



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 8 2001

## Содержание

### ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 2 **Поливанов В. И., Рыков В. А., Берлявский Г. П., Канцдалов В. Г.** Исследования и мониторинг трубопроводов питательной воды энергоблоков 160 – 800 МВт
- 10 **Орлик В. Г., Аверкина Н. В., Вайнштейн Л. Л., Качуринер Ю. Я.** Влияние специфических свойств влажного пара на эксплуатационную надежность турбин
- 16 **Гвоздев В. М., Поляков А. И., Исаков Н. Ю., Мандрыка Э. С.** Опыт эксплуатации системы диагностики рабочих лопаток ЦНД турбины К-210 ст. № 2 Шатурской ГРЭС-5

### ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 19 **Железко Ю. С.** Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения
- 24 **Гамбурян К. А., Егиазарян Л. В., Сааков В. И., Сафарян В. С.** Об учете электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении
- 28 **Потребич А. А.** Интегрированная система для решения технологических задач ИАСУ ПЭС
- 32 **Барабанов Ю. А., Богданова О. И., Дементьев Ю. А., Механошин Б. И., Сиденков Д. В., Орешкин А. В., Шкалов А. А.** Расчет термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи
- 38 **Акопян Г. С.** Противоаварийная автоматика для энергосистем с большой удельной единичной мощностью на примере Армении

### ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 43 **Шелепов А. С., Синепольский В. А., Якименко В. Г.** Системы возбуждения генераторов Березовского опытного завода «Энергоцветмет»
- 48 **Хренников А. Ю., Еганов А. Ф., Курылев В. Б., Смолин А. Ю., Щербаков В. В., Языков С. А.** Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов
- 53 **Васильев А. В., Артамонов Е. В., Довгополый Е. Е.** Испытания компрессорного масла Mobil Rarus 429 в компрессоре ВШВ-2,3/230

### ХРОНИКА

- 55 **О готовности** ГТЭ-110 к промышленному освоению
- 60 **Старшинова О. В.** О работе Всероссийского совещания-семинара в г. Конаково
- 64 **Аржанников Е. А.** Рецензия на учебник для вузов Н. И. Овчаренко «Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем»

### ЭНЕРГЕТИКА ЗА РУБЕЖОМ

- 67 **Файбисович Д. Л.** Энергетика Южной Кореи в 1999 году

\* \* \*

- 71 **Неклепаев Б. Н.** (К 75-летию со дня рождения)

## ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

### Исследования и мониторинг трубопроводов питательной воды энергоблоков 160 – 800 МВт

Поливанов В. И., Рыков В. А., инженеры, Берлявский Г. П., канд. техн. наук, Канцедалов В. Г., доктор техн. наук

Ставропольская ГРЭС – Невинномысская ГРЭС – НПП “Прочность” – Северо-Кавказский филиал МЭИ

Исследование работоспособности питательных трубопроводов энергоблоков 160 – 800 МВт Юга России показывает, что большинство из них находится в удовлетворительном состоянии. Однако исследования повреждаемости труб питательного тракта энергоблоков мощностью 200, 300, и 800 МВт Минэнерго Украины указывают на наличие серьезных проблем, связанных с необходимостью как всестороннего изучения причин массового повреждения указанных труб, так и с разработкой конкретных мероприятий по поддержанию необходимого уровня надежности работы энергоблоков, в условиях резко возрастающей вероятности выхода их из строя.

На Украине уже проводился анализ причин снижения надежности питательных трубопроводов ПЭО Донбассэнерго (Протокол совместного заседания НТС Минэнерго Украины и Госгортехнадзора Украины по вопросу эксплуатации ТПВ энергоблоков ТЭС. Киев, 1995 г.). В последнее время рядом НИИ, в том числе, и НПП “Прочность” проведены дополнительные исследования работоспособности питательных трубопроводов, позволивших констатировать более четкое понимание процессов, происходящих в металле после длительных сроков эксплуатации. Следует иметь в виду, что электростанции Украины отработали большее число часов, чем электростанции Юга России.

Условия работы гибов питательных трубопроводов мало чем отличаются от работы гибов необогреваемых труб котлов. Своевременное выявление дефектов и массовая замена последних позволили решить практическую задачу по обеспечению их дальнейшей безопасной работы.

На питательных трубопроводах массовой повреждаемости до последнего времени не наблюдалось. Директивно и планово тотального контроля, как в первом случае, предусмотрено не было. Проблема созревала медленно. Комплексное исследование, проведенное на Славянской, Ладжинской и Змиевской ТЭС, показало, что все же существуют определенные различия в работоспособности труб питательной воды (ТПВ) и необогреваемых труб [1, 2] (Информационное письмо № 1-95 от 16/IV 1995 г. Минэнерго Украины “О режимах эксплуатации трубопроводов питатель-

ной воды блоков СКД”. Управление научно-технических программ и экологии. Украина, 1995 г.).

У первых повреждаются, как правило, только гибы преимущественно из сталей 20 и 12Х1МФ под действием усталостного (коррозионно-усталостного и температурного) факторов. У ТПВ повреждения подвержены как гибы, так и прямые участки. Характер повреждений гибов ТПВ аналогичен гибам необогреваемых труб котлов, тогда как на повреждаемость прямых участков ТПВ определяющее влияние оказывает коррозионный фактор. Кроме ТПВ на ряде блоков 300 МВт с котлами ТПП-210 повреждались гибы трубопроводов от водяного экономайзера до НРЧ. Эти трубопроводы изготовлены из стали 12Х1МФ. В 1994 г. на блоке 200 МВт после 250 тыс. ч работы обнаружены недопустимые дефекты и в гибках ТПВ, изготовленных из стали 20 [1].

Гибы питательных труб блока 800 МВт ст. № 6 Славянской ТЭС подвержены повреждениям преимущественно в зонах нейтральных волокон, прямые участки в ряде случаев и гибы – по всему периметру. Во всех исследованных случаях повреждений механические свойства стали и ее химический состав соответствовали нормативным требованиям.

Под действием циклического нагружения и рабочей среды в стенкегиба образовались куполообразные углубления. Поверхность металла между ними поражена коррозией. Иной характер повреждений на прямых участках этого трубопровода – типичные коррозионные язвы и развитые полостевидные трещины. Диаметр язв до 3 мм, их глубина до 4 мм. Некоторые язвы соединены друг с другом прерывистыми трещинами. При выполнении в 1990 г. ультразвуковой дефектоскопии металла ТПВ бракуемые дефекты были обнаружены на 24 гибках и на 28 прямых участках. К этому времени ТПВ имели наработку: по корпусу 6А – 118 238 ч, по корпусу 6Б – 115 949 ч при числе пусков 467 и 474 соответственно. Блок работал на нейтрально-кислородном водном режиме (НКВР).

Трещины усталостно-коррозионного характера глубиной до 6 мм были обнаружены на ТПВ Ладжинской ТЭС после 157 000 ч работы.

Указанные трещины ступенчатого развития носят типичный коррозионно-усталостный характер с преобладающим действием коррозионного фактора. Об этом свидетельствуют извилистость трассы, чередующиеся пережимы и пучности, округлости ответвлений в вершине трещины и продуктов коррозии в ее полости.

Чисто пластинчатый фасеточный излом с участками, содержащими гребешки отрыва и ямочный рельеф, а также специфичные участки сотового рельефа свидетельствуют о важной роли водорода в разрушении. О возможности наводороживания металла питательных трубопроводов сказано в [1]. В полости микротрещины наряду с водородом и кислородом обнаружено высокое содержание углерода, а также хлор, кремний, кальций, фосфор, калий и сера [2].

Установлена идентичность распределения в зоне коррозионного поражения металла углерода и кислорода, что отражает реальность химической связи этих элементов в одном соединении. На поверхности прилегающего к пораженному “здорового” металла такая аналогия отсутствует: содержание кислорода (в составе оксида) повышено, углерода – понижено. Обращает внимание высокая концентрация серы и кальция в зоне перехода от пораженного металла к “здоровому”, причем на поверхности последнего кальций практически отсутствует.

Дальнейшие исследования [2] подтвердили гипотезу, что источником, генерирующим водород, могли быть только коррозионные реакции.

Следует также уточнить, что в повреждении труб питательной воды сказались не фактор времени, а различия в условиях эксплуатации и, прежде всего, в качестве питательной воды. Этим же объясняются и существенные различия в характере наводороживания и окисления металла ТПВ. Среднее массовое содержание водорода в основном металле питательных труб составляет  $2,39 \cdot 10^{-4}\%$ , на внутренней поверхности –  $2,39 \cdot 10^{-4}\%$ . При наличии микротрещин содержание водорода существенно выше –  $7,37 \cdot 10^{-4}\%$ .

На основании проведенных исследований [1, 3, 4] делаются некоторые важные выводы.

1. Определяющим фактором повреждаемости металла является высокое содержание углерода. Органика в тракте при отсутствии кислорода ведет себя не столь агрессивно.

2. Диффузия в металл водорода, как самого мягкого и подвижного из всех элементов, является первичной, протекает преимущественно по границам зерен, локальные пресыщения стали водородом приводят к ослаблению межзеренных сил связи, разъединению границ и блоков мозаик.

3. Даже небольшие напряжения в указанных локальных зонах вызывают расслоение на межфазной поверхности, т.е. способствуют появлению трещин. Кроме этого, возникновение в процессе

эксплуатации второй фазы – четвертичного включения – существенно ускоряет процесс разрушения металла из-за клинового эффекта.

4. Образующиеся в процессе эксплуатации четвертичные включения ускоряют процесс развития трещин.

5. Чем больше отношение электропроводности свежего пара к электропроводности питательной воды ( $X_{п}/X_{в}$ ), тем больше органических загрязнений в тракте блока. Чем ниже показатель водорода свежего пара в сравнении с показателем водорода питательной воды, тем опаснее эти загрязнения.

6. Таким образом, механизм повреждаемости металла питательных трубопроводов свидетельствует, что на стадии исчерпания рабочего ресурса коррозионные процессы, зависящие от многих эксплуатационных факторов, могут протекать с большими скоростями и малыми временными интервалами, что не позволяет ограничиваться профилактическими мероприятиями, требующими большого времени на их реализацию, в частности:

контроль процесса развития трещин в питательных трубопроводах должен быть, безусловно, оперативным, непрерывным;

разрешающая способность метода контроля должна позволять фиксировать прирост трещин длиной более 0,2 – 0,3 мм;

методика расчета остаточного ресурса питательных трубопроводов должна учитывать удельные составляющие механизма повреждаемости труб питательной воды, базироваться на результатах оперативного контроля.

Важным фактором в данной проблеме является определение временных показателей образования и развития трещин на питательных трубопроводах, на которых еще нет дефектов, и на которых дефекты уже зафиксированы [5].

Для решения этой задачи воспользуемся формулой

$$N_1 = 4 \cdot 10^{15} (nS_{a1})^{-4,55}, \quad (1)$$

где  $N_1$  – расчетный ресурс в пусках и временем в часах от начала эксплуатации до первичного полного контроля;  $n$  – коэффициент запаса, зависящий от качества питательной воды и равный для барабанных котлов 3,47, для прямоточных 2,73;  $S_{a1}$  – амплитуда окружных напряжений в гйбе, МПа, равная

$$S_{a1} \frac{p}{2} \left\{ \frac{\beta + 1}{2(\beta - 1)} \left[ 1 + \gamma \frac{1,23\beta^2 - 2,7\beta + 0,37}{0,96 - \beta} \right] + 1 \right\}; \quad (2)$$

$$\beta = \frac{D_n}{D_n - 2S_n}; \quad (3)$$

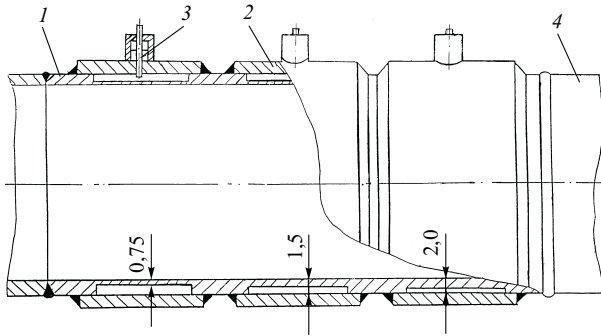


Рис. 1. Калибровочно-индикаторный пневмомеханический диагностический модуль:

1 – корпус; 2 – кожух; 3 – датчик; 4 – трубопровод

$$\gamma = \left( 1 + \eta \frac{p}{18,3 \cdot 10^4} \right)^{-1}; \quad (4)$$

$$\eta = \left[ 2,198 \left( \frac{D_n}{S_n} - 1 \right)^{-3} + 0,01145 \left( \frac{D_n}{S_n} - 1 \right)^{-3} \left( \frac{S_n}{R} \right)^2 \right]^{-1}, \quad (5)$$

где  $D_n$ ,  $S_n$  – номинальный наружный диаметр и номинальная толщина стенки трубы, мм;  $p$  – расчетное давление в трубе, МПа (определяется по паспортным данным);  $R$  – радиусгиба, мм (по чертежу);  $\beta$  – коэффициент формы;  $\gamma$  – коэффициент, зависящий от давления;  $\eta$  – коэффициент формыгиба.

Полученный в результате расчета расчетный ресурс до появления трещин сравнивается с фактической наработкой  $N_\phi$ , которая является функцией числа пусков-остановов котла [6] и которую можно уточнить по фактическим значениям эксплуатационных данных

$$N_\phi = 0,637(N_x + N_n + 0,02N_\Gamma + N_{оп} + 0,5 \sum KN_c + 3N_{оп1,25}), \quad (6)$$

где  $N_x$ ,  $N_n$ ,  $N_\Gamma$  – число пусков котла из холодного, неостывшего и горячего состояний соответственно;  $N_{оп}$ ,  $N_{оп1,25}$  – число опрессовок на рабочее и повышенное давление;  $N_c$  – число колебаний давления при работе котла с размахом  $\Delta p \geq 0,6p_r$ ;  $K$  – коэффициент приведения колебаний рабочего давления к пускам из холодного состояния, равный 0,1 при относительном снижении на 60% рабочего давления, 0,2 – на 70%, 0,36 – на 80%, 0,62 – на 90% и 1,0 – на 100%.

По результатам замеров овальности гибов труб и отклонений от формыгиба при первичном контроле можно рассчитать число пусков от начала эксплуатации до второго контроля  $N_2$ . Для каждогогиба с овальностью более 3%:  $N_2 = 7,29 \cdot 10^{12} (S_{a2})^{-4,55}$

для барабанных котлов и  $N_2 = 2,16 \cdot 10^{13} (S_{a2})^{-4,55}$  для прямоточных котлов.

Как видно из приведенных формул, базовым показателем является  $S_{a2}$  – амплитуда окружных напряжений в гйбе с учетом фактической его геометрии, в том числе, и толщины стенки, которую можно определить только в период останова энергоблока, в период капитального ремонта. Учитывая, что энергоблоки эксплуатируются за пределами расчетного и паркового ресурсов уже с искаженным (быстротечным) механизмом повреждаемости, необходимо постоянное знание изменения геометрических параметров исследуемых гибов.

В НПП “Прочность” разработаны и опробованы в натуральных условиях стендовой базы две системы непрерывного мониторинга работоспособности труб питательной воды, в основе которых лежат как показатели развития трещин, так и показатель изменения толщины стенки труб и овальность.

Первая система мониторинга трубопроводов питательной воды базируется на использовании калибровочно-индикаторного пневмомеханического диагностического модуля, позволяющего непрерывно при рабочих параметрах отслеживать как зарождение и развитие трещин до предельно допустимых значений, так и осуществлять измерение толщин стенок калибровочных вставок в различные периоды работы ТПВ.

Калибровочно-индикаторный пневмомеханический диагностический модуль (рис. 1) представляет собой трубчатую вставку, свариваемую в схему питательного трубопровода в наиболее повреждаемой и термонапряженной зоне, служащую индикатором меры истощения ресурса по показателю утонения толщины стенки труб, связанной с образованием и развитием любых дефектов до заданной глубины, утонением стенки за счет коррозии.

Модуль состоит из двух труб различного диаметра, помещаемых одна в другую таким образом, чтобы зазор между ними составлял 0,5 – 0,6 мм. На наружной поверхности внутренней трубы длиной 1 м выполняются проточки шириной 50 мм и глубиной, равной 3/4 толщины стенки трубы. Следующая проточка выполняется также шириной 50 мм, но глубиной меньше оставшейся толщины стенки на 0,5 мм. Следующая проточка делается еще меньше на 0,5 мм и так далее, до истощения оставшегося запаса. Внешняя труба (кожух) состоит из нескольких труб, соответствующих числу проточек на внутренней трубе.

Каждый участок внешней трубы устанавливается в зоне проточки и приваривается по торцам для обеспечения полной герметичности. В центре каждого участка внешней трубы сверлится отверстие диаметром 5 мм, в которое помещается трубка из легированной стали соответствующего диаметра с толщиной стенки 1,5 – 2 мм. Торец трубки

обращен вовнутрь внешней трубы по всей толщине стенки. Трубу обваривают с наружной и внутренней сторон. Ось отверстия трубки перпендикулярна образующей внутренней трубы и ориентирована по центру проточки. Аналогичным образом устанавливают и участки внешней трубы в зоне проточек внутренней трубы.

Второй торец трубки 5 мм присоединяют к манометру, рассчитанному на давление, ориентировочно равное давлению в питательном трубопроводе. Этот вариант применим в случае установки в питательной магистрали одного модуля. Если на линии питательной воды предусмотрены 5–10 контрольных вставок-модулей, тогда все выходные торцы трубок малого диаметра объединяют в один коллектор, который соединяют с контрольным щитом.

Схема работы диагностического модуля следующая.

Устанавливают необходимое число модулей на питательной магистрали. Коммуникации из трубок малого диаметра объединяют на щите управления. Подключают питательную магистраль к общей схеме котла. В процессе эксплуатации под воздействием температуры, давления, агрессивности среды и других факторов происходят изменения в металле, которые, безусловно, отражаются на внутренней трубе утонением стенки, зарождением и развитием трещин и др. Если толщина стенки внутренней трубы уменьшится на 1/4 или трещина вырастет на эту же величину, произойдет разгерметизация первой проточки, где последняя составляла 3/4 толщины стенки. Рабочее тело, т.е. нагретая вода под давлением, заполнит полость трубки малого диаметра, на что отреагирует манометр.

Манометр от соседней проточки, глубина которой меньше на 0,5 мм, сработает тогда, когда будет поражено еще 0,5 мм стенки трубы и т.д. Когда таким образом будет выбрано 50% толщины стенки трубы, необходимо ставить вопрос о проведении контроля состояния металла соседних труб или всей питательной линии. Если на других вставках-модулях процессы “утонения” стенки идут существенно медленнее, тогда контролю подвергают трубы, расположенные слева и справа от вставки-модуля.

Контрольные индикаторные проточки на внутренней трубе можно делать от 0,1 мм до половины толщины стенки трубы, т.е. когда дальнейшая эксплуатация питательного трубопровода невозможна без замены соответствующих участков.

Методикой использования диагностических модулей-вставок предусмотрена возможность нормальной работы котла до разрушения всех проточек, глубина которых не превышает 50% толщины стенки трубы. Предусмотрен также вариант полной автоматизации регистрации результатов измерений с выводом на ПЭВМ, куда вводят всю ин-

формацию, касающуюся труб питательного тракта, т.е. время их монтажа, наработка, результаты осмотра и контроля, а также программы по расчету напряжений, расчету долговечности по результатам малоциклового усталости и расчету остаточного ресурса каждой конкретной трубы.

В упрощенном варианте время до разрушения труб питательной воды с помощью указанного диагностического модуля можно определить, зная истинную толщину стенки, минимальный размер проточки, скорость подрастания трещин в ней за время  $\tau$ , а также предельно допустимые значения максимальной трещины и прогнозируемую скорость роста трещины на завершающей стадии работы трубопровода.

Согласно действующим “Нормам расчета на прочность” ОСТ 108.031.08–85 допускаемые напряжения для стали 15ГС при температуре 275°C составляют  $[\sigma] = 16,1 \text{ кгс/мм}^2$ .

Приведенные напряжения в гibaх от действия внутреннего давления с учетом овальности, утонения и радиуса кривизны определяются по формуле

$$\sigma_{\text{пр}} = \frac{P}{2} \left( D_{\text{н}} - \frac{S-c}{K_i Y_i} \right) \frac{K_i \gamma_i}{S-c}, \quad (7)$$

где  $P$  – давление среды, МПа;  $D_{\text{н}}$  – наружный диаметр трубы; мм;  $S$  – толщина стенки, мм;  $c$  – суммарная прибавка к расчетной толщине стенки трубы, мм;  $K_i$  – торовый коэффициент гiba, равный

$$K_i = \frac{(4R/D_{\text{н}}) + 1}{(4R/D_{\text{н}}) + 2}, \quad (8)$$

где  $R$  – средний радиус кривизны гiba, мм ( $R/D_{\text{н}} \approx 4$ ).

$$Y_i = 0,12(1 + \sqrt{1 + 0,4aq/\alpha}), \quad (9)$$

где

$$a = 200 \frac{D_{\text{max}} - D_{\text{min}}}{D_{\text{max}} + D_{\text{min}}}, \quad (10)$$

овальность, %;  $D_{\text{max}}$ ,  $D_{\text{min}}$  – соответственно максимальный и минимальный наружный диаметр гiba трубы, мм;  $\alpha$ ,  $q$  – коэффициенты.

$$\alpha = \frac{P}{2[\sigma] + p}; \quad q = 2\alpha \frac{R}{D_{\text{н}}} + \frac{1}{2}. \quad (11)$$

Оценка уровня дополнительных напряжений от овальности производилась в соответствии с [7].

