеров строительства, индивидуальным членом Международной Ассоциации гидравлических исследований и Международной комиссии по большим плотинам, заместителем председателей российских национальных комитетов этих научных объединений.

В. Я. Карелин активно участвует в общественной деятельности, являясь членом Совета Российского Союза ректоров, членом президиумов Совета ректоров вузов г. Москвы и Ассоциации московских вузов. Неоднократно избирался в состав местных органов управления и общественных организаций.

В качестве ректора МГСУ В. Я. Карелин постоянно уделял и уделяет особое внимание повышению квалификации преподавательских и научных кадров, совершенствованию учебного процесса, развитию научных исследований и укреплению материально-технической базы университета.

Владимир Яковлевич награжден орденом “Знак почета” и “Орденом Почета”, четырьмя медалями, имеет звания “Почетный энергетик СССР”, “Отличник энергетики и электрификации СССР”, “Почетный строитель Москвы”, “Ветеран энергетики” РАО “ЕЭС России” и многие другие отраслевые награды и грамоты.

Сердечно поздравляем Владимира Яковлевича с 70-летием! Желаем ему доброго здоровья, долгих лет жизни, активной творческой деятельности.

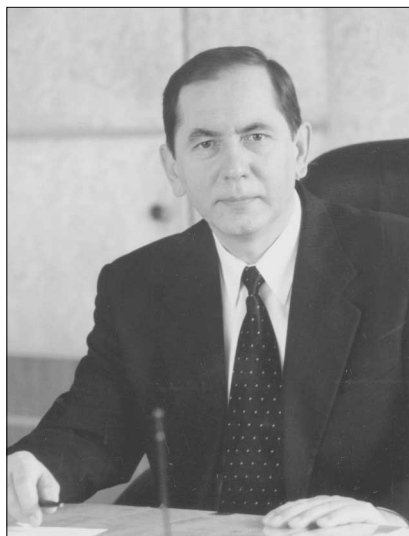
## Дмитрий Васильевич Гурин (К 50-летию со дня рождения)

23 апреля 2001 г. исполняется 50 лет Дмитрию Васильевичу Гурину, генеральному директору ОАО Курскэнерго.

Более 25 лет своей жизни Д. В. Гурин отдал отечественной энергетике. Трудовую деятельность он начал в 1972 г. электрослесарем в цехе электролиза Красноярского алюминиевого завода. В октябре 1975 г., после окончания Иркутского политехнического института (1973 г.) и прохождения действительной военной службы, Д. В. Гурин был назначен начальником смены электроцеха, а с 1976 г. переведен на должность начальника смены Читинской ГРЭС. Здесь он прошел серьезную производственную школу. В июле 1979 г. Дмитрий Васильевич становится начальником смены Усть-Илимской ТЭЦ-1, а затем заместителем начальника ПТО (1981 г.), начальником ПТО (1984 г.) и заместителем главного инженера (1987 г.) этой станции. В августе 1988 г. он был переведен в Курскую энергосистему, где работал на должностях начальника службы надежности и техники безопасности (1988 – 1989 гг.), заместителя главного инженера (1989 – 1990 гг.), главного инженера энергосистемы (1990 – 1992 гг.).

С 1992 г. Д. В. Гурин возглавляет Курскую энергосистему. Именно в должности генерального директора энергосистемы наиболее полно проявились его организаторские способности, незаурядные деловые качества и огромная работоспособность. Под его руководством разработаны и реализуются долгосрочные программы по внедрению современных технологий ремонта энергетического оборудования и продлению сроков его эксплуатации, сокращению потерь тепловой и электрической энергии. В рамках программы реконструкции осуществлена замена турбогенераторов № 3 и № 4 Курской ТЭЦ-1 на более эффективные с улучшенными характеристиками. Введены в эксплуатацию электрические подстанции напряжением 35 и 330 кВ, линии электропередачи, на предприятиях электрических сетей продолжаются работы по внедрению АСКУЭ.

Особое внимание Дмитрий Васильевич уделяет внедрению бизнес-планирования и бюджетирования, работе по самофинансированию предприятий электрических сетей, что дает возможность в полном объеме планировать и производить ремонт основного оборудования, обеспечивать его надежную



эксплуатацию, а энергосистеме позволяет на протяжении ряда лет стабильно функционировать при устойчивом финансовом положении.