Максимальные изгибные напряжения в гibe трубы

$$\sigma_{\text{фн}} = \frac{PRa\gamma}{200S}. \quad (12)$$

Максимальные значения тангенциальных напряжений при изменении температуры среды  $t$  со скоростью  $\omega$  составят:  
на внутренней поверхности

$$\sigma_{\text{ф0}}^+ = S^2 \omega \phi_2 \phi_M;$$

на наружной поверхности

$$\sigma_{\varphi\theta}^- = S^2 \omega \phi_1 \phi_M;$$

где  $\phi_1$  и  $\phi_2$  – коэффициенты формы (определяются геометрическим параметром  $\beta_1 = D_n/D_{вн}$ ) вычисляются по формулам

$$\phi_1 = \frac{1}{8(\beta_1 - 1)^2} \left( \beta_1^2 + 1 - \frac{4\beta_1^2 \ln \beta_1}{\beta_1^2 - 1} \right); \quad (13)$$

$$\phi_2 = \frac{1}{8(\beta_1 - 1)^2} \left( 3\beta_1^2 - 1 - \frac{4\beta_1^4 \ln \beta_1}{\beta_1^2 - 1} \right); \quad (14)$$

$\phi_M$  – коэффициент материала.

Анализ графиков пуска-останова и режимов отключения-включения ПВД показывает, что в зонах установленных повреждений на нейтральной внутренней поверхности гибов и прямых участках толстостенных труб ( $S \geq 40$  мм) имеют место два основных цикла изменения напряжений:

1. Цикл пуска-останова с изменением суммарных напряжений, определяемых в основном нагрузкой от внутреннего давления  $P$ , которое изменяется от 0,1 до 38 МПа, цикл, пульсирующий с коэффициентом асимметрии цикла  $R_1 = 0$ .

2. Цикл включения (отключения) ПВД, в котором при постоянных тангенциальных напряжениях от действия внутреннего давления происходит пульсация термонапряжения ( $\sigma_{\varphi\theta}$ ), определяемая скоростью изменения температуры среды  $\omega$ . Максимальные скорости составляют  $+7^\circ\text{C}/\text{мин}$ . Общее число циклов не превышает 30 – 40 в год.

Для цикла характерна высокая степень асимметрии

$$R_1 = \sigma_{\varphi\Sigma}^{\min} / \sigma_{\varphi\Sigma} = 0,65 \div 0,96, \quad (15)$$

где  $\sigma_{\varphi\Sigma}^{\min}$  – суммарное минимальное температурное напряжение цикла;  $\sigma_{\varphi\Sigma}$  – суммарное температурное напряжение цикла.

Анализ результатов расчетов показывает, что пульсации температурных напряжений при скоростях изменений температуры среды при включении (отключении) ПВД  $\omega = 7^\circ\text{C}/\text{мин}$  не превышают 30% напряжений от давления и формально не требуют учета [6].

Оценку малоциклового усталости выполним только для цикла пуск-останов. Например, примем допустимое число циклов нагружений  $[N]$  с коэффициентами запаса по напряжениям  $n_\sigma = 2$  и по числу циклов  $n_N = 10$ , тогда [5, 6]

$$[N] = \frac{1}{4} \left\{ \frac{E^\theta \lg \frac{100}{100 - \psi^\theta}}{\sigma_a n_\sigma - \frac{\sigma_{-1}^\theta}{1 + 0,4 \frac{1 + R_1}{1 - R_1}}} \right\}^{1/m}; \quad (16)$$

$$[N] = \frac{1}{4n_N} \left\{ \frac{E^\theta \lg \frac{100}{100 - \psi^\theta}}{\sigma_a - \frac{\sigma_{-1}^\theta}{1 + 0,4 \frac{1 + R_1}{1 - R_1}}} \right\}^{1/m}; \quad (17)$$

где  $E^\theta$  – модуль Юнга при  $0^\circ\text{C}$ , МПа;  $\psi$  – относительное сужение, %;  $\sigma_{-1}^\theta = 0,4\sigma_B^\theta$  – предел усталости, МПа;  $\sigma_B^\theta$  – предел прочности, МПа;  $\sigma_a$  – расчетная амплитуда напряжений, МПа;  $m = 0,5$  – показатель степени.

Амплитуда напряжений принимается равной  $1/2n_\sigma$  на внутренней поверхности нейтральной зоны гибов (область повреждений).  $E^\theta$ ,  $\sigma_B^\theta$ ,  $\psi^\theta$  принимаются по нижней границе свойств стали 15ГС при температуре  $t = 275^\circ\text{C}$ :  $E^\theta = 1,86 \cdot 10^5$  МПа;  $\sigma_B^\theta = 441$  МПа;  $\psi^\theta = 40\%$ .

Отмечаем, что дополнительный запас на коррозионное воздействие по числу циклов можно принять равным  $n_{N_k} \approx 1,5$ .

Фактическая оценка степени влияния числа циклов на распространение трещин и полученная расчетным путем совпадают на 80 – 87%. Расхождение, очевидно, связано с дополнительным влиянием циклических температурных воздействий, возникающих при отключении ПВД и не учитываемых при расчетах.

При невозможности или нецелесообразности использовать описанный метод можно в определенных зонах питательного тракта установить локальный калибровочно-индикаторный модуль, конструкция которого показана на рис. 2.

Модуль устанавливается непосредственно на трубы питательного тракта в зоне наибольшей повреждаемости. Предварительно на трубе в зоне установки модуля сверлится отверстие (или делается выборка) несколько большего диаметра, чем диаметр пневмодатчика. Отверстие в трубе сверлится на глубину предельно допустимого дефекта, который может развиваться с внутренней стороны трубы за время  $\tau$ . После того как трещина или утонение стенки достигает этого значения, происходит срабатывание пневмодатчика, показания которого зафиксирует манометр.

В ряде случаев целесообразно использовать и ультразвуковую высокотемпературную систему диагностики труб питательной воды. Особенно это касается малодоступных зон или зон, где развитие дефектов не носит стереотипного характера и необходимо установить несколько следящих систем для более достоверных результатов по всему сечению исследуемого металла.

Основными технологическими требованиями к монтажу и эксплуатации ультразвуковой следящей

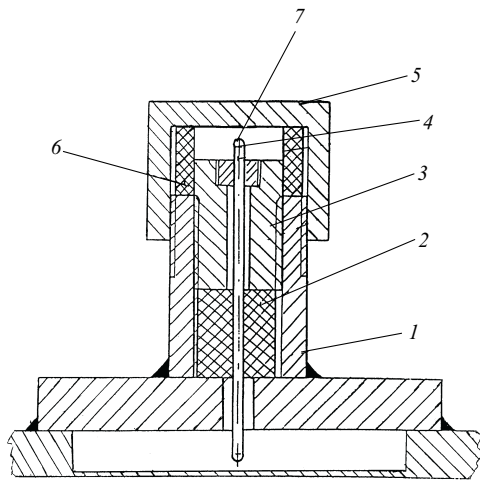


Рис. 2. Локальный калибровочно-индикаторный модуль:

1 – корпус; 2 – кольцо уплотнительное; 3 – втулка упорная резьбовая; 4 – пневмодатчик; 5 – кожух уплотнительный; 6 – кольцо уплотнительное; 7 – к манометру

системы являются требования по надежному и качественному монтажу высокотемпературных ультразвуковых преобразователей (ВУП) как первичных датчиков и снятие их рабочих характеристик во всем диапазоне действующих температур, необходимых для дальнейшей корректировки текущих изменений.

До пуска энергоблока в работу необходимо провести измерения расстояния между установленными преобразователями, а также уточнить толщины металла в зоне контроля, провести регистрацию временных интервалов между получаемыми ультразвуковыми сигналами, прошедшими в металле между преобразователями, а также отраженных от внутренних поверхностей оборудования и от дефектов металла.

Для предотвращения ошибок при оценке реверберационно-шумовых сигналов преобразователей и сигналов, отраженных от структурных неоднородностей металла, и непринятия их за основные (полезные), необходимо для каждого канала контроля (каждой комбинации ВУП) определить ожидаемый временной интервал до приема полезного ультразвукового сигнала. Ориентировочно ожидаемый интервал времени до получения донного (опорного) сигнала  $T_{дон}$  преобразователем прямого типа определяется исходя из толщины металла в зоне контроля и скорости распространения в ней ультразвуковых волн используемого типа

$$T_{дон} = 2 \left( \frac{S}{C_{пр}} + T_{ак} \right), \quad (18)$$

где  $S$  – толщина металла в зоне контроля, мм;  $C_{пр}$  – скорость распространения ультразвуковых волн продольного типа в данном металле, м/с;  $T_{ак}$  – время акустической задержки преобразователя (паспортный параметр ВУП), мкс.

Для трубопровода размером 325/245 мм получаем

$$T_{дон} = 2 \left( \frac{0,04}{5900} + 2 \cdot 10^{-6} \right) = 17,56 \text{ мкс.}$$

Время прихода сигнала, отраженного от дефекта  $T_{деф}$  в начальной стадии его развития на внутренней поверхности трубопровода, для преобразователя наклонного типа можно определить из выражения

$$T_{деф} = 2 \frac{S}{C_{п} \cos \gamma_2} + T_{ак}, \quad (19)$$

где  $C_{п}$  – скорость распространения ультразвуковых поперечных (сдвиговых) волн в данном металле;  $\gamma_2$  – угол наклона (ввода) ультразвукового преобразователя.

Для трубопровода размером 325/245 мм получаем

$$T_{деф} = 2 \left( \frac{0,04}{3260 \cos 40^\circ} + 2 \cdot 10^{-6} \right) = 36 \text{ мкс.}$$

В случае контроля с совместным использованием преобразователей прямого и наклонного типов рис. 3 по времени получения донного (опорного) сигнала прямым преобразователем можно определить временные интервалы до приема сигнала  $T_{п}$ , излученного наклонным преобразователем и отраженным от внутренней поверхности стенки трубопровода или от дефекта,

$$T_{п} = \frac{T_{дон} - 2T_{ак}^{п}}{0,55 \cos \gamma_1} + T_{ак}^{п} + T_{ак}^{н}, \quad (20)$$

где  $T_{ак}^{п}$ ,  $T_{ак}^{н}$  – время акустической задержки преобразователей прямого и наклонного типа соответственно, мкс.

Подставив в эту формулу расчетные и выбранные ранее значения, получим для трубопровода 325/245 мм

$$T_{п} = \frac{17,56 - 2 \cdot 2}{0,55 \cos 40^\circ} + 2 + 2 = 36,89 \text{ мкс.}$$

Интервалы времени, амплитуда, длительность и форма ультразвуковых сигналов, полученные в процессе поочередного опроса преобразователей при температуре 20°C, будут использоваться при обработке и анализе результатов измерений при рабочих температурах.

Расчетное время прихода сигнала от дефекта при рабочих температурах трубопровода определяется путем перемножения расчетных значений для охлажденного до 20°C трубопровода на соответствующий коэффициент, равный 1,05 для преобразователей, работающих на продольных ультразвуковых волнах, и 1,08 – для преобразователей, работающих на сдвиговых ультразвуковых волнах.

Рекомендуемая периодичность проведения текущих измерений – через 2 – 3 тыс. ч работы.

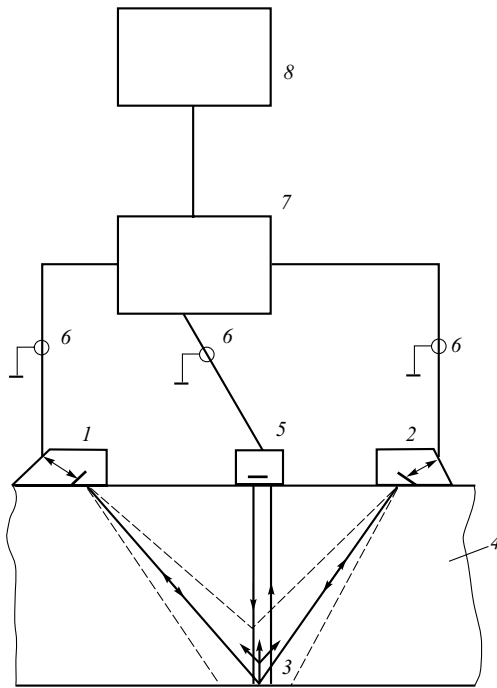


Рис. 3. Блок-схема устройства контроля металла:

1, 2 – преобразователь наклонного типа; 3 – наблюдаемый дефект металла; 4 – стенка трубопровода; 5 – преобразователь прямого типа; 6 – высокотемпературный радиокабель; 7 – коммутатор; 8 – дефектоскоп

Рабочие частоты выбраны в пределах 1,25 – 2,5 МГц. Тип ультразвуковых волн – продольные и поперечные (сдвиговые).

Как показали исследования, заметную роль в развитии и распространении дефектов в трубах питательной воды играют суммарные напряжения, вызываемые различными эксплуатационными и конструктивными факторами, которые могут быть определены ультразвуковыми методами в рамках решаемых задач.

В основе всех способов лежит зависимость скорости ультразвуковых волн различных типов (продольных, поперечных, поверхностных и др.) от величины, знака и направления действующих в металле напряжений.

В общем виде линеализированное уравнение теории упругости для одноосных напряжений можно записать

$$\frac{C - C_0}{C_0} = \beta \sigma, \quad (21)$$

где  $C_0$  и  $C$  – скорости ультразвука в ненагруженном и нагруженном состоянии соответственно;  $\sigma$  – действующее одноосное напряжение, в том числе и остаточное;  $\beta$  – акустоупругий коэффициент одноосных напряжений, зависящий от упругих постоянных второго и третьего порядков.

Формулы для расчета  $\beta$  можно найти в [8]. Однако, так как надежные данные по величине упругих модулей третьего порядка отсутствуют, а опре-

деление их достаточно сложно, то обычно коэффициент  $\beta$  определяют для данного материала по измерениям скорости ультразвука на эталонных образцах из этого материала, подвергнутых действию соответствующих усилий.

Зная  $\beta$  и измерив относительное изменение скорости ультразвука  $(C - C_0)/C_0$  в данном изделии, можно определить действующее напряжение по формуле

$$\sigma = \frac{1}{\beta} \frac{C - C_0}{C_0}.$$

Для определения напряжений в металле энергооборудования удобно использовать поверхностные волны, которые позволяют проводить измерения только на одной поверхности тела, избежать влияния объемных дефектов и неоднородностей массивного тела, измерять напряжения в приповерхностных слоях материала.

С целью определения акустического коэффициента для стали 15ГС была проведена серия экспериментов по измерению изменения скорости поверхностных ультразвуковых волн, возбужденных в образцах, в зависимости от действующего напряжения.

Образцы изготовлялись из стали 15ГС. Сечение образца 25 × 25 мм, длина 300 мм. На машине Р-20 образцы подвергались растяжению с усилием до 10<sup>4</sup> кгс. Растягивающее усилие прикладывалось ступенчато с выдержкой после каждого нагружения 5 мин для выравнивания температур (изотермическое нагружение). После выдержки измерялись деформация образца и скорость ультразвука.

Поверхностные ультразвуковые волны возбуждались в образце с помощью призматических искателей, подключенных к дефектоскопу УД-10УА. Время прохождения сигнала по образцу намерялось с помощью осциллографа С-150. Направление распространения ультразвуковых волн совпадало с направлением действующего напряжения. Акустическая база искателей составляла 199,5 мм, акустическая задержка 25,6 мкс. Аппаратура обеспечивала относительную точность измерения скорости ультразвука 10<sup>-4</sup> м/с.

Результаты эксперимента, усредненные по 10 измерениям, представлены далее.

| $\sigma$ , МПа | $\Delta C/C_0$ , % | $\delta (\Delta C/C_0)$ |
|----------------|--------------------|-------------------------|
| 48             | 0,05               | ± 0,01                  |
| 64             | 0,09               | ± 0,04                  |
| 80             | 0,15               | ± 0,01                  |
| 96             | 0,16               | ± 0,03                  |
| 112            | 0,23               | ± 0,04                  |
| 123            | 0,26               | ± 0,02                  |
| 144            | 0,33               | ± 0,03                  |
| 160            | 0,36               | ± 0,04                  |



Зависимость  $\Delta C/C_0$  от  $\sigma$  показана на рис. 4. Акустический коэффициент можно найти по формуле

$$\beta = \frac{C - C_0}{C_0 \sigma}.$$

Тогда по данным измерений, приведенным ранее, вычисляем  $\beta$ .

После усреднения получим для стали 15ГС

$$\beta = (1,8 \pm 0,4) \cdot 10^{-5} \text{ МПа}^{-1}.$$

Кроме полученной информации о напряженности труб питательной воды, необходимо уточнить изменение упругих модулей, в частности, коэффициента Пуассона, который характеризует деформационную способность исследуемой детали.

Как видно из теории распространения упругих волн в твердых телах, модуль упругости  $E$  данного материала можно найти, измерив скорость распространения  $C_{\text{п}}$  в этом материале поперечной ультразвуковой волны

$$E = 2\rho(1 + \nu)C_{\text{п}}^2, \quad (22)$$

где  $\rho$  – плотность материала;  $\nu$  – коэффициент Пуассона.

Коэффициент Пуассона  $\nu$ , а также постоянные Ляме  $\lambda$  и  $\mu$  также определяют по измерениям скорости поперечных  $C_{\text{п}}$  и продольных  $C_{\text{пр}}$  ультразвуковых волн по формулам

$$\mu = \rho C_{\text{п}}^2; \quad (23)$$

$$\nu = \frac{C_{\text{пр}}^2 - 2C_{\text{п}}^2}{2(C_{\text{пр}}^2 - C_{\text{п}}^2)}; \quad (24)$$

$$\lambda = \frac{2\nu\mu}{1 - 2\nu}; \quad (25)$$

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}; \quad (26)$$

$$E = 2(1 + \nu)\mu. \quad (27)$$

Для определения коэффициента Пуассона можно также произвести измерение скорости поверхностной волны  $C_R$  и поперечной  $C_{\text{п}}$ .

$$\text{Если } C_R = \frac{0,87 + 1,12\nu}{1 + \nu} C_{\text{п}}, \quad (28)$$

$$\text{то } \nu = \frac{C_R - 0,87C_{\text{п}}}{1,12C_{\text{п}} - C_R}. \quad (29)$$

В работе приведены также формулы для определения упругих постоянных третьего порядка, которые вычисляются по измеренным значениям скоростей продольных  $C_{\text{пр}}^0$  и поперечных  $C_{\text{п}}^0$  ультразвуковых волн в ненагруженном теле и в теле под действием одноосного напряжения  $\sigma$  (скорости  $C_{\text{п}}$  и  $C_{\text{пр}}$ ).

Таким образом, проведя измерения скоростей продольных  $C_{\text{пр}}$ , поперечных  $C_{\text{п}}$  и поверхностных  $C_R$  ультразвуковых волн, можно по формулам (22),

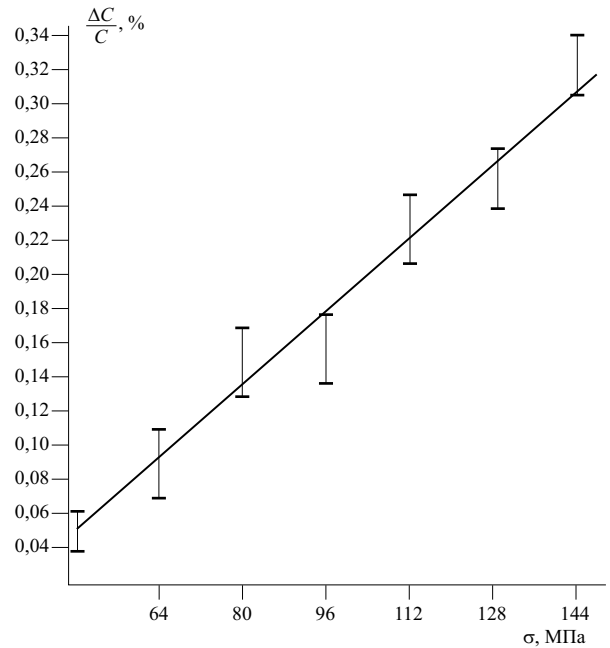


Рис. 4. Зависимость относительного изменения скорости ультразвука от напряжения

(29) вычислить значения упругих модулей данного материала при любой заданной температуре (до 600°C), в том числе и в процессе эксплуатации.

### Выводы

1. В последние годы одним из факторов, снижающих надежность и безопасность работы энергооборудования, различных регионов России и стран СНГ являются многочисленные повреждения внутренней поверхности питательных трубопроводов, обработавших 130 – 180 тыс. ч.

2. Повреждения питательных трубопроводов, как правило, носят коррозионно-усталостный характер. Их образование и развитие в большинстве своем зависят как от качества питательной воды, так и от условий работы энергооборудования.

3. При обнаружении коррозионных повреждений на трубах питательной воды в период проведения капитального ремонта энергоблока согласно директивным документам необходимо определить расчетным путем предельно допустимую глубину трещин по результатам замера толщины стенки, овальности гибов и протяженности дефектов.

4. Многочисленные исследования показали, что временной показатель коррозионного растрескивания питательных трубопроводов может колебаться в пределах 3 – 20 тыс. ч и более в зависимости от конкретного механизма повреждаемости, присущего той или другой электрической станции, энергоблоку и др.

5. Учитывая возможность быстротечного механизма повреждаемости питательных трубопроводов, необходимо обеспечить оперативный контроль параметров, указанных в п. 3.

6. В период вялотекущих процессов образования и развития дефектов на внутренней поверхности питательных трубопроводов можно использовать базовые средства контроля и диагностики указанных трубопроводов (в период капитальных ремонтов).

7. Для оперативного контроля и диагностики питательных трубопроводов целесообразно использовать калибровочно-индикаторный пневмомеханический диагностический модуль, положительно отличающийся от всех других средств технической диагностики.

8. Сравнительные расчеты остаточного ресурса питательных трубопроводов показали, что точность и воспроизводимость результатов при диагностике остаточного ресурса ТПВ с помощью калибровочно-индикаторного пневмомеханического модуля составляют соответственно 92 и 90%. Точность и воспроизводимость высокотемпературной ультразвуковой аппаратуры составляют 72 и 63% соответственно.

#### Список литературы

1. Вайнман А. В. О водородном охрупчивании металла пароводяного тракта ТЭС. – В сб.: 8 Международная конференция по механике разрушенных материалов МКР-8, ч. 1. Киев, 1993.
2. Балаховская М. Б., Давлятова Л. Н. О работоспособности питательных трубопроводов из стали 15ГС. – Теплоэнергетика, 1981, № 10.
3. Горбатов В. П. Коррозионный курс металла. – Теплоэнергетика, 1993, № 7.
4. Смиян О. Д. Распределение водорода в зоне деформационных трещин – Журнал физической химии, 1980, № 11.
5. П-34-70-005-85. Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14 МПа. М., 1985.
6. О возможности оценки ресурса гибов по ОСТ 108.031.08-85, ОСТ 108.031.10-85. – Тр. ЦКТИ, 1994.
7. РТМ 108.031.112-80. Метод оценки долговечности колен и трубопроводов.
8. Непрерывный ультразвуковой автоматизированный контроль и диагностика работающего тепломеханического оборудования / Канцедалов В. Г., Берлявский Г. П., Злепко В. Ф., Гусев В. В. – Электрические станции, 1995, № 7.

## Влияние специфических свойств влажного пара на эксплуатационную надежность турбин

Орлик В. Г., канд. техн. наук, Аверкина Н. В., инж., Вайнштейн Л. Л., канд. техн. наук, Качуринер Ю. Я., инж.

НПО ЦКТИ – Научно-исследовательский конструкторско-теплотехнический институт турбокомпрессоростроения

В работах по повышению эксплуатационной надежности паровых турбин преобладают исследования высокотемпературных элементов, работающих в условиях ползучести и малоциклового усталости, при больших статических перепадах температуры пара и ее динамических колебаниях. Указанные условия приводят к отказам деталей турбин из-за высоких температурных напряжений и деформаций, повышения вибрации роторов и др. В то же время отечественные и зарубежные статистические данные [1, 2] свидетельствуют о не менее частых отказах по аналогичным причинам и в низкотемпературных влажнопаровых цилиндрах [3 – 5].

В настоящей статье рассматриваются некоторые особенности рабочего процесса турбины в области влажного пара и в зоне фазового перехода с целью выяснения первопричин отказов.

Прежде всего обращают на себя внимание два существенных различия в поведении влажного и перегретого пара.

Первое различие в поведении влажного и перегретого пара в области умеренных и низких давлений проявляется при часто встречающемся в турбинах процессе дросселирования. Из *i-s* диаграммы, показанной на рис. 1, видно, что при дросселировании в одном и том же интервале давлений

снижение температуры влажного пара  $\delta t_{\text{вп}}$  оказывается в несколько раз больше, чем у перегретого –  $\delta t_{\text{пг}}$ .

$$\delta t_{\text{вп}} > \delta t_{\text{пг}}$$

Сказанное подтверждается примерами таблицы, где представлены снижения температуры при дросселировании влажного и перегретого пара в характерных элементах конструкции турбины: в поршневых кольцах подводящих патрубков, по ширине фланца горизонтального разъема ЦВД, а также по внутренним отсекам концевых уплотнений (КУ).

Другое различие (также для области умеренных и низких давлений) вытекает из того обстоятельства, что у влажного пара каждому значению давления  $p_i$  соответствует только одно значение температуры – температура насыщения ( $t_{\text{вп}} = t_{\text{нас}}$ ), тогда как у перегретого пара температура может принимать любое значение выше температуры насыщения при данном давлении ( $t_{\text{пг}} > t_{\text{нас}}$ ).

При омывании стенки с обеих сторон перегретым паром с температурами  $t_1$  и  $t_2$  теплообмен между ними [6] возможен лишь при наличии некоторого перепада температур  $\Delta t_{\text{гп}} > 0$  в прилегающем к поверхности слое (рис. 2, а). Перепад тем-

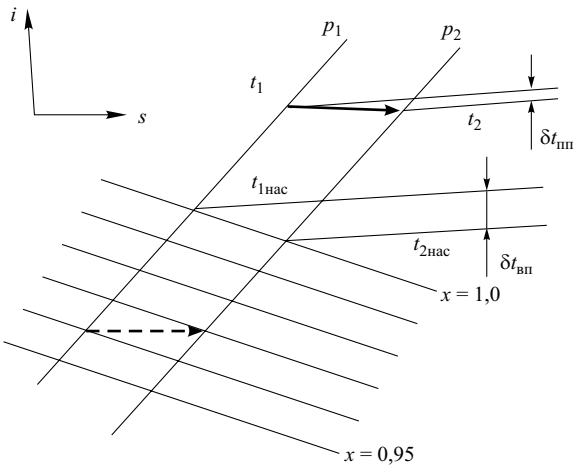


Рис. 1. Процессы дросселирования в области перегретого (→) и влажного (→) пара в интервале давлений  $p_1 - p_2$

ператур  $(\Delta t_{ст})^{мн}$  по толщине стенки, омываемой перегретым паром, с учетом перепадов в слоях, прилегающих к ее поверхностям ( $\Delta t_{1нс} > 0$  и  $\Delta t_{2нс} > 0$ ), будет равен

$$(\Delta t_{ст})^{мн} = (t_1 - \Delta t_{1нс}) - (t_2 + \Delta t_{2нс}) = t_1 - t_2 - \Delta t_{1нс} - \Delta t_{2нс} = \Delta t_{1-2} - (\Delta t_{1нс} + \Delta t_{2нс}). \quad (1)$$

Для влажного пара  $\Delta t_{1-2} \approx t_{1нас} - t_{2нас}$ . При попадании влажного пара на какую-либо поверхность с температурой ниже  $t_{1нас}$  начинается его конденсация с выделением скрытой теплоты и температура поверхности быстро приближается к  $t_{1нас}$ . При попадании на поверхность с температурой горячее  $t_{2нас}$  происходит ее орошение содержащимися во влажном паре каплями, которые, испаряясь, забирают от нее скрытую теплоту, пока температура поверхности практически не сравняется с температурой насыщения  $t_{2нас}$ . Участие скрытой теплоты парообразования обуславливает на порядок более высокую интенсивность теплообмена потока влажного пара со стенкой по сравнению с перегретым [7] и практическое отсутствие перепада температур в прилегающем слое.

Если пренебречь перепадом температур в прилегающем слое ( $\Delta t_{инс} \rightarrow 0$ ), граничные условия первого рода, (см. рис. 2, б), то очевидно, что и перепад температур по толщине стенки, омываемой влажным паром, также (согласно указанным гра-

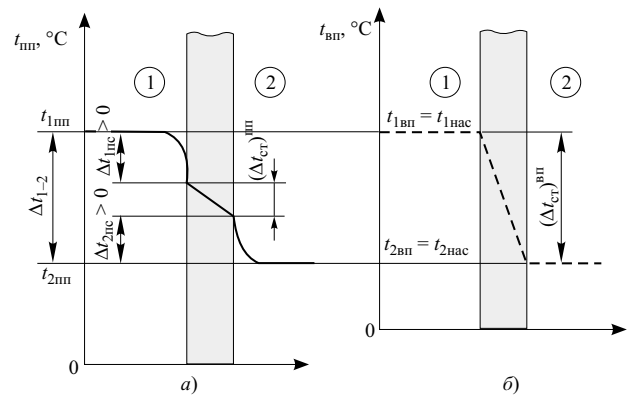


Рис. 2. Различие в характере изменения температуры при теплопередаче через стенку, разделяющую области 1 и 2, заполненные перегретым (—) (а) и влажным (---) (б) паром

ничным условиям) равен разности соответствующих температур насыщения

$$(\Delta t_{ст})^{вп} \approx t_{1нас} - t_{2нас} \approx \Delta t_{1-2}. \quad (2)$$

Сопоставляя выражения (1) и (2), имеем

$$(\Delta t_{ст})^{вп} > (\Delta t_{ст})^{мн}. \quad (3)$$

Полученный качественный вывод в конкретных случаях находит количественное подтверждение. Расчет теплопередачи для металлической стенки, с двух сторон (полости 1 и 2) омываемой паром с разницей температур  $\Delta t_{1-2} = 50^\circ\text{C}$  и скоростями обтекания  $C_1 = C_2 = 100$  м/с, сделан для двух вариантов: для влажного пара и для перегретого. При омывании влажным паром его температуры (насыщения) для полостей 1 и 2 принимались равными  $150$  и  $100^\circ\text{C}$ , чему соответствуют давления  $4,85$  и  $1,0$  кгс/см<sup>2</sup>. Коэффициенты теплоотдачи, оцененные согласно [6], составляют примерно  $10\,000$  и  $8000$  ккал/(м<sup>2</sup> · ч · °C). Расчетная разница температур пар – стенка ( $\Delta t_{инс}$ ) в этом случае для полостей 1 и 2, как и предполагалось, невелика и составляет соответственно  $3$  и  $4^\circ\text{C}$ . Перепад температур с поправками  $\Delta t_{инс}$  следует рассчитывать по формуле (1) и для влажного пара

$$(\Delta t_{ст})^{вп} = (t_{1нас} - \Delta t_{1нс}) - (t_{2нас} + \Delta t_{2нс}) = (150 - 3) - (100 + 4) = 43^\circ\text{C}.$$

**Изменение температуры при дросселировании влажного и перегретого пара в одинаковых интервалах давлений**

| Участок дросселирования   | Давление, кгс/см <sup>2</sup> |       | Температура, °C |            |                 |                |       |                  |
|---------------------------|-------------------------------|-------|-----------------|------------|-----------------|----------------|-------|------------------|
|                           | $p_1$                         | $p_2$ | Влажный пар     |            |                 | Перегретый пар |       |                  |
|                           |                               |       | $t_{1нас}$      | $t_{2нас}$ | $\delta t_{вп}$ | $t_1$          | $t_2$ | $\delta t_{инс}$ |
| Паровпуск внутреннего ЦВД | 60,0                          | 24,3  | 275             | 221        | 54              | 470            | 450   | 20               |
| Фланец наружного ЦВД      | 24,3                          | 1,0   | 221             | 100        | 121             | 400            | 382   | 18               |
| Отсек КУ ЦВД              | 5,8                           | 1,3   | 157             | 107        | 50              | 220            | 210   | 10               |
| Отсек КУ ЦНД              | 1,0                           | 0,035 | 100             | 27         | 73              | 100            | 95    | 5                |

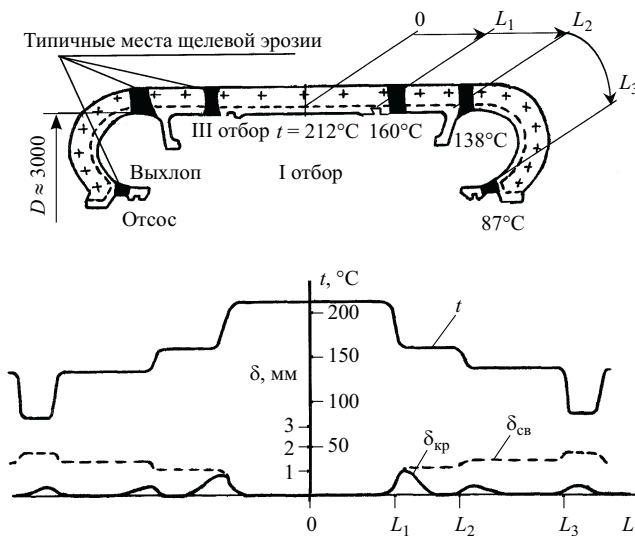


Рис. 3. Расчетное распределение температур  $t$  по камерам и стенке и зазоров  $\delta$  в горизонтальном разрезе влажнопарового двухпоточного ЦВД при номинальном режиме:

$\delta_{св}$  – фиктивный зазор при воображаемом свободном наложении крышки цилиндра на нижнюю половину;  $\delta_{кр}$  – фактический зазор при затянутом крепеже

При омывании перегретым паром принимались температуры пара  $t_1 = 250^\circ\text{C}$ ,  $t_2 = 200^\circ\text{C}$ , давления такие же, как для влажного пара, т.е. 4,85 и 1,0 кгс/см<sup>2</sup> соответственно. Для этих условий коэффициенты теплоотдачи составляют 476 и 160 ккал/(м<sup>2</sup> · ч · °C). Полученные расчетные разницы температур  $\Delta t_{инс}$  (пар – стенка) составляют 11 и 32°C соответственно для полостей 1 и 2. Перепад температур по стенке при омывании перегретым паром согласно формуле (1)

$$(\Delta t_{ст})^{III} = (t_1 - \Delta t_{1нс}) - (t_2 + \Delta t_{2нс}) = (250 - 11) - (200 + 32) = 7^\circ\text{C}.$$

Таким образом, расчет подтверждает, что перепад температур по стенке, омываемой с обеих сторон влажным паром, в несколько раз (в данном случае в 6 раз) больше, чем при омывании перегретым паром. Это создает для элементов влажнопаровых цилиндров условия с более высокими температурными деформациями и напряжениями и с более высокими потоками тепла через стенку по сравнению с элементами цилиндров перегрето-го пара.

На практике обе рассмотренные особенности влажного пара накладываются друг на друга. Это еще более увеличивает упомянутые температурные перепады, деформации, напряжения и тепловые потоки в деталях.

Например, перепады температур по толщине работающих во влажнопаровой среде диафрагм последней (пятой) и предпоследней (четвертой) ступеней типичного ЦВД мощной турбины составили 36 и 24°C соответственно. Расчеты темпера-

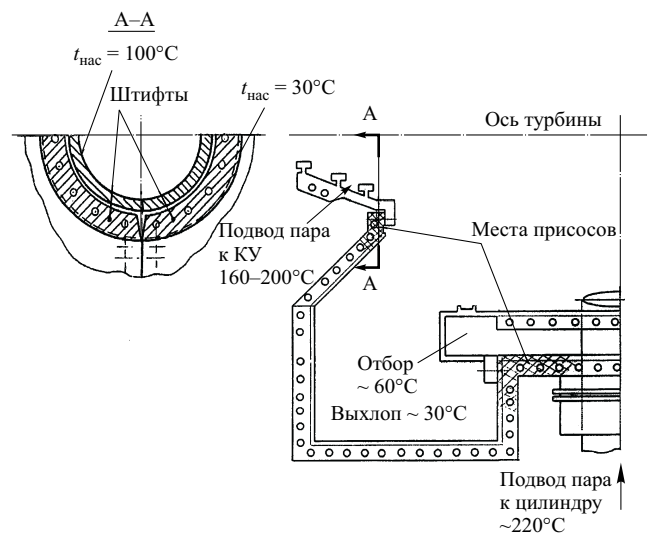


Рис. 4. Расположение мест присоса через горизонтальный разрез ЦВД

турных деформаций при данном распределении температур и при условии плоского опирания по ободу показали, что диафрагмы практически сохраняют круглую форму расточки и обода и плоскую форму горизонтального разреза. Однако наличие перепада температур по толщине вызывает прогиб диафрагм против хода пара. Максимальный прогиб располагается на середине полудуги расточки и достигает 1,44 – 2,97 мм для диафрагм четвертой и пятой ступеней соответственно. У разреза и у корня направляющих лопаток прогибы несколько меньше. Полученные значения и направление температурного прогиба объясняют имевшие место в эксплуатации случаи осевых задеваний диафрагм о диски предшествующих ступеней в обратных потоках ЦВД [5].

Одним из следствий рассмотренного перепада температур по толщине диафрагм и стенок камер ступеней ЦВД является интенсивная конденсация пара на их входных сторонах. Образующаяся при этом “внепроцессная” влага ранее не принималась во внимание, хотя капли ее имеют большие диаметры и представляют эрозионную опасность для рабочих лопаток. Количество этой влаги может превышать количество эрозионно опасной влаги, выделяющейся и оседающей в направляющих каналах в процессе расширения влажного пара в ступенях [8, 9].

Другой иллюстрацией специфических особенностей влажного пара является рис. 3, где показано расчетное распределение температуры по длине стенки типового ЦВД влажнопаровой турбины АЭС, соответствующие этому распределению деформации горизонтального разреза, а также зоны его размыва вследствие щелевой эрозии. Как видно из рис. 3, температура стенки цилиндра в пределах каждой его камеры примерно постоянна и близка к температуре насыщения при давлении со-

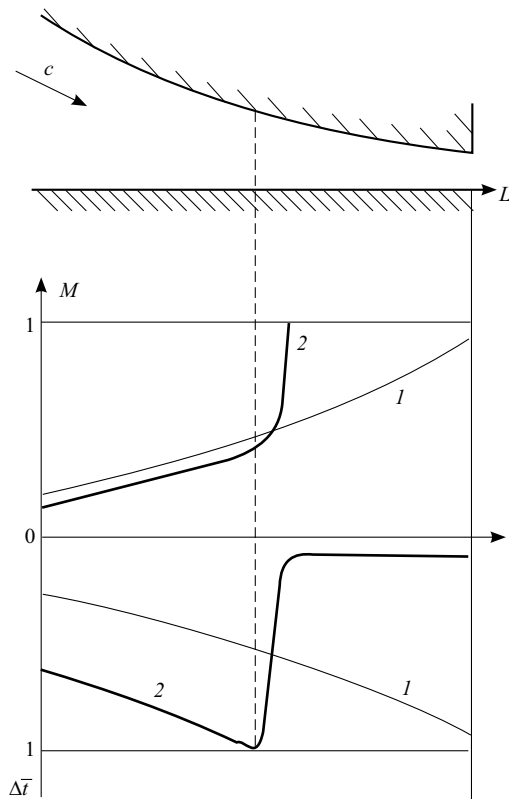


Рис. 5. Возникновение режима конденсационной нестационарности при околосвуковых скоростях переохлажденного пара в сужающемся канале

ответствующего отбора. Резкое изменение температуры стенки от одного уровня к другому происходит вблизи расположения перегородок между камерами. В цилиндрах перегретого пара распределение температуры вдоль стенки имеет значительно более плавный характер [10]. Влияние такого ступенчатого характера изменения температуры на плотность горизонтального разъема можно выяснить, исходя из следующих рассуждений. Если представить, что упомянутое распределение температур имеет место при свободном наложении (индексы “СВ”) верхней половины цилиндра на нижнюю, то средние, наиболее нагретые части горизонтального разъема в пределах камеры первого отбора ( $0 < L < L_1$ ), имеющие температуру  $t_1 = 212^\circ\text{C}$ , оказались бы лежащими друг на друге без зазора ( $\delta_{\text{св}} = 0$ ). Менее нагретые участки разъема в пределах камеры третьего отбора, имеющие температуру  $t_3 = 160^\circ\text{C}$ , разошлись бы на

$$\delta_{\text{св}} \Big|_{L_1}^{L_2} \approx \frac{D}{2} \alpha (t_1 - t_2) = \frac{300}{2} \cdot 12 \cdot 10^{-6} (212 - 160) = 1,1 \text{ мм},$$

где  $\alpha = 12 \cdot 10^{-6} \text{град}^{-1}$  – коэффициент температурного расширения стали, а остальные обозначения на рис. 3.

Аналогично выполнена оценка фиктивного раскрытия разъема на соседних участках

$$\delta_{\text{св}} \Big|_{L_2}^{L_3} = 1,5 \text{ мм};$$

$$\delta_{\text{св}} \Big|_{L_3}^{L_4} = 1,8 \text{ мм}.$$

Однако под воздействием крепежа разъем остается плотным на большей части своей протяженности, но в непосредственной близости от перегородок, где температура стенки резко меняется, даже при затянутом крепеже остаются щели с зазором  $\delta_{\text{кр}}$ . Об этом и свидетельствуют упомянутые эрозионные размывы металла.

В связи с изложенным необходимо обратить внимание на особенность протекания влажного пара через щели [11], способствующую развитию эрозии. При подходе к щели пар ускоряется, а капли влаги несколько отстают (скольжение фаз). В результате этого локальная влажность по мере приближения к щели возрастает по сравнению со средней влажностью в камере и со среднерасходной влажностью в щели. Это приводит к образованию водяных пробок, периодически загромождающих сечение щели (снарядное течение). В такие моменты скорость жидкой фазы резко возрастает, создаются условия для кавитации и разрушения оксидной пленки и самого металла. И хотя в настоящее время эрозионные размывы разъемов устранены наплавкой и плакированием нержавеющей сталью, протечки в местах неплотностей (см. рис. 3) остаются, что особенно опасно для одноконтурных АЭС. Это тем более важно, что в жидкой фазе сконцентрированы основные носители радиоактивности – соли и другие примеси [12].

Аналогичные температурные деформации с раскрытием горизонтального разъема имеют место и в ЦНД конденсационных турбин с влажным паром на выходе и в отборах. Неплотности горизонтального разъема ЦНД вызывают существенную часть присосов воздуха в вакуумную систему. Указанные неплотности располагаются (как и ЦВД влажнопаровых турбин АЭС) вблизи мест с резким изменением температуры стенки вдоль фланца. В ЦНД такими местами являются (рис. 4) стыки холодных выхлопных частей (омываемых влажным паром с температурой примерно  $30^\circ\text{C}$ ) с горячими элементами – средней частью цилиндра и каминами концевых уплотнений (КУ). Разность температур между соседними элементами может достичь  $130 - 200^\circ\text{C}$ . Это оказывается достаточным для преодоления сопротивления крепежа на близлежащих участках горизонтального разъема. А высокий уровень температур делает нестойкими применяемые герметики. На большое значение температурных усилий, раскрывающих горизонтальный разъем, указывает наблюдаемая при ревизиях коленчатость штифтов вертикального стыка отъемных каминов КУ.

Взаимное влияние упомянутых горячих и холодных частей ЦНД так велико, что в камере подачи КУ под влиянием теплоотвода от камина к выхлопу при работе турбины конденсируется большое количество влаги, вызывающей эрозию выходных кромок рабочих лопаток последней ступени и балансировочных грузов ее диска: только из дренажного отверстия камина в сторону рабочего колеса поступило около 5 л влаги в час [13].