В ОАО Курскэнерго осуществляют мероприятия по повышению надежности электро- и теплоснабжения потребителей, эффективности функционирования энергетики Курского края. Последнее десятилетие породило в экономике множество новых проблем. Старение оборудования, износ тепломагистралей требуют больших материальных и финансовых затрат. Однако именно в этот период в энергосистеме отмечен существенный рост объемов строительства энергетических объектов, восстановления и реконструкции тепломагистралей.

Правильно выбранная, целенаправленная кадровая политика, проводимая в энергосистеме, позволяет сохранять интеллектуальный потенциал трудового коллектива ОАО Курскэнерго. Ведется большая работа по подготовке, переподготовке и повышению квалификации персонала, улучшению условий труда и быта работников.

В последнее время производство, сфера управления активно пополняются молодыми специалистами, обучавшимися по направлению ОАО Курскэнерго и окончившими вузы г. Курска и области. Являясь председателем государственной аттестационной комиссии в Курском государственном техническом университете, Д. В. Гурин ведет отбор наиболее способных выпускников для работы в Курской энергосистеме.

Особое внимание в ОАО Курскэнерго уделяется жилищному строите-

льству. В сложных экономических условиях только в 1999 – 2000 гг. акционерным обществом построено и сдано в эксплуатацию около 11 000 м<sup>2</sup> общей площади жилья, что позволило улучшить жилищные условия более 190 работникам энергосистемы и членам их семей. Проводимая в энергосистеме продуманная кадровая и социальная политика направлена на максимально заинтересованное участие работников в эффективной деятельности ОАО Курскэнерго при оптимальном сочетании интересов как каждого работника, так и энергосистемы в целом. На предприятиях ведется постоянный поиск новых нетрадиционных путей решения сложных производственных задач.

В интересах эффективного развития энергетики Курской области и координации действий в области тарифной политики в Центрально-Черноземном регионе, в рамках ассоциации “Черноземье”, Д. В. Гурин избран председателем совета директоров областных энергосистем ассоциации. Кроме этого, он избирался депутатом Курского областного Совета, депутатом Курской областной Думы, а в настоящее время является депутатом городского собрания г. Курска.

В 1999 г. Международная Академия Менеджмента признала Д. В. Гурина победителем Российского конкурса “Менеджер года”. Международная Ассоциация бизнес-партнеров в 2000 г. утвердила ОАО Курскэнерго членом Международной Ассоциации ADM и наградила энергосистему Почетным кубком-призом “Предприятие года – 2000”. За деловые качества и высокопрофессиональное управление генеральный директор Курскэнерго Д. В. Гурин удостоен медали и именного диплома “Бизнес-лидер (Business Leader) – 2000”.

За заслуги в труде и многолетнюю плодотворную трудовую деятельность Дмитрий Васильевич Гурин удостоен высокого почетного звания “Заслуженный энергетик Российской Федерации”, отмечен отраслевыми званиями “Заслуженный работник Минтопэнерго Российской Федерации”, “Почетный энергетик”, а также награжден почетными грамотами администрации г. Курска и области.

Сердечно поздравляем Дмитрия Васильевича с замечательным юбилеем, желаем ему крепкого здоровья, счастья и долгой плодотворной деятельности на благо отечественной энергетики.



РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”  
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)

## РАЗРАБОТКА КОМБИНИРОВАННЫХ ЦИКЛОВ ПАРОГАЗОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ НОВОГО СТРОИТЕЛЬСТВА И ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ

Во ВТИ разработаны профили наиболее перспективных парогазовых установок (ПГУ) с высокотемпературными ГТУ, их схемы и оборудование паротурбинной части. Результаты этих работ реализуются на строящейся ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, в проектах ПГУ-325 и ПГУ-490. Их расчетный КПД более 50%.

Институтом разработаны: теория и методы расчета циклов и схем ПГУ; технические требования к котлам, паро- и газотурбинным установкам, используемым в составе ПГУ, технологические алгоритмы управления ПГУ и их оборудованием; проекты АСУ ТП для ПГУ, технология их эксплуатации.