Упомянутая жесткая связь между давлением и температурой влажного пара позволяет дать объяснение известному феномену повышения вибрации турбины на полных оборотах при попадании в нее воды или переувлажненного пара, например, на вход в ЦВД турбины АЭС при повышении уровня воды в парогенераторе. Столь же известный эксперимент с выливанием воды на свободный участок вала приводил к его искривлению лишь при вращении на валоповороте, а при полных оборотах вибрации не возникало. Объяснение феномена связано с существованием в уплотнениях, особенно прямоочных, так называемого, центрирующего эффекта [14], создающего при эксцентричном положении вала повышенное давление со стороны меньших зазоров.

Если эксцентриситет вызван начальным прогибом (биением) вала, то при протекании влажного пара искривление увеличивается из-за нагрева поверхности с выпуклой стороны, т.е. со стороны меньших зазоров, где давление, а значит, и температура пара выше. Этот процесс искривления должен прогрессировать с усилением вибрации. Приведенное объяснение подтверждается наблюдением Ю. И. Моногарова (ЦКТИ) на одной из турбин АЭС. При поисках причины постепенного (в течение примерно 2 ч) нарастания вибрации турбины им было обнаружено вытекание воды из КУ по валу в сторону подшипника. После уменьшения впрыска охлаждающей воды в пар, подаваемый на уплотнения, рост вибрации был приостановлен, а затем она стала снижаться и (также примерно через 2 ч) пришла в норму.

Еще одной специфической особенностью влажного пара является закон распределения водорастворимых примесей [12], обуславливающий практически полный их переход из паровой в жидкую фазу. В совокупности с рассмотренным ранее интенсивным теплообменом через детали, разделяющие полости влажного пара с различными давлениями, приводящим к испарению влаги со стороны более низкого давления, эта особенность вызывает дальнейшую концентрацию примесей вплоть до выпадения в осадок [8]. В частности, поток тепла от вогнутой к выпуклой поверхности лопаточного профиля приводит к типичному отложению солей со стороны спинки.

Конечным результатом концентрации агрессивных примесей является развитие коррозионно-механических повреждений рабочих колес зоны

фазового перехода: трещины в лопатках начинаются на спинках от выходных кромок, а в дисках – у обода и у разгрузочных отверстий со стороны выхода пара. О важности рассматриваемой особенности влажного пара свидетельствует статистика, согласно которой примерно 80% отказов наиболее повреждаемого элемента паровых турбин (рабочих лопаток) приходится на ЦНД, особенно на лопатки зоны фазового перехода (примерно 65%). Остальные 15% приходятся на долю наиболее напряженных лопаток последних ступеней, которые все чаще эксплуатируются вблизи линии насыщения в связи с разуплотнением диспетчерского графика и снижением средней нагрузки.

Важнейшей особенностью течения влажного пара в турбине является неравновесность процесса начальной конденсации в зоне фазового перехода, заключающаяся в достаточно глубоком переохлаждении пара (в пределе примерно на 38°C) и в наступлении момента спонтанной конденсации лишь по достижении диаграммной влажности около 3%. Эти данные рассчитаны теоретически [15] и подтверждены исследованиями на многоступенчатых экспериментальных паровых турбинах [16]. Следствием неравновесности расширения является практически одномоментное выделение при спонтанной конденсации большого количества скрытой теплоты, что сопровождается локальным повышением температуры, т.е. тепловым воздействием на поток, аналогичным геометрическому изменению сечения канала, влияющему на скорость и давление пара.

Поскольку в расчет геометрии проточной части закладывается равновесный процесс, то ясно, что эффективность ее в действительности будет несколько ниже расчетной. Однако более серьезные последствия неравновесного расширения возникают, если скорость потока перед скачком конденсации близка к звуковой, а в процессе скачка достигает звукового барьера до узкого сечения сужающегося канала (или после узкого сечения – у расширяющегося). Как показал теоретический анализ и подтвердили измерения на модельных и натурных турбинах [16, 17], в этих условиях возможно возникновение автоколебаний потока (конденсационная нестационарность) с пульсацией давления на 20 – 30% среднего значения с частотой в диапазоне от 300 до 2000 Гц, что приводит к возрастанию динамических напряжений в лопатках в 1,5 – 2 раза.

Физически возникновение этих автоколебаний может быть объяснено на примере анализа изменения параметров влажного пара по длине  $L$  сужающегося канала при расширении до околосонной скорости (рис. 5). На оси ординат отложено число  $M = c/c^*$  (где  $c$  – локальное значение скорости,  $c^*$  – скорость звука) и относительное переох-

лаждение  $\Delta \bar{t} = \Delta t / \Delta t_{кр}$ , где  $\Delta t$  – локальное значение переохлаждения,  $\Delta t_{кр} \approx 38^\circ\text{C}$  – критическое значение переохлаждения, при котором начинается спонтанная конденсация. Цифрой 1 обозначен процесс расширения с околосвуковой скоростью в конце канала, при котором в его пределах переохлаждение не достигает критического значения.

Если начальная температура пара перед каналом снизится, то из-за снижения удельного объема расход пара может несколько возрасти. Но при снижении начальной температуры возрастет и переохлаждение, и, если в некотором сечении канала (пунктир) оно достигнет критического значения, то вблизи этого сечения произойдет спонтанная конденсация с выделением скрытой теплоты. Температура и удельный объем пара при этом резко возрастут, что вызовет резкое ускорение потока дополнительно к ускорению от сужения канала (эффект “теплового сопла”). При определенных соотношениях геометрических и термодинамических параметров скорость пара вблизи сечения спонтанной конденсации может достичь скорости звука (процесс помечен цифрой 2 на рис. 5).

Поскольку далее канал сужается (а при этом увеличение скорости выше звуковой оказывается невозможным), он не сможет пропустить установившийся в нем расход пара, т.е. вблизи упомянутого сечения расход пара локально уменьшится. Но под действием инерционности потока произойдет повышение давления в рассматриваемом сечении и вверх по потоку и снижение давления вниз по потоку. При повышении давления уменьшится переохлаждение, прекратится конденсация и восстановится дозвуковой поток с прежним переохлаждением и вновь начнется спонтанная конденсация. Иными словами, налицо все признаки периодического автоколебательного процесса.

Аналогичные рассуждения могут быть проведены и для сверхзвукового потока в расширяющемся канале.

Как показали измерения [18], рассмотренные автоколебания сопровождаются миграцией фронта конденсации вдоль канала, что вызывает периодическое увлажнение и пересыхание профиля вблизи горла. Учитывая сказанное ранее о повышенной концентрации примесей в начальном конденсате [14] и о подводе тепла к спинке от вогнутой части профиля [8], можно констатировать, что к динамическому воздействию конденсационной нестационарности присоединяется коррозионный фактор. К этому следует добавить, что типичный диагноз при упомянутых повреждениях рабочих лопаток зоны фазового перехода – коррозионная усталость.

Учитывая изложенный анализ специфических свойств важного пара, ЦКТИ разработал ряд (режимных и конструкторских) мероприятий по по-

вышению эксплуатационной надежности турбомашин:

построены диаграммы наиболее благоприятных значений начальных параметров пара, обеспечивающих отсутствие конденсационной нестационарности в широком диапазоне нагрузок [19];

разработаны конструктивные мероприятия по снижению перепадов температур в деталях влажнопаровых турбин, уменьшающих их температурные деформации и напряжения и повышающие паровую плотность разъемов [8];

разработаны мероприятия по снижению количества внепроцессной эрозионно опасной влаги в турбинах и ее отводу из проточной части [8];

разработаны конструкции лабиринтовых уплотнений, нечувствительные к расцентровкам при переувлажнении попадающего в них пара [20].

#### Список литературы

1. *Обзор работы энергоблоков.* Ежегодное издание. М., ОРГЭС.
2. *Чернецкий Н. С.* Повреждения лопаток паровых турбин. – Энергохозяйство за рубежом, 1983, № 1.
3. *Трояновский Б. М.* Турбины для атомных электростанций. М.: Энергия, 1978.
4. *Орлик В. Г.* О вибрационном состоянии роторов с насадными дисками. – Энергомашиностроение, 1972, № 7.
5. *Сафонов Л. П., Орлик В. Г.* Статистический анализ зазоров в уплотнениях паровых турбин СКД. – Электрические станции, 1993, № 1.
6. *Михеев М. А., Михеева И. М.* Основы теплопередачи. М.: Энергия, 1977.
7. *Зысина-Моложен Л. М., Зысин Л. В., Поляк М. П.* Теплообмен в турбомашинках. Л.: Машиностроение, 1974.
8. *Влияние теплоотвода через металлические детали на интенсивность эрозионных и коррозионных процессов в проточной части ЦНД паровых турбин / Аверкина Н. В., Долгопоск Е. Б., Качуринер Ю. Я. и др.* – Электрические станции, 1999, № 12.
9. *Совершенствование систем влагоулавливания в ЦНД паровых турбин ЛМЗ / Аверкина Н. В., Бакурадзе М. В., Гудков Н. Н. и др.* – Энергетик, 1998, № 8.
10. *Сафонов Л. П., Селезнев К. П., Коваленко А. Н.* Тепловое состояние высокоманевренных паровых турбин. Л.: Машиностроение, 1983.
11. *Перельман Р. Г., Пряхин В. В.* Эрозия элементов паровых турбин. М.: Энергоатомиздат, 1986.
12. *Василенко Г. В.* Водно-химические факторы коррозионных повреждений рабочих лопаток и дисков турбин. – Теплоэнергетика, 1991, № 11.
13. *Подсос пара из концевых уплотнений на рабочие лопатки турбин / Орлик В. Г., Михайлов С. Я., Новиков Б. Б., Резник Л. Б.* – Теплоэнергетика, 1982, № 12.
14. *Орлик В. Г., Розенберг С. Ш., Сорокин Н. А.* Центрирующий эффект в лабиринтовых уплотнениях и его влияние на низкочастотную вибрацию турбомашин. – Энергомашиностроение, 1975, № 10.
15. *Филиппов Г. А., Поваров О. А., Пряхин В. В.* Исследования и расчеты турбин влажного пара. М.: Энергия, 1973.
16. *Параметры жидкой фазы в ЦНД паровых турбин / Антошин В. И., Качуринер Ю. Я., Нахман Ю. В. и др.* – Теплоэнергетика, 1982, № 2.
17. *Конденсационная нестационарность в проточных частях влажнопаровых турбин / Бенсман Л. Г., Дикарева Г. Н.,*

- Качуринер Ю. Я., Яблоник Р. М. – Тр. ЦКТИ, 1982, вып. 196.
18. Сафонов Л. П., Яблоник Р. М., Качуринер Ю. Я. Расчетно-экспериментальные исследования неравновесных течений влажного пара в многоступенчатых турбинах. – Тр. ЦКТИ, 1988, вып. 241.
19. Качуринер Ю. Я. Опыт использования программ ПГШ “Влажный пар” при проектировании и отладке энергетического оборудования. – Труды ЦКТИ, 1997, № 281.
20. Орлик В. Г. Гибкие уплотнения роторов паровых турбин. – Тяжелое машиностроение, 1991, № 5.

## Опыт эксплуатации системы диагностики рабочих лопаток ЦНД турбины К-210 ст. № 2 Шатурской ГРЭС-5

Гвоздев В. М., Поляков А. И., Исаков Н. Ю., Мандрыка Э. С., инженеры

Шатурская ГРЭС ОАО Мосэнерго – АООТ “НПО ЦКТИ”

Известно, что причиной одних из самых тяжелых аварий осевых турбомашин являются поломки лопаточного аппарата, и в частности, обрывы рабочих лопаток. Эти аварии приводят, как правило, к значительным повреждениям турбооборудования, длительным простоям энергоблоков и соответственно к огромным материальным потерям. Статистические данные свидетельствуют, что за последние 35 лет зафиксировано более 40 случаев обрывов у корня одной или нескольких лопаток последних ступеней ЦНД мощных турбин. Наиболее крупными авариями, сопровождающимися разрушением ротора низкого давления, пожаром в машинном зале и обрушением кровли цеха, стали аварии на Сырдарьинской ГРЭС (1981 г.) и Экибастузской ГРЭС (1990 г.). Потери, принесенные этими авариями, трудно оценить в связи с несопоставимостью цен 80-х годов и сегодняшнего времени, однако известно, например, что стоимость переоблачивания только одной последней ступени ЦНД мощной паровой турбины составляет более 100 000 дол. США.

В связи с этим задача непрерывного эксплуатационного контроля за состоянием лопаточного аппарата для обеспечения безопасной работы турбинного оборудования является весьма важной и актуальной особенно в условиях выработки ресурса большей частью парка турбоагрегатов.

В середине 80-х годов в ЦКТИ начаты расчетно-экспериментальные исследования по разработке системы диагностирования рабочих лопаток [1]. В 1990 г. был создан и запатентован оригинальный алгоритм диагностики, основанный на регистрации в процессе работы турбины изменения положения вершины лопатки при возникновении и развитии ее повреждения [2]. Многочисленные расчеты и исследования на стендах института подтвердили надежность алгоритма и представительность получаемых данных [3]. На основе этого алгоритма была разработана система диагностики лопаток, предназначенная для своевременного выявления повреждений лопаточного аппарата: тре-

щин рабочих лопаток, разрывов проволочных связей, обрывов периферийной части лопатки и оперативного оповещения персонала блока об обнаруженном повреждении. В течение 2 лет система отработывалась на турбине К-300 Киришской ГРЭС-19 [4]. Основные данные о системе содержатся в [5, 6].

Системы диагностики лопаток с аппаратурой первого поколения были введены в эксплуатацию на ТЭЦ-8 и ТЭЦ-22 Мосэнерго. Опыт работы выявил ряд недостатков в аппаратном обеспечении систем. После соответствующей доработки аппаратуры была создана новая версия системы, которая в октябре 1998 г. была пущена в опытно-промышленную эксплуатацию на блоке К-210 ст. № 2 Шатурской ГРЭС-5 Мосэнерго.

Действующая система диагностики осуществляет непрерывный эксплуатационный мониторинг состояния каждой лопатки 27 и 31 ступеней ЦНД турбины, ведет автоматизированную архивацию данных по заранее заданному условию, а в случае возникновения или развития повреждения лопаточного аппарата должна своевременно выдать сообщение с описанием повреждения и указанием номера ступени и номера лопатки.

В состав системы входят:

информационный канал, состоящий из индукционных датчиков и преобразователей сигналов (блока компараторов);

блок предварительной обработки на базе персонального компьютера со специализированными платами системы;

консоль оператора (процессорный блок с монитором);

программное обеспечение системы;

устройство сопряжения цепей сигнализации системы и БЩУ;

кабельная сеть.

Схема размещения аппаратуры системы показана на рис. 1.



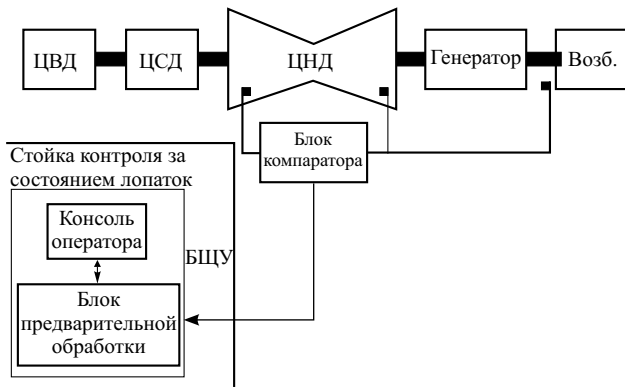


Рис. 1. Схема размещения аппаратуры системы диагностики лопаток

При анализе работы системы за отчетный период основное внимание было уделено трем аспектам:

- надежности и стабильности работы аппаратуры;
- устойчивости работы программного обеспечения;
- обзору получаемых данных.

Следует отметить, что полупиковый режим работы турбоагрегата с большим числом пусков/остановов определяет тяжелые условия эксплуатации не только турбинного оборудования в целом, но и системы диагностики лопаток в частности. Однако, несмотря на это, не произошло ни одного отказа системы из-за нарушений в работе датчиков или преобразователей сигналов. Вынужденные отключения системных блоков были вызваны выходом из строя вентиляторов процессо-

ров и платы сторожевого таймера. Эти повреждения устранялись в кратчайшие сроки и практически не влияли на получение оперативной информации о состоянии лопаток.

За 2,5 года эксплуатации системы диагностики не было зафиксировано ни одного сбоя программного обеспечения. Вместе с тем, опыт работы персонала станции с системой показал, что для упрощения просмотра и анализа получаемых данных следует частично реорганизовать порядок записи данных в “черный ящик” (файл, где хранятся все сведения о событиях, зафиксированных системой), а также порядок записи информации о состоянии лопаток в соответствующие базы данных.

Анализ данных о состоянии контролируемых лопаток, регулярно проводимый в течение всего периода эксплуатации системы специалистами НПО ЦКТИ и цеха ТАИ, позволяет заключить, что положение вершин рабочих лопаток в период между остановами турбины является весьма стабильным. Так, например, за 13 сут. безостановочной работы турбины (с 11 по 24 января 2001 г.) максимальное изменение положения лопаток 27 ступени не превысило 0,05 мм. Различные режимы работы турбины (при включенном в сеть генераторе) не влияют существенно на положение вершин лопаток. За период с 13 октября 1998 г. (начало работы системы) по 24 января 2001 г. 76% лопаток контролируемой 27 ступени ЦНД изменили свое положение относительно первоначального менее чем на 0,5 мм, 97% лопаток – менее чем на 1 мм. Максимальное смещение составило 1,56 мм. За тот же период 79% лопаток контролируемой ступени № 31 ЦНД изменили свое положение относитель-

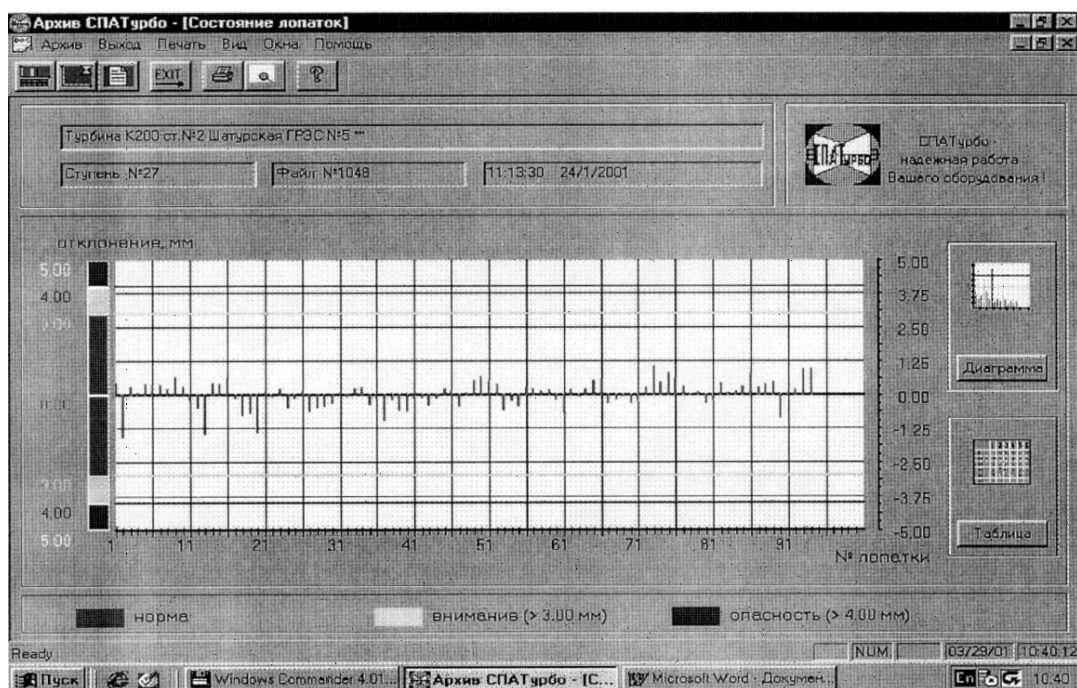


Рис. 2. Диаграмма отклонений вершин лопаток 27 ступени

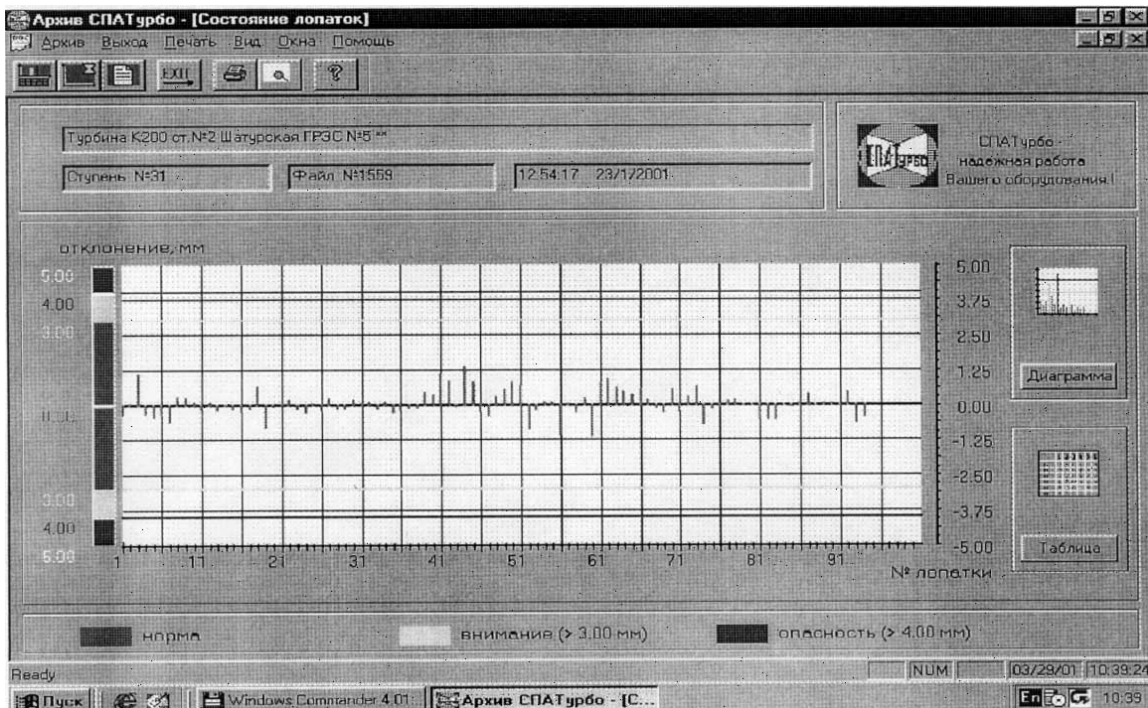


Рис. 3. Диаграмма отклонений вершин лопаток 31 ступени

но первоначального менее чем на 0,5 мм, 95% лопаток – менее чем на 1 мм. Максимальное смещение составило 1,32 мм.

Зафиксированные изменения взаимного положения лопаток являются следствием перемещения лопатки вдоль демпфирующей проволоки при пуске/останове турбины и существенно ниже назначенных в данной системе значений предупредительных уставок “Внимание” (3 мм) и “Опасность” (4 мм).

На рис. 2 и 3 показаны диаграммы отклонений вершин лопаток 27 и 31 ступеней 24 и 23 января 2001 г. соответственно.

Подытоживая опыт эксплуатации системы, можно утверждать следующее.

1. Аппаратура системы и ее программное обеспечение в целом хорошо зарекомендовали себя. Резервом повышения надежности работы аппаратуры является переход на комплектующие процессора в промышленном исполнении (процессоры, память, материнские платы и др.).

2. Система выдает достоверную информацию о состоянии лопаточного аппарата контролируемых ступеней.

3. Система диагностики лопаток повышает надежность и безопасность, а также технический уровень эксплуатации турбинного оборудования и может выступать как элемент общей системы

оценки состояния турбинного оборудования для уточнения регламента проведения ремонтных и профилактических работ.

4. Все пожелания и рекомендации, полученные на основе опыта работы системы, учтены при разработке новейшей (третьей) версии аппаратно-программной реализации системы, которой в соответствии с действующим договором оснащается турбина К-215 блока ст. № 5 Шатурской ГРЭС.

#### Список литературы

1. *Диагностирование* вибрационного состояния лопаток последней ступени ЦНД турбины К-800-240 Запорожской ГРЭС. – Тр. ЦКТИ, 1990, № 047908/О-14455.
2. Пат. 2008438 (РФ). Способ диагностирования поврежденных рабочих лопаток турбомашин / Мандрыка Э. С., Гурский Г. Л.
3. *Разработка* методов диагностирования поврежденных рабочих лопаток турбомашин. – Тр. ЦКТИ, 1991, № 047088 / О-14963.
4. *Проведение* диагностического контроля состояния рабочих лопаток последних ступеней ЦНД турбины К-300 – 240 ст. № 5 Киришской ГРЭС. – Тр. ЦКТИ, 1992, № 047210 / О-15428.
5. Исаков Н. Ю., Мандрыка Э. С. Система диагностирования рабочих лопаток турбомашин. – Тяжелое машиностроение, № 6, 1995.
6. Исаков Н. Ю., Мандрыка Э. С. Система предотвращения аварий осевых турбомашин из-за повреждений лопаточного аппарата. – Компрессорная техника и пневматика, 1997, вып. 3 – 4 (16 – 17).

## ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

### Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения

Железко Ю. С., доктор техн. наук

АО ВНИИЭ

Целью данной статьи не является уточнение методики определения погрешностей *конкретных измерительных приборов* на основе проверки их параметров. На основании общих положений теории электрических измерений в статье проведена оценка результирующих погрешностей *системы учета* поступления и отпуска электроэнергии из сети энергоснабжающей организации, включающей в себя сотни и тысячи приборов. Особое внимание уделено систематической погрешности, которая в нынешних условиях эксплуатации приборов приводит к занижению полезного отпуска энергии и оказывается существенной составляющей структуры потерь.

Типовой измерительный комплекс учета электроэнергии состоит из измерительных трансформаторов тока (ТТ), напряжения (ТН) и счетчика. Пределы допустимых погрешностей такого комплекса в соответствии с [1] определяют по формуле

$$\delta = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_n^2 + \delta_c^2 + \delta_\theta^2 + \delta_{\Phi\Sigma}^2}, \quad (1)$$

где  $\delta_I$ ,  $\delta_U$ ,  $\delta_c$  – относительные погрешности ТТ, ТН и счетчика;  $\delta_n$  – потери напряжения во вторичной цепи ТН;  $\delta_\theta$  – относительная погрешность выделения из измеренного значения полного тока его активной составляющей, обусловленная угловыми погрешностями ТТ и ТН;  $\delta_{\Phi\Sigma}$  – суммарная дополнительная погрешность, вызванная влияющими факторами (отклонениями напряжения, частоты, температуры окружающего воздуха, магнитного поля и других параметров от нормальных значений, при которых гарантируется нахождение погрешности внутри диапазона, соответствующего классу точности); 1,1 – коэффициент, учитывающий особенности метрологической поверки приборов с помощью эталонных устройств, имеющих свои погрешности, и другие причины.

Следует отметить четыре аспекта применения формулы (1):

1) по формуле определяют не фактические, а *допустимые* погрешности, так как обычно в качестве  $\delta_I$ ,  $\delta_U$ ,  $\delta_c$  используют классы точности приборов, а они определяют предельные значения погрешностей лишь в зонах нагрузок, близких к номинальным;

2) запись  $\delta$  в виде среднеквадратичного значения и знак  $\pm$  говорят о том, что определяется значение *случайной* (симметричной) погрешности при нулевой систематической составляющей;

3) по формуле определяют *предельные* значения диапазона допустимых погрешностей, в то время как в большинстве практических задач необходимо определять наиболее вероятные значения погрешностей учета (очевидно, что вероятность того, что в реальных системах погрешность будет на уровне максимальных значений, мала);

4) применение классов точности приборов в формуле (1) отражает не факт реальной флуктуации погрешности конкретного прибора внутри диапазона, соответствующего классу точности, а факт незнания для рассматриваемого прибора конкретной погрешности внутри этого диапазона. Погрешность любого элемента комплекса имеет свое конкретное значение, которое при стабильной нагрузке может незначительно флуктуировать около своего уровня из-за влияния факторов  $\delta_{\Phi\Sigma}$ . Класс прибора, например 1,0, не означает, что погрешность конкретного экземпляра такого прибора флуктурует в зоне  $\pm 1,0\%$ . Комплектующие детали, используемые при изготовлении приборов, имеют разброс параметров, технологический процесс производства не может обеспечить идеально одинаковых параметров сборки всех приборов, поэтому при проверке на заводе-изготовителе каждого прибора удостоверяются, что его погрешность попадает в допустимый диапазон, а не определяют ее конкретное значение. Поэтому класс прибора 1,0 означает, что значение погрешности данного экземпляра прибора не выходит за пределы  $\pm 1,0\%$ , но в какой точке диапазона находится, неизвестно.

При изменении нагрузки фактическое значение погрешности каждого прибора изменяется. Для ТТ поле допустимых погрешностей в соответствии с ГОСТ 7746–89 имеет вид, отображенный на [рис. 1](#) раструбом, имеющим точки:  $\pm 1,0$  отн.ед. – при коэффициенте загрузки по первичной цепи  $k_{3I} = 1,0$ ;  $\pm 1,5$  отн.ед. – при  $k_{3I} = 0,2$  и  $\pm 3,0$  отн.ед. – при  $k_{3I} = 0,05$ . Под относительной единицей понимается класс точности ТТ. Это означает, что фактическая погрешность ТТ при малых нагрузках

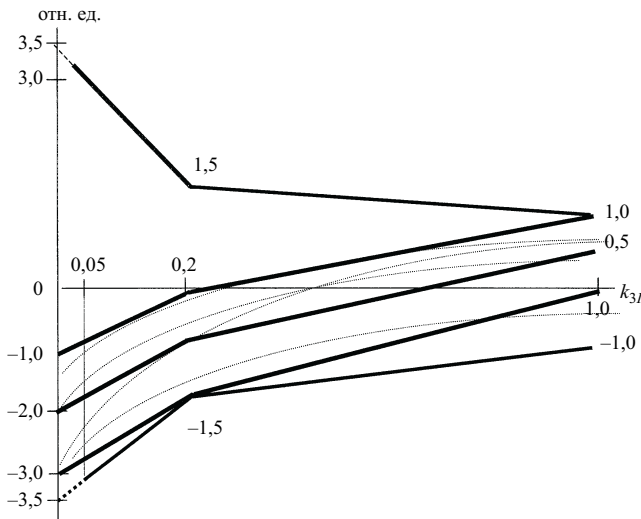


Рис. 1. Поле допустимых токовых погрешностей ТТ по ГОСТ 7746–89 и наиболее используемая его область

может быть в 1,5 – 3,0 раза больше класса точности. Данное поле соответствует классам 0,5 и 1,0. Для класса 0,2 соответствующие точки имеют уровни 1,0; 1,75 и 3,75.

В реальных условиях нагрузка первичных цепей ТТ намного ниже номинальной по трем причинам:

- 1) средняя нагрузка всегда ниже максимальной, а погрешность измерения электроэнергии – это погрешность, соответствующая средней нагрузке;
- 2) потребление электроэнергии предприятиями в настоящее время намного меньше, чем было в тот период, когда строились сети и устанавливались ТТ;
- 3) даже в тот период, когда строились сети, ТТ выбирались с запасом по пропускной способности из расчета роста нагрузок в перспективе.

В результате работа ТТ в зоне  $k_{3I} = 0,05 \div 0,2$  является в большинстве случаев типовой ситуацией. С точки зрения требований к системе учета эта ситуация не может считаться допустимой [а формула (1) определяет именно допустимые, а не фактические погрешности], однако при определении структуры отчетных потерь энергоснабжающей организации важно знать именно фактические погрешности. В частности, при определении

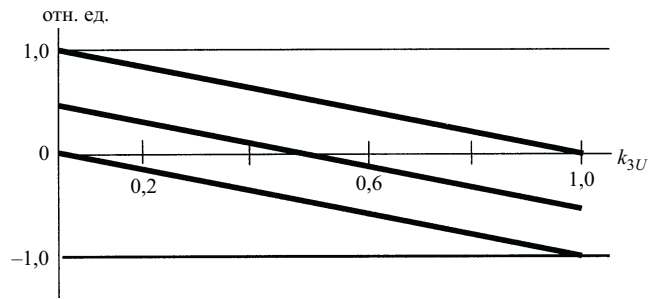


Рис. 2. Поле допустимых погрешностей ТН по модулю напряжения и наиболее используемая его область

коммерческих потерь (хищения и т.п.) необходимо учитывать фактические погрешности систем учета, так как в противном случае их повышенные погрешности будут ошибочно рассматриваться как хищения.

Наличие симметричного растреба допустимых погрешностей ТТ не означает, что фактические погрешности равномерно заполняют допустимую зону. Реальные характеристики ТТ имеют вид кривых, падающих к началу координат [2]. В этом случае характеристики ТТ, используемых на объекте, более плотно будут заполнять верхнюю часть диапазона в зоне больших нагрузок и нижнюю – в зоне малых нагрузок, как показано пунктирными линиями на рис. 1. Наиболее плотно используемая область поля допустимых погрешностей ограничена на рис. 1 прямыми линиями с переломом в точке  $k_{3I} = 0,2$ . Линия в середине этой зоны отражает среднюю (систематическую) погрешность всех ТТ, а границы зоны – диапазон случайных погрешностей. В рассматриваемых точках они имеют следующие значения (далее для систематической погрешности используется символ  $\Delta$ , а для случайной  $\delta$ ). Если формула используется для обеих составляющих, используется символ  $d$ ).

| $k_{3I}$ | $\Delta$ , отн.ед. | $\delta$ , отн.ед. |
|----------|--------------------|--------------------|
| 1,0      | + 0,5              | $\pm 0,5$          |
| 0,2      | - 0,75             | $\pm 0,75$         |
| 0        | - 2,0              | $\pm 1,0$          |

Значения в точке  $k_{3I} = 0$  получены линейной экстраполяцией прямых (см. рис. 1) для облегчения последующего получения математического вида зависимости погрешностей от  $k_{3I}$ . Действительный вид зависимости в зоне  $k_{3I} < 0,05$  неизвестен, так как стандартом не устанавливается. Из общих соображений понятно, что в этой зоне погрешность увеличивается в степени, превышающей линейную зависимость.

Формулы, описывающие приведенные на рис. 1 зависимости систематической  $\Delta$  и случайной  $\delta$  погрешностей от  $k_{3I}$ , приведены в табл. 1.

Поле допустимых погрешностей ТН в отличие от ТТ имеет одинаковую ширину во всем диапазоне

Т а б л и ц а 1

Зависимости токовых погрешностей ТТ от коэффициента загрузки

| Вид погрешности     | Диапазон значений $k_{3I}$ |                                |
|---------------------|----------------------------|--------------------------------|
|                     | 0,05 – 0,2                 | 0,2 – 1,0                      |
| $\Delta$ , отн. ед. | $- 2,0 + 6,25 k_{3I}$      | $- 1,0625 + 1,5625 k_{3I}$     |
| $\delta$ , отн. ед. | $\pm (1,0 - 1,25k_{3I})$   | $\pm (0,8125 - 0,3125 k_{3I})$ |

не  $k_{3U}$ . Зависимость погрешности ТН от загрузки вторичной цепи в соответствии с [2] имеет вид, показанный на рис. 2. Средняя линия представляет собой математическое ожидание погрешностей (систематическую погрешность) всех ТН, используемых на объекте, а боковые – наиболее плотно используемую область поля допустимых погрешностей.

Аппроксимирующие формулы для систематической и случайной погрешностей ТН по модулю напряжения имеют вид (в относительных единицах)

$$\Delta_U = 0,5 - k_{3U}; \tag{2}$$

$$\delta_U = \pm 0,5. \tag{3}$$

На практике вторичные цепи ТН загружены достаточно сильно. Вместе с малой загрузкой первичных цепей ТТ это приводит к систематической погрешности в сторону недоучета электроэнергии. Перегрузка вторичных цепей ТТ также влияет на точность учета, однако в гораздо меньшей степени, чем недогрузка первичных. В данной статье этот фактор не рассматривается.

Отдельно следует сказать о способе учета погрешности, вызываемой потерей напряжения во вторичной цепи ТН –  $\delta_{л}$ . В формуле (1) она отражена наравне с другими погрешностями, имеющими симметричный характер (+/-). Однако потери напряжения не могут иметь отрицательных значений. Поэтому способ их учета в (1) представляется ошибочным. Особенно это очевидно для технического учета, в котором  $\delta_{л}$  допускается до 1,5% (для расчетного учета 0,5 класса точности ТН). Среднее значение допустимых потерь напряжения следует принять как систематическую погрешность (тоже в сторону недоучета энергии), а  $\pm 0,5$  допустимых потерь – в виде случайной погрешности, симметричной относительно среднего значения.

**Угловые погрешности.** В соответствии с [1] дополнительную погрешность измерения активного тока  $d_{\theta}$  (в процентах), обусловленную влиянием угловой погрешности ТТ или ТН  $d\theta$  (в минутах), определяют по формуле

$$d_{\theta} = 0,0291d\theta \frac{\sqrt{1-\cos^2 \varphi}}{\cos \varphi}, \tag{4}$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности контролируемого присоединения.

При подстановке в выражение (4) типового значения  $\cos \varphi = 0,85$  ( $\operatorname{tg} \varphi = 0,63$ )

$$d_{\theta} = 0,018d\theta. \tag{5}$$

Влияние угловой погрешности для точек учета с низким  $\cos \varphi$  резко возрастает: при  $\cos \varphi = 0,7$  коэффициент в формуле (5) увеличивается в 3,1 раза, а при  $\cos \varphi = 0,5$  – в 5,6 раза.

В соответствии с ГОСТ 7746–89 поле допустимых угловых погрешностей ТТ имеет такой же вид, как и поле допустимых токовых погрешностей (рис. 1). Однако расположение снопа характеристик угловых погрешностей внутри поля зеркально по отношению к токовым погрешностям – наиболее заполненными областями являются нижняя в зоне  $k_{3I} = 1,0$  и верхняя – в зоне малых значений  $k_{3I}$ . Под 1 отн.ед. в этом случае понимается угловая погрешность в 60 мин для класса 1,0 и 30 мин для класса 0,5. Случайную угловую погрешность ТТ  $\delta\theta_I$  определяют по тем же формулам, что и токовую (табл. 1), а систематическую угловую  $\Delta\theta_I$  – по формулам табл. 1 для  $\Delta_I$ , но с изменением знака.

Характеристики угловых погрешностей ТН  $\Delta\delta_U$  и  $\delta\theta_U$  располагаются аналогично характеристикам погрешностей измерения модуля напряжения (рис. 2). Нормированные угловые погрешности ТН в соответствии с ГОСТ 1983–89 составляют  $\pm 40$  мин для класса 1,0 и  $\pm 20$  мин для класса 0,5. Значения указанных погрешностей при реальной загрузке вторичных цепей определяют по формулам (2) и (3) аналогично погрешностям по модулю напряжения.

При малых нагрузках первичной цепи ТТ погрешность измерения угла  $\delta_I$  увеличивается в плюс, при больших нагрузках вторичной цепи ТН погрешность измерения угла  $\theta_U$  увеличивается в минус, в результате оба фактора (малая загрузка ТТ и большая загрузка ТН) увеличивают разность  $\theta_I - \theta_U$ , приводя к уменьшению активной и увеличению реактивной энергии (т.е. тоже к недоучету энергии). Так как классы точности ТТ и ТН в точках учета поступления энергии в сеть существенно выше, чем в точках ее отпуска потребителям, загрузки ТТ в среднем выше, а ТН ниже, разница систематических угловых погрешностей также обуславливает недоучет (дополнительные потери электроэнергии) на объекте.

**Электрические счетчики.** Проверка более 1000 индукционных счетчиков показала, что они

Т а б л и ц а 2

Потери, обусловленные погрешностями учета

| Характеристика диапазона               | Потери     |                 |                                      |
|--|------------|-----------------|--------------------------------------|
|  | тыс. кВт·ч | % к поступлению | % к отпуску собственным потребителям |
| Верхняя граница                        | 239,80     | 2,40            | 3,81                                 |
| Нижняя граница                         | 179,46     | 1,80            | 2,85                                 |
| Среднее значение                       | 209,63     | 2,10            | 3,33                                 |
| Отклонение от среднего значения        | 30,16      | 0,30            | 0,47                                 |
| Допустимый небаланс по РД 34.09.101-94 | 36,40      | 0,36            | 0,57                                 |

имеют низкую метрологическую надежность и выходят за пределы классов точности даже в течение межповерочного интервала [3]. Из общего числа проверенных счетчиков 50% однофазных и 25% трехфазных имели погрешность со знаком “минус” в 2 – 5 раз больше нормируемой. Принимая для оценочного расчета в среднем трехкратное превышение, получим среднее значение систематической погрешности всей массы однофазных счетчиков  $\Delta_c = -0,5 \cdot 3,0 = -1,5$  отн. ед., а трехфазных  $\Delta_c = -0,25 \cdot 3,0 = -0,75$  отн. ед. Учитывая, что нормативные межповерочные интервалы однофазных и трехфазных счетчиков составляют соответственно 16 и 8 лет, средний тренд систематической погрешности составляет приблизительно – 0,1 отн. ед. в год для обоих типов счетчиков. При оценке этого фактора на потери электроэнергии следует учитывать, что счетчики на поступлении в сеть, как правило, проверяются чаще потребительских и большинство их электронного типа, поэтому недоучет электроэнергии индукционными счетчиками – это, в основном, недоучет ее полезного отпуска из сети.

В свете изложенного алгоритм расчета результирующей погрешности имеет следующую последовательность:

по заданным значениям  $k_{3I}$  и  $k_{3U}$  по табл. 1 и формулам (2), (3) определяют систематические и случайные составляющие погрешностей измерительных трансформаторов в относительных единицах;

умножают погрешности по модулю на классы точности трансформаторов, а угловые погрешности дополнительно на 60 для ТТ и на 40 для ТН;

по формуле (5) определяют систематическую составляющую дополнительной погрешности измерения активной мощности  $d_\theta$ , обусловленную угловыми погрешностями ТТ и ТН, подставляя в качестве  $d\theta$  разность систематических составляющих  $\Delta\theta_U - \Delta\theta$ ;

случайную составляющую дополнительной погрешности измерения активной мощности  $\delta_\theta$ , обусловленную угловыми погрешностями ТТ и ТН, определяют по формуле

$$\delta_\theta = 0,018 \sqrt{\delta\theta_I^2 + \delta\theta_U^2}; \quad (6)$$

систематическую погрешность учета электроэнергии по объекту, поступление энергии на который фиксируется в  $n$  точках учета, а отпуск – в  $m$  точках учета, определяют по формуле

$$\Delta_\Sigma = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta_i}{100} W_i - \sum_{j=1}^n \frac{\Delta_j}{100} W_j, \quad (7)$$

где  $\Delta_\Sigma$  – систематическая погрешность, тыс. кВт·ч;  $W_{i(j)}$  – количество энергии, прошедшее через соответствующую точку учета, тыс. кВт·ч;  $\Delta_{i(j)}$  – сис-

тематическая погрешность измерительного комплекса в  $i(j)$ -й точке, определенная с учетом формул табл. 1, формулы (2) и систематических погрешностей счетчиков;

случайную погрешность определяют по формуле

$$\delta_\Sigma = \pm 0,975 \sqrt{\sum_{i=1}^{n+m} \left( \frac{\delta_i}{100} W_i \right)^2}, \quad (8)$$

где  $\delta_\Sigma$  – случайная погрешность, тыс. кВт·ч;  $\delta_i$  – случайная погрешность  $i$ -го измерительного комплекса, определенная по формуле (1) с учетом формул табл. 1 и формулы (3); 0,975 – коэффициент, соответствующий определению погрешности с 95%-ной вероятностью для закона равномерного распределения погрешностей.