Для технического перевооружения тепловых электростанций, работающих на разных видах топлива, ВТИ разработал циклы и схемы газотурбинных надстроек, обеспечивающие экономию топлива до 13%. Эти разработки выполнены с учетом конкретных особенностей действующих котлов и турбин.

В своей работе ВТИ использует уникальное программное обеспечение, позволяющее глубоко проанализировать возможные режимы работы ПГУ, учесть их в базовой (пусковой) тепловой схеме, при разработке технологии эксплуатации и алгоритмов управления ПГУ.

Комплекс проводимых ВТИ работ позволяет разработать технические требования, задания и техническую часть тендерной документации на основное и вспомогательное оборудование, а также на АСУ ТП блочного и станционного уровней.

### ПРЕДЛАГАЕМЫЕ УСЛУГИ

По выбору заказчика ВТИ для обоснования и реализации парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла

*РАЗРАБОТАЕТ:*

- варианты циклов и схемы ПГУ;
- поможет в выборе оптимального технического решения с учетом особенностей площадки и требований Заказчика;
- технические требования и задания на поставку основного и вспомогательного оборудования;
- технологию эксплуатации, алгоритмы управления;
- диагностику экономичности и состояния оборудования;
- проведет пуско-наладочные работы и гарантийные испытания.

ВТИ может также обосновать техническую часть тендерной документации; организовать и провести тендерные торги.

---

*По всем вопросам разработки и внедрения парогазовой технологии производства электроэнергии и тепла обращаться по адресу:*

*109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,*

*Всероссийский теплотехнический институт,*

*Отделение турбинных установок и теплофикации.*

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 279-59-24, 275-11-22

Телефон: 275-34-83 **Ольховский Гурген Гургенович**, директор института,

275-40-77 **Березинец Павел Андреевич**, заведующий лабораторией

## Борис Павлович Лебедев

В январе 2001 г. на 93-м году жизни скончался Борис Павлович Лебедев, старейший энергетик, более 70 лет посвятивший электроэнергетике.

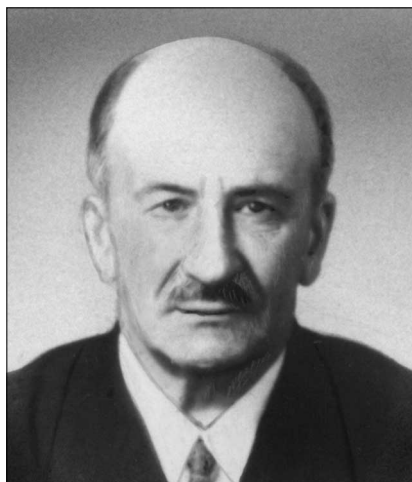
Окончив в 1930 г. электротехнический факультет МВТУ им. Баумана и получив квалификацию инженера-электрика, Борис Павлович в течение четырех лет работал на строительстве Люберецкого завода сельскохозяйственных машин, ТЭЦ химкомбината в Бобриках, был прорабом на ГРЭС-10 Мосэнерго. В 1934 г. он перешел на работу в эксплуатацию – был дежурным инженером на ГРЭС-10, а затем начальником электроцеха ТЭЦ-9 Мосэнерго.

В 1938 г. Б. П. Лебедев был переведен на работу в Главэнерго Наркомата тяжелой промышленности СССР. С образованием Наркомата электростанций СССР он работал в технических отделах Главюжэнерго и Главвостокэнерго.

В 1943 г. Борис Павлович был командирован для работы в Правительственной закупочной комиссии СССР в США.

По возвращении из США с 1947 по 1955 г. Борис Павлович работал в Центральной научно-исследовательской электротехнической лаборатории (ныне ВНИИЭ), вначале руководителем группы изоляции электрических машин, а затем заместителем главного инженера лаборатории.

В 1955 г. Б. П. Лебедев назначается заместителем начальника Технического управления Министерства электростанций СССР и Генеральным секретарем Комитета по участию СССР в международных энергетиче-



ских объединениях (Комитет СОВМЭК).

В 1959 г. Б. П. Лебедев и руководимый им Комитет СОВМЭК были переведены в систему Государственного комитета Совета Министров СССР по науке и технике, где он был назначен заместителем начальника отдела международных экономических и научно-технических организаций.