**Программное обеспечение расчетов.** Для проведения расчетов потерь (небалансов), обусловленных погрешностями приборов учета, на любом объекте (подстанция, РЭС, ПЭС, АО-энерго) разработана программа РАПУ-95, входящая в состав сертифицированного комплекса РАП-95 (организации-разработчики АО ВНИИЭ и ООО НТЦ “Сележ-электро”). Программа реализует алгоритм, изложенный в настоящей статье. По каждой точке учета электроэнергии задают следующие данные:

- классы точности ТТ, ТН и счетчика;
- тип счетчика (электронный, индукционный);
- срок эксплуатации счетчика после последней проверки (при отсутствии данных программа принимает в расчет среднее значение, равное половине нормированного межповерочного интервала);
- коэффициент загрузки вторичной цепи ТН;
- отпуск электроэнергии через точку учета, зафиксированный счетчиком;
- номинальные параметры первичной цепи ТТ (коэффициент загрузки первичной цепи ТТ программа определяет сама по заданному значению энергии).

Кроме расчета в соответствии с алгоритмом, изложенным в настоящей статье, программа рассчитывает допустимый небаланс на объекте в соответствии с РД 34.09.101–94 [4], определяет резервы снижения потерь за счет замены счетчиков и перечень точек учета, в которых такая замена наиболее эффективна. Фрагмент выходной печати программы в части границ возможных небалансов для условий приведенного далее примера дан в табл. 2.

**Пример.** Определить диапазон возможных погрешностей системы учета электроэнергии на объекте, поступление энергии на который фиксируется в 10 точках учета, имеющих одинаковые (для простоты) характеристики: классы точности ТТ, ТН и счетчиков равны 0,5;  $k_{3I} = 0,6$ ;  $k_{3U} = 1,0$ , отпуск электроэнергии через каждую точку

$W_j = 1000$  тыс. кВт·ч, счетчики электронные. Отпуск электроэнергии с объекта фиксируется в 100 точках учета, 30 из которых фиксируют отпуск по межсистемным связям, а 70 – отпуск собственным потребителям. Каждая из этих точек имеет следующие характеристики: классы точности ТТ, ТН и счетчиков равны 1,0;  $k_{3I} = 0,3$ ;  $k_{3U} = 1,0$ ;  $W_j = 90$  тыс. кВт·ч. Счетчики индукционные, трехфазные.

Из приведенных данных следует, что отчетные потери электроэнергии в сети составляют 10%.

**Решение.** 1. Определяем погрешности для точек учета, фиксирующих поступление энергии на объект с использованием данных табл. 1 и формул (2), (3).

Погрешности ТТ:

$$\Delta_I = (-1,0625 + 1,5625 \cdot 0,6) \cdot 0,5 = -0,0625\%;$$

$$\Delta\theta_I = -60\Delta_I = 0,0625 \cdot 60 = 3,75 \text{ мин};$$

$$\delta_I = \pm (0,8125 - 0,3125 \cdot 0,6) \cdot 0,5 = \pm 0,3125\%;$$

$$\delta\theta_I = \delta_I \cdot 60 = \pm 0,3125 \cdot 60 = \pm 18,75 \text{ мин.}$$

Погрешности ТН:

$$\Delta_U = (0,5 - 1,0) \cdot 0,5 = -0,25\%;$$

$$\Delta\theta_U = \Delta_U \cdot 40 = -0,25 \cdot 40 = -10 \text{ мин};$$

$$\delta_U = \pm 0,5 \cdot 0,5 = \pm 0,25\%;$$

$$\delta\theta_U = \delta_U \cdot 40 = \pm 10 \text{ мин.}$$

Погрешности, обусловленные потерей напряжения во вторичной цепи ТН:

$$\Delta_n = -0,5 \cdot 0,5/2 = -0,125\%; \delta_n = \pm 0,125\%.$$

Влияние угловых погрешностей ТТ и ТН на систематическую и случайную погрешности измерения активной составляющей энергии:

$$\Delta_\theta = 0,018(-10 - 3,75) = -0,2475\%;$$

$$\delta_\theta = \pm 0,018 \sqrt{10^2 + 18,75^2} = \pm 0,3825\%.$$

В связи с тем, что счетчики электронного типа,  $\Delta_c = 0$ ;  $\delta_c = \pm 0,5\%$ .

2. Определяем аналогичные погрешности для точек учета, фиксирующих отпуск электроэнергии с объекта.

Погрешности ТТ:

$$\Delta_I = (-1,0625 + 1,5625 \cdot 0,3) \cdot 1,0 = -0,5938\%;$$

$$\Delta\theta_I = -\Delta_I \cdot 60 = 0,5938 \cdot 60 = 35,625 \text{ мин};$$

$$\delta_I = \pm (0,8125 - 0,3125 \cdot 0,3) \cdot 1,0 = \pm 0,7188\%;$$

$$\delta\theta_I = \delta_I \cdot 60 = \pm 43,125 \text{ мин.}$$

Погрешности ТН:

$$\Delta_U = (0,5 - 1,0) \cdot 1,0 = -0,5\%;$$

$$\Delta\theta_U = \Delta_U \cdot 40 = -0,5 \cdot 40 = -20 \text{ мин};$$

$$\delta_U = \pm 0,5 \cdot 1,0 = \pm 0,5\%; \delta\theta_U = \delta_U \cdot 40 = \pm 20 \text{ мин.}$$

Погрешности, обусловленные потерей напряжения во вторичной цепи ТН:

$$\Delta_n = -0,5 \cdot 1,0/2 = -0,25\%; \delta_n = \pm 0,25\%.$$

Влияние угловых погрешностей ТТ и ТН на систематическую и случайную погрешности измерения активной составляющей энергии:

$$\Delta_\theta = 0,018(-20 - 35,625) = -1,0\%;$$

$$\delta_\theta = \pm 0,018 \sqrt{20^2 + 43,125^2} = \pm 0,856\%.$$

Погрешности электросчетчиков (индукционные, трехфазные):

$$\Delta_c = -0,75 \cdot 1,0 = -0,75\%; \delta_c = \pm 1,0\%.$$

3. Определяем систематическую и случайную погрешности учета электроэнергии по объекту в целом.

Суммарные погрешности по каждой точке учета поступления энергии:

$$\Delta_i = \Delta_I + \Delta_U + \Delta_n + \Delta_\theta + \Delta_c = -0,0625 - 0,25 - 0,125 - 0,2475 + 0 = -0,685\%;$$

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{0,3125^2 + 0,25^2 + 0,125^2 + 0,3825^2 + 0,5^2} = \pm 0,832\%.$$

Суммарные погрешности по каждой точке отпуски электроэнергии:

$$\Delta_i = -0,5938 - 0,5 - 0,25 - 1,0 - 0,75 = -3,094\%;$$

$$\delta_i = \pm 1,1 \sqrt{0,7188^2 + 0,5^2 + 0,25^2 + 0,856^2 + 1,0^2} = \pm 1,761\%.$$

Суммарные погрешности по объекту в целом по формулам (7) и (8):

$$\Delta_\Sigma = -3,094 \frac{90}{100} 100 - \left( -0,685 \frac{1000}{100} 10 \right) = -278,46 + 68,5 = -210 \text{ тыс. кВт·ч};$$

$$\delta_\Sigma = \pm 0,975 \sqrt{\left( \frac{0,832}{100} 1000 \right)^2 \cdot 10 + \left( \frac{1,761}{100} 90 \right)^2 \cdot 100} = \pm 29,95 \text{ тыс. кВт·ч.}$$

В процентах от поступления энергии на объект  $\Delta_\Sigma = -2,1\%$ ;  $\delta_\Sigma = \pm 0,30\%$ .

В соответствии с результатами расчета систематическая погрешность учета электроэнергии на объекте (недоучет) составляет 2,1% отпуска электроэнергии в сеть, а диапазон возможного недоучета от -1,8 до -2,4%.

## Выводы

1. Режимы работы измерительных трансформаторов и приборов учета электроэнергии в настоящее время существенно отличаются от нормальных. При этом погрешности всех элементов системы учета уходят в отрицательную зону, приводя к недоучету электроэнергии.

2. При одинаковых классах точности и коэффициентах загрузки приборов учета на поступлении и на отпуске электроэнергии систематические погрешности не влияют на величину небаланса электроэнергии, так как при вычитании они компенсируют друг друга. Диапазоны же случайных погрешностей, определенные по РД 34.09.101-94 и по алгоритму, учитывающему реальные условия работы приборов, отличаются незначительно [для условий примера (табл. 2)  $\pm 0,36$  и  $\pm 0,30\%$ ]. Похожие параметры и условия работы приборов более вероятны для подстанций, поэтому влияние

систематических погрешностей приборов на величину небаланса на подстанции будет менее заметным. Для энергоснабжающей организации в целом недоучет, обусловленный систематическими погрешностями приборов, составит заметную долю в структуре отчетных потерь, так как классы точности и коэффициенты загрузки приборов учета на поступлении электроэнергии обычно существенно выше, чем на отпуске (для условий примера недоучет составил 2,1%).

3. Инструкция [4] трактует допустимые небалансы по объектам как результирующую погрешность комплекса измерительных устройств, каждый элемент которого работает в нормальных условиях. Такая трактовка не позволяет правильно оценить фактические погрешности системы учета электроэнергии на объекте. В результате часть потерь будет неправомерно отнесена к хищениям. Кроме того, в инструкции допущены прямые ошибки, в частности, потери напряжения во вторичных цепях ТН отражены симметричными составляющими, хотя они имеют односторонний характер, и не учтены угловые погрешности ТТ и

ТН. В типовой методике [1] угловые погрешности учтены, однако способ учета потери напряжения во вторичных цепях ТН остался таким же, как в инструкции [4].

4. При расчете фактических погрешностей систем учета электроэнергии необходимо учитывать фактические значения коэффициентов мощности в точках учета, которые существенно влияют на значение угловых погрешностей ТТ и ТН.

#### Список литературы

1. РД 34.11.333–97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. М.: РАО “ЕЭС России”, 1997.
2. *Электрические измерения* / Под ред. Фремке А. В. и Душина Е. М. М.-Л.: Энергия, 1980.
3. *Циркуляр № 01-99(Э)*. О повышении точности коммерческого и технического учета электроэнергии. М.: Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕЭС России”, 1999, 23 февраля.
4. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. М.: ОРГРЭС, 1995.

## Об учете электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении

Гамбурян К. А., инж., Егиазарян Л. В., Сааков В. И., Сафарян В. С., кандидаты техн. наук

ЗАО “Институт энергетики”, Ереван

В связи с реструктуризацией энергосистем и созданием отдельных акционерных обществ (АО), производящих, передающих и распределяющих электроэнергию, возникают серьезные проблемы технико-экономического характера во взаимоотношениях между ними. В частности, одной из проблем, вызывающей споры и разногласия, является определение предела допустимых значений, т.е. норматива потерь электроэнергии в электросетях.

Сопоставление нормативного значения потерь с фактическими (отчетными) потерями в электросети  $\Delta W_{\phi}$ , определенными как разность показаний счетчиков учета поступившей электроэнергии в заданную сеть  $W_{\Pi}$  и отпуска электроэнергии потребителям  $W_o$ , позволяет выявить необоснованные (сверхнормативные) потери электроэнергии.

Покажем это на примере определения потерь электроэнергии (в дальнейшем потерь) в передающей высоковольтной электросети 110 кВ и выше (ВВЭС) при транспорте электроэнергии в распределительную электросеть (РС) 6 – 35 кВ.

Фактические потери за учетный период (например, месяц)

$$\Delta W_{\phi} = W_{\Pi} - W_o. \quad (1)$$

С другой стороны, фактические потери могут быть представлены как

$$\Delta W_{\phi} = \Delta W_{\text{тех}} \pm \Delta W_{\text{нб}}, \quad (2)$$

где  $\Delta W_{\text{тех}}$  – технические потери в элементах сети;  $\Delta W_{\text{нб}}$  – небаланс электроэнергии в сети. Из выражений (1) и (2) следует, что

$$\Delta W_{\text{нб}} = W_{\Pi} - W_o - \Delta W_{\text{тех}}.$$

Небаланс электроэнергии в электросети по существу справедливо представить в виде суммы двух составляющих. Первая из них обусловлена погрешностью измерений  $\Delta W_{\text{нб,мет}}$  (метрологический небаланс), вторая – коммерческими потерями  $\Delta W_{\text{ком}}$ , т.е.

$$W_{\text{нб}} = \Delta W_{\text{нб,мет}} + \Delta W_{\text{ком}}. \quad (3)$$

Метрологический небаланс  $\Delta W_{\text{нб,мет}}$  вызван погрешностями элементов измерительных комплексов (ИК), состоящих из трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), счетчика активной электроэнергии (СА) и потерями в линии присоединения СА к ТН.



Коммерческие потери  $\Delta W_{\text{ком}}$  обусловлены ошибками при снятии и обработке показаний счетчиков, безучетным потреблением, хищением энергии. Отметим также, что значение  $\Delta W_{\text{нб.мет}}$  зависит от режимов сети и загрузки ее элементов.

Нормативные потери неизбежны при существующей практике учета и в соответствии с изложенным должны быть определены следующим образом:

$$\Delta W_{\text{нор}} = \Delta W_{\text{тех}} + \Delta W_{\text{нб.мет}}, \quad (4)$$

где  $\Delta W_{\text{нб.мет}}$  – предельно допустимое положительное значение метрологического небаланса, определяемое по формуле (8).

Технические потери в элементах сети – неизбежные потери, вызванные транспортом электроэнергии по сети от поставщиков до потребителей, определяются расчетно на математической модели сети по известным методикам [1 – 4]. Уменьшение составляющих  $\Delta W_{\text{нор}}$  может быть достигнуто за счет оптимизации режимов сети и других организационных и технических мероприятий, в частности, рекомендованных в [2 – 5].

Повышение точности определения значения  $\Delta W_{\text{тех}}$  может быть произведено за счет совершенствования математической модели сети, расширения и достоверизации исходных данных расчета, в частности, графиков поступления энергии в сеть в учетный период и графиков нагрузок основных потребительских узлов.

Гораздо сложнее обстоит дело с повышением точности расчета метрологического небаланса.

Инструкцией по расчету потерь 1987 г. [2] рекомендуемую погрешность ИК предлагалось определять по формуле

$$\delta_p = \frac{2}{3} \sqrt{\delta_U^2 + \delta_I^2 + \delta_{\text{со}}^2}. \quad (5)$$

Между тем, в технической литературе последних лет – в типовой инструкции по учету электроэнергии 1995 г. [6], типовой методике измерений электроэнергии 1997 г. [7] и др., предложена более обоснованная формула определения результирующей погрешности ИК (в процентах)

$$\delta_W = \pm 1,1 \sqrt{\delta_I^2 + \delta_U^2 + \delta_{\text{со}}^2 + \delta_L^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{\text{оп}}^2 + \sum_{l=1}^c \delta_l^2}, \quad (6)$$

где  $\delta_I$  и  $\delta_U$  – соответственно погрешность токовая ТТ и напряжения ТН;  $\delta_{\text{со}}$  – основная погрешность счетчика;  $\delta_L$  – погрешность из-за потери напряжения в линии присоединения счетчика к ТН;  $\delta_{\theta}$  – погрешность схемы подключения счетчиков за счет угловых погрешностей  $\delta_I$  и  $\delta_U$  (в минутах) соответственно ТТ и ТН;  $\delta_{\text{оп}}$  – погрешность отсчитывания показаний счетчика;  $\delta_l$  – дополнительная

погрешность счетчика от  $l$ -й влияющей величины (отклонения напряжения  $K_U$ , частоты  $K_f$ , температуры  $K_t$  и др.);  $c$  – число влияющих величин.

В формуле (6) принимают за  $\delta_I$  и  $\delta_{\text{со}}$  – пределы допускаемых погрешностей ТТ и СА по паспортным данным при минимальном рабочем токе и усредненном коэффициенте мощности  $\cos \varphi$  контролируемого присоединения.

Значение  $\delta_{\theta}$  определяется по формуле

$$\delta_{\theta} = 0,029 \text{tg} \varphi \sqrt{\theta_I^2 + \theta_U^2}, \quad (7)$$

где  $\text{tg} \delta$  – коэффициент реактивной мощности контролируемого присоединения.

В [7] приведены также формулы определения  $\delta_{\text{оп}}$  и  $\delta_l$ .

Как отмечено в [8 и статьях Гладкова Ю. В. на симпозиуме “Электротехника 2010 г.”, проходившем в 1995 г.], значение потерь электроэнергии в процентах к поступлению энергии в сеть в последние годы возросло, что связано с существенным снижением рабочих токов фидеров, отходящих от шин 6 – 35 кВ питающих подстанций 110 кВ и выше, из-за спада производства и уменьшением числа точек поступления электроэнергии в питающую сеть.

Все сказанное вызывает увеличение погрешностей элементов ИК и соответственно увеличение результирующего метрологического небаланса расчетной схемы, определяемого выражением (в процентах)

$$\Delta W_{\text{нб.мет}} = + \sqrt{\sum_{i=1}^k \delta_{ni}^2 d_{ni}^2 + \sum_{i=1}^m \delta_{oi}^2 d_{oi}^2}, \quad (8)$$

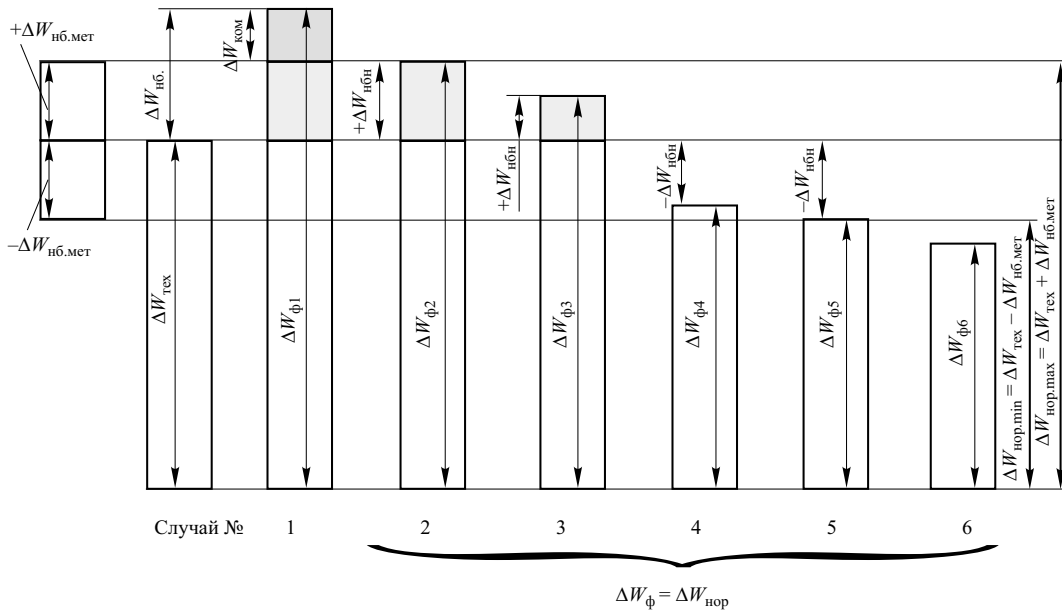
где  $d_{ni}(d_{oi})$  – доля электроэнергии, поступившей (отпущенной) через  $i$ -й ИК;  $\delta_{ni}(\delta_{oi})$  – суммарная погрешность  $i$ -го ИК, учитывающего поступившую (отпущенную) электроэнергию, %;  $k, m$  – число ИК, учитывающих соответственно поступившую в расчетную сеть и отпущенную из нее электроэнергию.

Как показали расчеты для сети 110 – 220 кВ Республики Армения, учет погрешности  $\delta_{\theta}$  обусловил увеличение  $\Delta W_{\text{нб.мет}}$  на 0,15 – 0,3% относительно суммарной электроэнергии, поступившей в сеть. Влияние составляющих  $\delta_{\text{оп}}$  и  $\delta_l$ , а также несинхронного снятия показаний счетчиков оценено экспертно значением 0,1 – 0,2%. Из сказанного следует, что учет  $\delta_{\theta}$  недопустим, что подтверждено также примером расчета, приведенного в [7].

Таким образом, как следует из выражения (8), нормативно допустимые пределы потерь электроэнергии в сети должны иметь:

$$\text{верхний предел } \Delta W_{\text{тех}} + \Delta W_{\text{нб.мет}} = \hat{\Delta W}_{\text{нор}}; \quad (9)$$

$$\text{нижний предел } \Delta W_{\text{тех}} - \Delta W_{\text{нб.мет}} = \check{\Delta W}_{\text{нор}}. \quad (10)$$



### Определение норматива потерь электроэнергии в сети:

обозначения:  $\Delta W$  – потери электроэнергии;  $\Delta W_{\phi}$  – фактические потери;  $\Delta W_{\text{нб.мет}}$  – небаланс нормативный

Иначе говоря, в нормальных условиях передачи электроэнергии для фактических потерь в сети должно соблюдаться условие

$$\Delta W_{\phi} \leq \Delta W_{\text{тех}} + \Delta W_{\text{нб.мет}} \quad (11)$$

Возможны два следующих вида нарушения условия (11):

1)  $\Delta W_{\phi} > \hat{\Delta W}_{\text{нор}}$  – однозначно указывает на безучетное потребление;

2)  $\Delta W_{\phi} < \check{\Delta W}_{\text{нор}}$  – указывает на несовершенство принятой математической модели сети или искусственное занижение потерь. Сказанное иллюстрировано на [рисунке](#).

Как видно из приведенного [рисунка](#), основной проблемой в части метрологии является внедрение практических мероприятий по уменьшению  $\Delta W_{\text{нб.мет}}$ . Для этого, в первую очередь, требуется уменьшить  $\Delta W$  каждого ИК путем правильного выбора всех элементов ИК и определения реальных пределов их погрешностей.

В статье Ю. В. Гладкова справедливо отмечено, что “... метрологии учета электроэнергии в энергетике никогда не уделялось достаточного внимания, поэтому она отстала в своем теоретическом и техническом развитии, что и является одной из важнейших причин проблемы потерь энергии в энергетике”. Следует, однако, отметить, что в последние годы в энергетике России эта проблема стала приоритетной, о чем свидетельствуют издания целого ряда публикаций, методических и руководящих документов, в том числе [6, 7, 9, 10]. Помимо необходимости использования в ИК соответствующих классов точности ТТ, ТН, СА требу-

ется обеспечение нормальных рабочих условий их работы, не допуская выхода параметров контролируемых присоединений ( $U$ ,  $I$ ,  $\cos \phi$ ) за нормированные пределы.

Однако в условиях резкого снижения производства, транспорта и потребления электроэнергии неизбежен выход параметров контролируемых присоединений за нормированные пределы. Кроме того, как показала проверка индукционных СА (по материалам сообщения Я. Т. Загорского на семинаре “Метрологическое обеспечение электрических измерений в электроэнергетике”, М., 1998 г.) после 1–3 лет эксплуатации вышли за пределы допустимой погрешности около 30% одно- и трехфазных СА; из 167 трехфазных СА было забраковано 47%, при этом 25% имели явно выраженную погрешность со знаком “минус”, превышающую в 2–5 и более раз нормированную погрешность. Наибольшая погрешность приходилась на индукционные счетчики, находящиеся в эксплуатации более 10 лет.

Следует также считаться с изменением погрешностей ТТ, вызванных их старением после 20–30 лет эксплуатации. Нами проводятся опыты по измерению погрешностей (характеристик) ТТ различных классов напряжения, находившихся длительно в эксплуатации, при различных значениях первичного тока и вторичной нагрузки, в широком диапазоне их изменения. Предварительные результаты опытов подтверждают изложенное, а также указывают на чувствительную зависимость погрешности ТТ от вторичной нагрузки.

Как указано ранее, при расчете  $\delta_W$  для ИК принимаются значения погрешностей  $\delta_I$ ,  $\delta_U$ , а также  $\theta_I$  и  $\theta_U$  по нормативным документам в максимально

допустимых пределах. Однако при выходе параметров ИК на конкретных контролируемых присоединениях за нормативные пределы, что имеет место сплошь и рядом (в зависимости от режима их работы в учетном периоде), значения указанных погрешностей целесообразно выбирать по соответствующему расчетному алгоритму с использованием интерполяционных формул зависимостей  $\delta_I(I)$ ,  $\theta_I(I)$ ,  $K_U(\cos \varphi)$ ,  $K_I(\cos \varphi)$  и др.

Поскольку у подавляющего большинства фидеров измеряются малые потоки энергии (по сравнению с предусмотренными номинальными значениями), составляющая  $\delta_{оп}$  в формуле (6) может оказаться весьма значительной и отразиться на результатах расчета  $\delta_{И}$  и  $\Delta W_{нб.мет}$ .

Резюмируя сказанное, отметим, что в результате расчетов погрешностей, вызванных существующей измерительной системой АО “Высоковольтные электросети” Армении (ВВЭСА), перекосы в оценке электроэнергии, поступившей в ВВЭСА и отпущенной из них в РС, вызывают погрешность, достигающую 0,8 – 1,2% поступившей энергии (в зависимости от режимов работы сети). Это может быть объяснено малым количеством источников отпуска энергии в ВВЭСА, завышенным показателем измерительных систем поступившей в ВВЭСА электроэнергии и заниженным показанием отпущенной в РС.

Аналогичная картина наблюдается в России и других странах СНГ.

Эффективной мерой повышения точности измерений является замена индукционных СА на электронные, например, типа АББ Альфа класса точности 0,2. Высокая чувствительность последних (1 мА) дает возможность измерений очень малой электроэнергии, а незначительное сопротивление токовых цепей (0,6 мОм) значительно повышает точность ТТ при малых нагрузках (до 1% и ниже).

Возможности внедрения многотарифности, автоматизации сбора и передачи информации, регистрации и анализа нагрузок и другие меры снимут многие проблемы измерений и будут способствовать существенному уменьшению метрологических потерь.

## Выводы

1. В условиях реструктуризации энергосистем, что характерно для настоящего времени повсеместно по СНГ, возникла острая потребность:

исследования вопросов метрологии учета электроэнергии и связанной с ними проблемы потерь электроэнергии;

углубления вопросов теоретического обоснования определения метрологической составляющей потерь электроэнергии.

2. Предлагаемая методика выделения нормативно допустимых значений потерь электроэнергии (неизбежных технических и метрологических потерь) позволяет сосредоточить внимание исследователей и персонала сетей на уменьшении величины  $\Delta W_{нб.мет}$  путем внедрения технических мероприятий и эффективных результатов теоретических разработок.

3. Замена установленных в сетях индукционных счетчиков на современные высокочувствительные многофункциональные электронные счетчики класса точности 0,2 позволит решить ряд метрологических проблем по обеспечению:

измерений очень малых нагрузок;

уменьшения погрешности счетчика в широком диапазоне изменения первичного тока нагрузки сети;

весьма малого потребления токовых цепей счетчика и, как следствие, уменьшение погрешностей ТТ при очень малых первичных нагрузках (значительно меньших регламентированных стандартами значений, что характерно для настоящего режима работы фидеров со значительной недогрузкой);

возможности осуществления автоматизации сбора и передачи информации по учету электроэнергии (показаний счетчиков); при этом снимаются такие проблемы, как несинхронность снятия показаний счетчиков, ошибки персонала при снятии показаний счетчиков, возможность искусственного искажения показаний счетчиков (что характерно для индукционных счетчиков);

надежности работы счетчиков и широкие функциональные возможности их.

4. Представляется необходимым создание четкой функционирующей компьютерной базы данных элементов измерительных комплексов.

## Список литературы

1. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. И 34-70-030-87. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М.: Союзтехэнерго, 1987.
3. Поспелов Г. Е., Сыч Н. М. Потери мощности и энергии в электрических сетях. М.: Энергоиздат, 1981.
4. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / Под ред. Казанцева В. Н. М.: Энергоатомиздат, 1983.
5. И 34-70-028-86. Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений. М., 1987.
6. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. М.: ОРГРЭС, 1995.
7. РД 34.11.333-97. Типовая методика выполнения измерений количества электрической энергии. М.: РАО “ЕЭС России”, 1997.

8. Потребич А. А., Одинцов В. П. Планирование потерь энергии в электрических сетях энергосистем. – Электрические станции, 1998, № 2.
9. РД 34.11.114-98. Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности. Основные нормируемые метрологические характеристики. Общие требования. М.: РАО “ЕЭС России”, 1998.
10. РД 34.11.321-96. Нормы погрешности измерений технологических параметров тепловых электростанций и подстанций. М.: ВТИ, 1997.

## Интегрированная система для решения технологических задач ИАСУ ПЭС

Потребич А. А., канд. техн. наук

НТЦ ОРГРЭС

В настоящее время становится все более актуальным решение в полном объеме задачи расчета установившегося режима, потерь энергии, определения нормативной характеристики потерь энергии (НХПЭ) и выбора мероприятий по их снижению [1, 2], проверки оборудования по токам короткого замыкания (КЗ) не только для соответствующих служб энергосистемы, но и для персонала ПЭС. В то же время существуют комплексы программ, которые решают эти задачи в отдельности для расчета установившегося режима (Б-2, Б-6, RASTR, ANARES и др.), для расчета НХПЭ или в полном объеме, но только для распределительных электрических сетей [3] и т.д. При этом, к сожалению, данные программы из-за возникающих в последнее время объективных трудностей по-разному сопровождаются и совершенствуются.

Зачастую отличные по своей сути алгоритмы, реализованные мощными творческими коллективами, не всегда сейчас поддерживаются на должном программном уровне. Это, в первую очередь, относится к графическому отражению вводимой и полученной в результате расчетов информации, переводу программ под WINDOWS и т.д.

Следует подчеркнуть, что сами алгоритмы расчетных программ очень часто значительно сильнее и перспективнее своих западных аналогов. Поэтому проблема поддержания этих программ на должном уровне должна решаться централизованно, так как реализовать заново через некоторое время алгоритмы этих программ будет очень сложно, а иногда и невозможно.

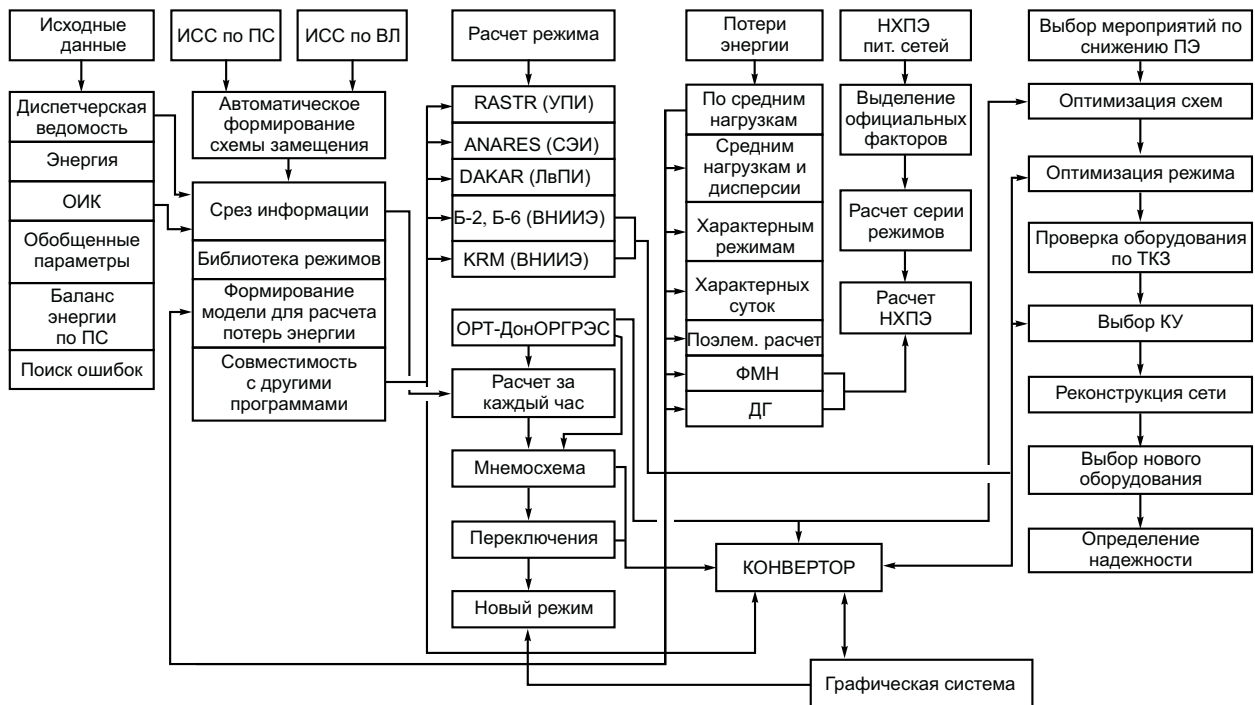
В контексте сказанного целью разработки и внедрения предлагаемой интегрированной системы (см. рисунок) является не только решение задачи расчета установившегося режима, потерь энергии, НХПЭ и выбора мероприятий по их снижению и т.д., но и совместимость на данном этапе с другими уже существующими программами по данной тематике. Это позволяет, в частности, применяя общую режимную и параметрическую информацию о сети, вести расчеты по программам

различных разработчиков, используя при этом для отображения их результатов графическую систему, разработанную авторами рассматриваемой интегрированной системы.

Законность и целесообразность использования программ тех или иных разработчиков должна решаться самими их пользователями. В то же время следует подчеркнуть, что предлагаемая система (см. рисунок) позволяет решать практически все рассмотренные нами ранее задачи.

Основной целью при разработке данной системы было достижение большей доступности и простоты ее использования. Так, для работы с существующими программами расчета установившегося режима сложноразомкнутой электрической сети необходим соответствующий уровень квалификации. Нужно уметь сформировать схему замещения, задать для ряда узлов пределы выдаваемой ими реактивной мощности, выбрать удачно балансирующий узел, отладить сам стационарный режим и т.д. При этом данная квалификация зачастую формируется годами. В то же время следует подчеркнуть, что ПЭС, хотя и имеет замкнутые электрические сети, но в подавляющем объеме они разомкнуты, и, как следствие, методы расчета стационарного режима для них значительно проще. Поэтому в предлагаемой системе для расчета режима применялся метод, в котором разомкнутая часть сети эквивалентировалась с помощью процедуры упорядоченного исключения Гаусса (ОГИ) [3].

Для небольшой замкнутой части электрической сети ПЭС было значительно проще “поставить” задачу расчета режима. При этом, если были уже внедрены соответствующие системы для основных технологических служб ПЭС [4, 5], то схема замещения электрической сети могла формироваться автоматически. Для персонала, не знакомого с проблемой расчета режима, результаты его расчетов выводились на принципиальную схему (мнемосхему), а переключения выполнялись изменением “мышкой” положения коммутирую-



Блок-схема системы для решения расчетных задач ИАСУ ПЭС

щих аппаратов. При этом срез режимной информации за соответствующий час формировался автоматически.

В настоящее время для персонала ПЭС, энергосистемы большое значение имеет расчет приемлемой НХПЭ, по которой, как правило, ежемесячно определяется коэффициент нормативных технологических затрат на передачу электроэнергии, который должен учитываться при расчете и согласовании в областной администрации тарифов на потребляемую промышленными предприятиями-перепродавцами, энергосистемой активную энергию.

Следует подчеркнуть, что для определения более точной НХПЭ, как правило, требуется информация о графиках нагрузок, пропущенной через распределительные трансформаторы (РТ) энергии, а возможно, и расчета серии стационарных режимов. Данные расчеты можно выполнить по существующим программам определения НХПЭ [2, 6 – 8]. В то же время многие предприятия-перепродавцы, энергосистемы определяют НХПЭ по упрощенным методикам [9, 10], в которых в виде нагрузок выступают номинальные мощности установленных РТ ТП, подстанций 35 – 110 кВ. Несомненно, это резко снижает необходимый объем режимной информации, количество и качество выполняемых расчетов, и, как следствие, требования к необходимой квалификации персонала.

Определение норматива потерь энергии по НХПЭ, рассчитанной по данным методикам [9, 10], резко занижает его величину [11]. Поэтому основной целью персонала ПЭС, энергосистемы, который должен заниматься расчетными задачами,

становится достижение приемлемого для предприятия норматива.

Естественно, говорить о выборе мероприятий по снижению потерь энергии относительно зачатую фиктивного их норматива бессмысленно. На наш взгляд, следует все-таки определять НХПЭ по реальной режимной информации. Это позволит не только получить близкий к реальному норматив потерь энергии, но и автоматически использовать всю собранную параметрическую и режимную информацию о сети для выбора мероприятий по снижению этих потерь. В первую очередь, именно для решения этих задач предназначена предлагаемая интегрированная автоматизированная система.

В данной системе интегрированы программы как для питающих [4], так и для распределительных электрических сетей [5]. **Первой** отдельной ее подсистемой является блок накопления режимной и параметрической информации. При этом режимная информация может заноситься как вручную, так и автоматически из соответствующего ОИК. Для подстанций 110 – 220 кВ согласно отраслевой инструкции учета электроэнергии проверяется ее баланс, а затем с учетом информации о пропусках энергии, мощности по элементам электрической сети, ее структуры на основе программы оценки состояния режима [12], по возможности, выявляются ошибочная режимная информация, неправильно работающие счетчики и т.д. Для заданных графиков нагрузок и генераций анализируются скачки мощности, токов, напряжений, месячного потребления энергии и других величин на предмет их неправильного задания.

Существует также большой набор критериев для поиска технологических ошибок. При этом для распределительных сетей 6 – 10 кВ при наличии только единичных замеров и пропусков энергии через распределительные трансформаторы (РТ)ТП графики нагрузок данных РТ могут составляться по типовым графикам стандартных потребителей, которые в процентном отношении известны в пропущенной через эти РТ энергии. Информация о схеме сети может автоматически выбираться из соответствующих систем по подстанциям и линиям [4] или заноситься вручную. При этом схема замещения сети, по возможности, формируется автоматически.

**Вторая** подсистема в расчетном блоке позволяет рассчитывать установившийся режим с помощью существующих в Украине и в России соответствующих программ. Это программы RASTR УПИ, ANARES СЭИ, DAKAR ЛПИ, Б-2, -6 ВНИИЭ, ОРТ ДонОРГРЭС и т.д. Многие программы имеют возможность отражать результаты расчетов в соответствующих графических редакторах схем и хранить информацию о режимах и схеме сети в многоуровневых библиотеках.

Как уже говорилось ранее, расчет можно провести по любой программе. Стыковка между этими программами может осуществляться на уровне исходных данных через формат ЦДУ, который, как правило, ими используется с различными модификациями. При этом существует возможность рассчитать стационарный режим для среза режимной информации за любой час, а данная информация автоматически выбирается из соответствующей и описанной ранее подсистемы.

Программа ОРТ непосредственно связана с нарисованной реальной мнемосхемой ПЭС и соответствующей схемой замещения. Поэтому при планировании переключений мы можем прямо на мнемосхеме отметить планируемые переключения и на этой же схеме автоматически получить данные расчетов по планируемому стационарному режиму, т.е. узнать заранее, какие в этом случае будут уровни напряжений в узлах сети, перетоки мощности и потери энергии в каждой линии и т.д.

**Третья** подсистема посвящена расчету потерь энергии в питающих сетях различными методами. Сначала на основе собранной режимной информации готовятся исходные данные для этих расчетов. На этом этапе исходная информация вторично проверяется на наличие технологических ошибок. Например, при несезонном характере потребителя и при больших коэффициентах вариации годового графика производится анализ информации о месячных пропусках энергии через РТ. При этом следует подчеркнуть, что недостающая режимная информация о графиках нагрузок в узлах электрической сети может формироваться в предположении эргодичности этих графиков [8]. В рассматриваемой подсистеме были реализованы следующие ме-

тоды расчета потерь энергии в питающих электрических сетях:

- по средним нагрузкам [13];
- по средним нагрузкам и дисперсиям [14];
- характерных режимов [15];
- характерных суток [1];
- поэлементных расчетов [1];
- факторного моделирования нагрузок [16];
- доминирующих гармоник [17].

**В четвертой** подсистеме реализованы методы определения нормативной характеристики потерь энергии в замкнутых электрических сетях [6 – 8, 16].

**Пятая** подсистема посвящена выбору мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем. К этим мероприятиям относятся выбор точек деления электрической сети и определение оптимальной загрузки линий для различных уровней напряжения с учетом неоднородности графиков нагрузок [13], оптимизация стационарного режима и выбор компенсирующих устройств для рассматриваемой электрической сети, проверка оборудования, установленного в ней, по токам короткого замыкания, оценка надежности его работы и т.д.

Отдельно остановимся на расчете потерь энергии, НХПЭ, выборе мероприятий по их снижению для *распределительных* электрических сетей, которые составляют основу сетей ПЭС. При этом сначала рассмотрим особенности работы программы расчета нормативной характеристики потерь энергии для распределительных электрических сетей РЭС, ПЭС, энергосистемы.

Данная программа совмещена с программой упрощенного расчета НХПЭ [10] Белорусского ЭСП – SLAMO. Информация из программы SLAMO автоматически читается нашей системой и существует режим работы программы, который полностью соответствует работе программы SLAMO.

Для этого были выведены и далее выверены на сложных тестовых примерах для различных уровней напряжения соответствующие формулы. Однако существует режим работы данной интегрированной системы, который позволяет получить НХПЭ энергосистемы, максимально приближенную к реальной. Конечно, в этом случае необходим сбор большего объема режимной информации, но ее можно использовать для выбора мероприятий по снижению потерь энергии. При этом величина рассчитанного норматива будет близка к реальной, а не заниженной. Это не будет ставить персонал ПЭС, энергосистемы в положение, когда нужно его искусственно завышать, так как от него, хотя и не в большой степени, зависит тариф на электроэнергию для энергосистемы, и, как следствие, в какой-то мере материальное благополучие персонала энергосистемы.

Алгоритм определения НХПЭ в данной интегрированной подсистеме построен на основе более

точного расчета определяющей составляющей при расчете НХПЭ – эквивалентного сопротивления линий и трансформаторов рассматриваемой электрической сети. При этом наиболее трудно определить с высокой точностью эквивалентные сопротивления линий 6 – 10 кВ. Для этого недостающая режимная информация по РТ ТП, как уже говорилось ранее, восполнялась по типовым графикам потребителей или дорассчитывалась по информации об энергии, имеющейся по другим РТ ТП.

Однако следует объективно признать, как правило, низкое качество режимной информации по РТ ТП. Поэтому основой расчета эквивалентного сопротивления электрической сети являются эквивалентные сопротивления РТ подстанций 35 – 110 – 220 кВ. При этом, например при расчете эквивалентного сопротивления линии 110 кВ, используются сопротивления РТ 35 кВ с учетом пропуска энергии через них, коэффициентов вариации их нагрузок и т.д.