Почти 20 лет отдал Борис Павлович организации участия советских ученых и специалистов в деятельности таких крупных международных научно-технических энергетических организаций, как Мировая энергетическая конференция, Международная электротехническая комиссия (МЭК), Международная конференция по большим электрическим системам высокого напряжения (СИГРЭ), Комитет по электроэнергии Европейской экономической комиссии ООН. Активная деятельность Комитета СОВМЭК и персонально Б. П. Лебедева способствовала существенному расширению участия и росту авторитета отечественных специалистов в этих международных органи-

зациях. Сам Борис Павлович принимал непосредственное активное участие в деятельности руководящих органов этих организаций и их национальных комитетов СССР. Признанием высокой результативности работы в СИГРЭ является присвоение ему звания Почетного члена этой одной из крупнейших и авторитетнейших международных энергетических организаций.

С 1973 г. до 1991 г. Б. П. Лебедев работал главным специалистом в институте Энергосетьпроект, занимаясь обобщением зарубежного опыта в области электроэнергетики.

Свою инженерную и организаторскую деятельность в отечественной электроэнергетике и в области международного научно-технического сотрудничества Борис Павлович совмещал с большой общественной работой. С 1956 г. и до последнего дня он был членом редколлегии, заместителем главного редактора журнала “Электрические станции”, курируя зарубежную тематику. Борис Павлович был бессменным главным редактором журнала “Энергохозяйство за рубежом”, выходившего с 1956 по 1992 г.

Свой богатый опыт крупного специалиста в области электроэнергетики он сочетал с большой журналистской деятельностью. Его перу принадлежит большое число статей, в которых пропагандируются достижения отечественной энергетики и обобщается зарубежный опыт.

Редакционная коллегия и редакция журнала “Электрические станции” тяжело переживают уход из жизни Бориса Павловича. Светлая память о нем навсегда останется в наших сердцах.

## Диагностика силовых масляных трансформаторов

В Ивановском государственном энергетическом университете разработана автоматизированная система **Диагностика+**, которая предназначена для использования на энергетических предприятиях для оценки технического состояния силовых масляных трансформаторов и трансформаторных вводов.

Оригинальный алгоритм позволяет получить результаты даже в случае неполной исходной информации, что часто встречается при решении практических задач. Эта возможность обеспечивается экспертной системой, лежащей в основе **Диагностики+**.

**Диагностика+** позволяет:

- хранить паспортные данные оборудования, данные измерений и испытаний, а также информацию обо всех существенных событиях в “жизни” объекта;
- проводить оценку состояния функционирующего электрооборудования на основе результатов различных испытаний в комплексе (объем испытаний соответствует РД 34.45-51.300-97);
- выдавать рекомендации по дальнейшей эксплуатации объекта, а также по составу и срокам проведения очередных испытаний;
- протоколировать результаты испытаний и предложенные рекомендации;
- графически интерпретировать “историю жизни” объекта, а также динамику изменения его состояния и контролируемых параметров.

Возможна поставка, настройка системы на совместную работу с имеющимися на предприятии информационными системами, обучение и сопровождение.

Internet: [www.bjd.ispu.ru](http://www.bjd.ispu.ru), E-mail: [bjd@ispu.ru](mailto:bjd@ispu.ru)

Адрес: 153003, Иваново, Рабфаковская, 34, ИГЭУ, кафедра БЖД, тел. (0932) 38-57-79



## 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 Ибрагимова, 37, а/я 36**  
Тел/факс (3472) 51-30-11, 51-30-51



**ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ**  
 Российской академии государственной службы при Президенте Российской Федерации

*ИПКгосслужбы (бывший ВИПКэнерго) - государственное учебное заведение (лицензия Минобразования РФ № 25-007 от 31.01.98 г.). Осуществляет повышение квалификации и профессиональную переподготовку специалистов топливно-энергетического комплекса, государственных, муниципальных и коммерческих организаций в областях экономики и управления, финансового и кадрового менеджмента, маркетинга, психологии управления, информационных технологий.*

*Организует зарубежные стажировки.*

*По окончании обучения выдается документ государственного образца.*

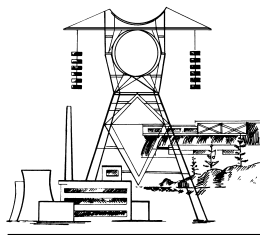
**КАФЕДРЫ:**

- Эксплуатация электрических станций, сетей и систем
- Ремонт и модернизация энергооборудования
- Финансы, цены, аудит
- Государственное и муниципальное управление
- Управление персоналом
- Антикризисное управление
- Экономика и управление
- Информационные технологии
- Компьютерный центр

**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.**

Адрес: 113035, Москва, Садовническая, 77, корп.2, стр.1, E-mail: vipkgos@glas.apc.org

Тел.: (095) 953-2583, тел./факс 953-2782; www.glasnet.ru/~ vipkgos



**Уважаемые господа!**  
**Мы с удовольствием опубликуем на**  
**страницах, обложке и рекламных вклейках**  
**нашего журнала Вашу рекламу!**

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантийным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.  
 Тел/факс (095) 234-74-17, тел. 234-74-19, 275-00-23, доб. 21-66,  
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

# Внимание!

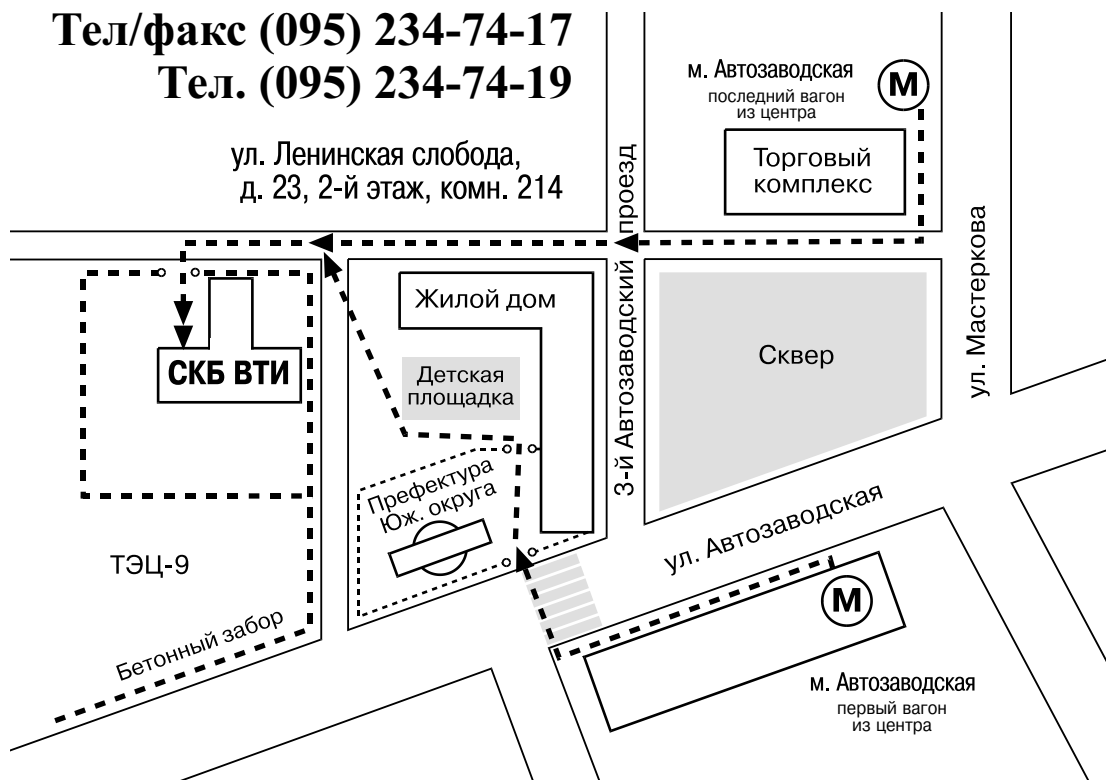
Новый адрес редакции журнала  
«Электрические станции»:

**109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23**

**Тел/факс (095) 234-74-17**

**Тел. (095) 234-74-19**

ул. Ленинская слобода,  
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



## 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.**, **ЛЕБЕДЕВ Б.П.** (зам. главного редактора), **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.**, **САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОВА М.И.**

## РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**  
 Ответственный секретарь **Широква 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](mailto:tis@mail.magelan.ru)

Сдано в набор 28.2.2001. Подписано в печать 28.3.2001. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1900. 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](mailto:folium@online.ru)

Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"