Данный алгоритм нахождения все более точных эквивалентных сопротивлений линий и РТ с увеличением уровня напряжения сети, на наш взгляд, дает наиболее точную НХПЭ. Для более точного учета потерь энергии в сети 0,4 – 10 кВ при расчете эквивалентных сопротивлений для подстанций 35 – 110 кВ в зависимости от характера нагрузки, пропуска энергии через РТ ТП и других расчетах вводятся соответствующие коэффициенты. В любом случае, это уже проблема расчета более точного определения эквивалентных сопротивлений подстанций 35 – 110 кВ, которые питают конкретных потребителей. Очевидно, что при желании эту проблему для конкретной подстанции и потребителей РТ ТП значительно проще решить, чем для всей электрической сети.

Для замкнутой части сети ПЭС, энергосистемы НХПЭ рассчитывается согласно алгоритмам, реализованным в четвертой подсистеме.

Двадцатилетний опыт расчетов потерь энергии и НХПЭ по этим программам и их внедрение в энергосистемах Крымэнерго, Саратовэнерго, Донбассэнерго и других показали, что точность выполненных расчетов, как правило, очень высока [4, 5, 12].

Алгоритм расчета НХПЭ для распределительных электрических сетей был достаточно прост, но для его реализации требовалась работа с большими базами данных. Поэтому первые его модификации были реализованы на СУБД FOXPRO 2.0, 2.5. Однако семилетний опыт эксплуатации этой подсистемы показал неустойчивый характер работы расчетной программы, написанной с помощью данной СУБД, которая, правда, для этого и не была предназначена. Например, это проявилось при внедрении ее в Курскэнерго. Поэтому программа была переписана на СИ, что существенно улучшило надежность ее работы. В контексте сказанного все программы расчетного блока и графиче-

ский редактор электрических схем были реализованы на СИ как в ДОС, так и под WINDOWS 95, интегрированные системы накопления режимной и параметрической информации о электрической сети, технологические системы для различных служб ПЭС [4, 5] были последовательно реализованы на СУБД FOXPRO 2.0, 2.5, 3.0, 5.0, DELPHI 4.0, а для ТЭС АЭС [18] – на РСУБД ORACLE 7.3.

## Вывод

Разработана и внедрена интегрированная автоматизированная система, которая позволяет рассчитывать установившийся режим, потери энергии, НХПЭ и выбрать мероприятия по их снижению для электрических сетей ПЭС, энергосистемы. Данные расчеты можно выполнить и просмотреть как по программам, разработанным авторами, так и автоматически по программам других разработчиков. При этом исходная режимная и параметрическая информация для этих расчетов, их результаты максимально совмещены между собой.

## Список литературы

1. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Комплекс программ интегрированной автоматизированной системы диспетчерского управления, контроля и учета электропотребления в электрических сетях / Вороничкий В. Э., Идельчик Б. В., Идельчик В. И., Кононов Ю. Г. – Электрические станции, 1994, № 9.
3. Потребич А. А. Применение метода исключения Гаусса для расчетов установившихся режимов. – Изв. вузов. Энергетика, 1987, № 3.
4. Применение интегрированной системы для решения задач АСУ ПЭС / Потребич А. А., Шевцов В. И., Овчинников В. Н. С. и др. – Электрические станции, 1996, № 2.
5. 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.
6. Железко Ю. С. Принципы и расчетные формулы нормативного планирования потерь электроэнергии в электрических сетях. – Электрические станции, 1990, № 11.
7. Методика расчета нормативных потерь электроэнергии в электрических сетях / Пекелис В. Г., Анисимов Л. П., Голиков В. Р. и др. – Минск, 1990.
8. Потребич А. А. К вопросу о планировании потерь энергии в электрических сетях энергосистем. – Электрические станции, 1992, № 1.
9. Планирование потерь энергии в электрических сетях / Красновский А. З., Пекелис В. Г., Анисимов Л. П., Шапиро Ю. З. – Электрические станции, 1979, № 1.
10. Методические указания по нормированию технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям 154 – 0,38 кВ. Киев: УНПО Энергопрогрес, 1996.
11. Потребич А. А., Ткачев В. И., Овчинникова Н. С. К вопросу о нормировании потерь энергии в электрических сетях Облэнерго. – Энергетика и электрификация, 1997, № 5.
12. Потребич А. А., Константинов В. В. К расчету потерь энергии и выбору мероприятий по их снижению методом доминирующих гармоник. – Электрические станции, 1991, № 11.

13. *Каялов Г. М.* Определение потерь энергии в электрической сети по средним значениям нагрузок в ее узлах. – Электричество, 1976, № 6.
14. *Гриценко В. И., Черноморченко Л. В.* Учет нагрузок интегральными характеристиками при расчете потерь энергии в электрических сетях энергосистем. – Изв. вузов, 1982, № 7.
15. *Временная инструкция по расчету и анализу потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.* М.: ОРГРЭС, 1976.
16. *Арзамасцев Д. А., Лунес А. В.* Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. М.: Высшая школа, 1989.
17. *Потребич А. А.* Моделирование нагрузок для расчета потерь энергии в электрических сетях энергосистем. – Электричество, 1997, № 3.
18. *Интегрированная система для решения задач АСУ ТЭС / Потребич А. А., Алексанов А. А., Ткачев В. И., Кравченко Т. Н.* – Электрические станции, 1997, № 11.

## Расчет термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи

**Барабанов Ю. А., Богданова О. И., кандидаты техн. наук, Дементьев Ю. А., Механошин Б. И., инженеры, Сиденков Д. В., канд. техн. наук, Орешкин А. В., Шкалов А. А., инженеры**

**Московский энергетический институт – ЗАО “ОПТЭН Лимитед” – РАО “ЕЭС России”**

В данной работе анализируются ВЛ или участки ВЛ напряжением 110 кВ и выше, имеющие грозозащитные тросы (ГТ) с глухим заземлением на опорах. В рассматриваемом случае при перекрытии изоляции фазных проводов на опору и возникновении однофазных и двухфазных КЗ на землю часть тока КЗ замыкается на землю по контуру, включающему ГТ и заземления смежных опор, что может приводить к нарушению термической устойчивости ГТ. Задача выбора ГТ с учетом его термической устойчивости традиционно возникает при проектировании ВЛ, а также модернизации сетей, приводящей к росту токов КЗ, в связи с чем необходима ревизия принятых решений для ранее введенных в эксплуатацию ВЛ.

В последнее время практикуется сооружение волоконно-оптических линий связи (ВОЛС) путем подвески на ВЛ оптических кабелей, встроенных в грозозащитный трос (ОКГТ), которые обычно заземляются на каждой опоре. В этом случае потеря термической устойчивости ОКГТ приводит к дополнительному ущербу в результате нарушения канала связи.

Попытка использования ОКГТ увеличенного сечения с повышенной термической устойчивостью по всей длине ВЛ может приводить к неоправданному повышению стоимости проекта вследствие значительной зависимости стоимости ОКГТ от его сечения, а также к увеличению механических нагрузок на опоры и дополнительных затрат по их укреплению. Поэтому целесообразно выявить отдельные участки ВЛ с высоким уровнем термического воздействия токов на ОКГТ, что позволяет на остальных участках использовать оптический кабель с меньшим сечением (соответственно с меньшим диаметром).

Кроме того, для участков с высоким термическим воздействием тока КЗ на стадии проектирования могут быть рассмотрены дополнительные

меры снижения такого воздействия, например, подвеска дополнительного сталеалюминиевого провода параллельно ОКГТ, изменение сопротивления заземления опор и т.д. В отдельных случаях может быть принято решение по использованию подвесного неметаллического оптического кабеля на этих участках или другое проектное решение с уходом под землю трассы ВОЛС.

Используемая до настоящего времени методика расчета термического воздействия токов на ГТ [1] была разработана с ориентацией на ручные расчеты, вследствие чего включает ряд упрощений, снижающих точность получаемых результатов. При проектировании ОКГТ это может приводить к неоправданному увеличению сечения оптического кабеля на отдельных участках ВЛ, а часто и по всей длине линии. Для ограничения объема расчетов методика [1] рекомендует проводить оценку термической устойчивости ГТ при КЗ по концам ВЛ вблизи РУ, а также в местах смены числа или типов ГТ, что характерно для подходов ВЛ к РУ.

При проектировании ОКГТ для выявления участков ВЛ с повышенным термическим воздействием необходим расчет при перемещении точки КЗ по ряду опор на заданных участках по длине ВЛ, а в пределе – по всей длине линии, что резко увеличивает объем расчетов.

В некоторых случаях трасса, по которой проходит ОКГТ, не совпадает с трассой обычного ГТ, например, при исключении для ОКГТ заходов на отпайку ВЛ к промежуточным подстанциям, когда ОКГТ проходит по “перекидке” между опорами смежных ВЛ. В этом случае использование существующей методики затруднено.

Из сказанного следует целесообразность уточнения методики расчета термической устойчивости ГТ с целью расширения возможности ее применения для случая ОКГТ, повышения точности



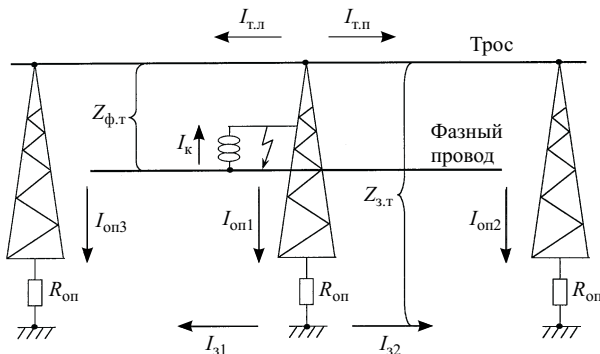


Рис. 1. Распределение токов при пробое на опору

получаемых результатов и разработки на ее основе программного обеспечения (ПО) для проведения автоматизированных многовариантных расчетов на персональном компьютере.

**Методика расчета термической устойчивости.** Степень термического воздействия  $B_{тер}$  тока КЗ на ГТ, так же как и на другие проводники, по ГОСТ [2] определяется двумя анализируемыми далее факторами: уровнем токов в ГТ  $i_{кt}$  и временем их прохождения  $t_{откл}$ , зависящим от функционирования установленных на ВЛ устройств релейной защиты и автоматики (РЗ и А)

$$B_{тер} = \int_0^{t_{откл}} i_{кt}^2 dt. \quad (1)$$

На рис. 1 показано распределение токов при КЗ фазного провода на опору. Ток  $I_k$  является утроенным током нулевой последовательности в точке КЗ.

Ток троса  $I_t$  (слева  $I_{т.л}$  и справа  $I_{т.п}$ ) от точки КЗ включает следующие составляющие: индуктивную  $I_{инд.ф.т}$ , обусловленную индуктивной связью между фазными проводами и тросом; индуктивную  $I_{инд.з.т}$ , обусловленную индуктивной связью между током земли и тросом; наложенную  $I_{налож}$ , определяемую растеканием тока  $I_k$  от точки КЗ по контурам, включающим ГТ и смежные опоры

$$I_t = I_{инд.ф.т} + I_{инд.з.т} + I_{налож}. \quad (2)$$

Составляющая  $I_{инд.з.т}$  как это принято и в [1], далее не учитывается.

С учетом того, что в [1] изложена подробная методика расчета тока ГТ, далее отмечены только основные отличия уточненной методики, явившейся основой для разработки программного обеспечения (ПО). В основном уточнения методики направлены на повышение точности расчетов преимущественно за счет использования возможностей современной вычислительной техники.

В расчеты индуктивной составляющей  $I_{инд.ф.т}$  внесены следующие уточнения:

поскольку  $I_{инд.ф.т}$  определяется в основном токами нулевой последовательности, то кроме тра-

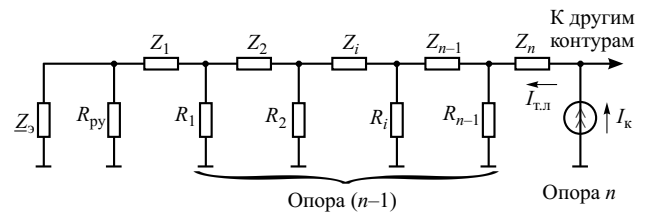


Рис. 2. Фрагмент схемы замещения для расчета входного сопротивления:

$R_i$  – сопротивление заземления  $i$ -й опоры;  $Z_i$  – сопротивление троса на  $i$ -м расчетном пролете (между опорами, имеющими заземление ГТ);  $R_{пу}$  – сопротивление заземления РУ;  $Z_3$  – эквивалентное входное сопротивление для тока ГТ смежных ВЛ

диционно учитываемого влияния токов собственной ВЛ, на которой имеется КЗ, учтено влияние токов смежных ВЛ, имеющих взаимную индукцию по токам нулевой последовательности с рассматриваемой (двухцепная ВЛ, коридоры сближенных ВЛ);

для стальных тросов, несмотря на то, что они имеют значительное активное сопротивление, также как и для сталеалюминиевых ГТ, учтена индуктивная составляющая тока, что достаточно просто выполняется программно и устраняет соответствующую погрешность расчета.

Наложная составляющая  $I_{налож}$  обусловлена растеканием тока  $I_k$  от точки КЗ по контурам, включающим ГТ. На рис. 2 изображена схема замещения для расчета входного сопротивления  $Z_{вх}$  контура слева от точки КЗ для случая возникновения КЗ на  $n$ -й опоре по отношению к заходу на РУ.

При использовании усредненных параметров для пролета, как это рекомендовано в [1], и, следовательно, равенстве сопротивлений  $R_i$ ,  $Z_i$ , значение  $Z_{вх}$  может быть определено по известным выражениям для расчета сопротивления цепочечной схемы при бесконечном или конечном числе опор  $n$ . Однако в реальных условиях расчетные длины пролетов, а, следовательно, и сопротивления  $Z_i$ , могут существенно отличаться, возможны различия и в значениях сопротивлений заземления опор  $R_i$ . При наличии данных по индивидуальным параметрам пролетов (поопорная ведомость ВЛ) целесообразно проводить расчет входных сопротивлений путем непосредственного сворачивания схемы (рис. 2), состоящей из ряда последовательно и параллельно включенных сопротивлений.

При учете реальных длин пролетов в графике тока ГТ появляются пики (рис. 3, получено по разработанному программному обеспечению) за счет несогласованности изменения  $Z_{вх}$  справа и слева от точки КЗ при перемещении точки на смежную опору. Например, при шестикратном отличии длин ближайших от точки КЗ пролетов слева и справа ток в тросе может возрасти до 20% по сравнению с расчетом по усредненным параметрам. Непосредственный расчет входных сопротивлений путем сворачивания сопротивлений, кроме повышения точности, позволяет проводить расче-

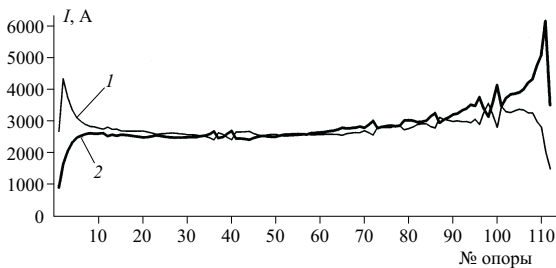


Рис. 3. Ток в ГТ при однофазном КЗ и расчете с реальными длинами пролетов:

1 – ток в сторону подстанции 1; 2 – ток в сторону подстанции 2

ты практически для произвольных, нетиповых вариантов подвески ГТ, что характерно в случае использования ОКГТ, например, при отсутствии захода ГТ на РУ, наличии отпаек на ВЛ и т.д.

Поскольку наложенная составляющая тока ГТ от точки КЗ будет замыкаться не только через сопротивление заземления РУ, но и входные сопротивления для тока ГТ смежных ВЛ, отходящих от тех же шин, что и рассматриваемая, то в схему замещения (рис. 2) входит  $Z_3$  – эквивалентное входное сопротивление для тока ГТ смежных ВЛ. Несмотря на то, что сопротивление заземления РУ существенно меньше  $Z_3$ , целесообразен его учет при проведении расчетов. В качестве примера по разработанному программному обеспечению проведены расчеты тока в ГТ при КЗ на ближайшей к РУ опоре, принято  $R_{ру} = 0,5$  Ом. Дополнительный учет влияния двух ВЛ, отходящих от тех же шин, что и поврежденная, приводит к увеличению тока в ГТ поврежденной ВЛ на 2,5%, а четырех ВЛ – на 3,96%.

При расчетах термической устойчивости ГТ необходимо задать расчетные режимы, определяющие максимальное термическое воздействие, которое зависит как от уровня токов в ГТ, так и от времени его прохождения. Поскольку в общем случае отсутствуют устойчивые критерии, по которым можно было бы выбрать однозначно тот или иной расчетный вид КЗ, приводящий к наибольшему термическому воздействию на ГТ, необходим расчет не только однофазных, но и двухфазных КЗ на землю.

Определенные проблемы могут возникать при поиске расчетных режимов, приводящих к наибольшему времени прохождения тока через ГТ, которые зависят от функционирования РЗ и А, а также работоспособности отключающих КЗ выключателей. Согласно ПУЭ [3] время отключения КЗ задается из условия срабатывания основных защит, т.е. защит, имеющих при данных видах КЗ наименьшее время срабатывания. В рассматриваемом случае такими защитами являются защиты с абсолютной селективностью, а при их отсутствии, как правило, токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП).

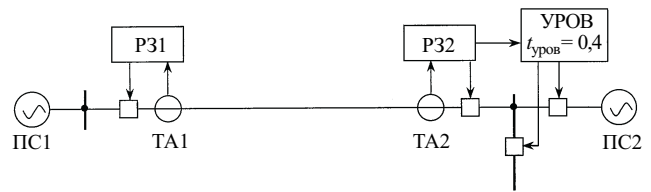


Рис. 4. Схема сети

Правила устройства электроустановок [3] задают минимальные, обязательные к выполнению требования. В реальных условиях возможны отказы защит и выключателей, что увеличивает время прохождения тока в ГТ. Необходимость учета тех или иных режимов и поиска среди них расчетных в настоящее время не регламентирована и определяется проектировщиком, например, с учетом вероятности их возникновения, а также экономических критериев, учитывающих дополнительные затраты при выборе ГТ большего сечения и ущерб от нарушения термической устойчивости ГТ меньшего сечения.

Особую актуальность задача приобретает в варианте использования ОКГТ в связи с существенно большей его стоимостью по сравнению с обычным ГТ, а также значительным дополнительным ущербом от нарушения канала связи при его разрушении.

Целесообразно проведение исследований по разработке инженерной методики расчета термической устойчивости ОКГТ, позволяющей обоснованно принимать решения о необходимости учета тех или иных реально возникающих в эксплуатации режимов, а также учитывающей отмеченные особенности расчета тока в ОКГТ.

При разработке программного обеспечения учтены некоторые обобщенные события, возникающие при отказе РЗ или выключателей, которые формируют соответствующие режимы. Реально возникающие режимы зависят от состава комплектов РЗ и А на рассматриваемой ВЛ, а в ряде случаев и на смежных элементах сети, и формируются проектировщиком. В число событий, формирующих расчетные режимы, включены:

при наличии на ВЛ двух защит (основной с абсолютной селективностью и ТЗНП в качестве резервной) отказ основной РЗ и срабатывание резервной;

при наличии на ВЛ только ТЗНП ее отказ и отключение КЗ защитами смежных элементов сети – дальнейшее резервирование;

неуспешное АПВ на повторное КЗ, число таких включений задается кратностью АПВ;

отказ выключателя с последующим действием УРОВ при его наличии;

отказ выключателя в условиях отсутствия УРОВ и ликвидация КЗ защитами смежных элементов.

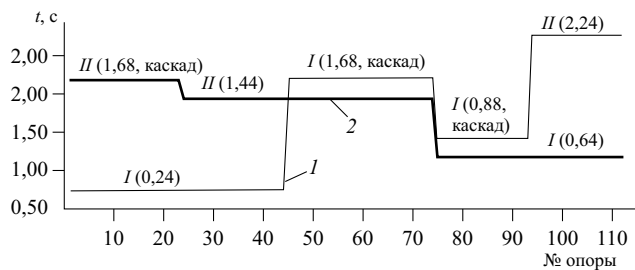


Рис. 5. Характеристики срабатывания ТЗНП при однофазном коротком замыкании на землю:

I – защита № 1; 2 – защита № 2; I – срабатывание I ступени; II – срабатывание II ступени

Например, расчетный режим может быть сформирован следующей последовательностью событий: успешное срабатывание защит на обоих концах ВЛ, отказ выключателя на одном из концов ВЛ и действие УРОВ, неуспешное АПВ на другом конце ВЛ. В этом случае ГТ подвергается многократному воздействию тока КЗ, причем время первого отключения КЗ затягивается за счет действия УРОВ.

Во всех учитываемых при проектировании режимах необходим расчет времени срабатывания защит и отключения выключателей со всех концов ВЛ, имеющих питание, а при дальнейшем резервировании – защит и выключателей смежных элементов. Для выявления зон срабатывания отдельных ступеней ТЗНП, в том числе и в условиях каскадного действия защит, необходим расчет токов при перемещении точки КЗ вдоль ВЛ. Результаты расчетов удобно оформить в виде ступенчатых характеристик времени срабатывания РЗ в зависимости от положения точки КЗ.

**Программа расчета термического воздействия тока КЗ.** Ввиду значительного числа учитываемых при проектировании режимов и необходимости в каждом из них проведения расчетов при перемещении точки КЗ по опорам проведение реальных расчетов возможно только с использованием программного обеспечения (ПО) соответствующего назначения.

Наиболее близкими к рассматриваемой задаче являются программы расчета токов КЗ. В эксплуатации в подавляющем большинстве случаев используется программа типа ТКЗ-3000 (г. Новосибирск), а также программы разработки Киевского института электродинамики. Эти программы изначально разрабатывались как программы расчета токов КЗ преимущественно для целей проектирования РЗ и близких к ним задач. В связи с этим применительно к рассматриваемой задаче расчета термического воздействия тока КЗ на ГТ они имеют качественно схожие характеристики, затрудняющие их непосредственное использование.

В указанных программах исходными данными для расчета служат схемы замещения отдельных

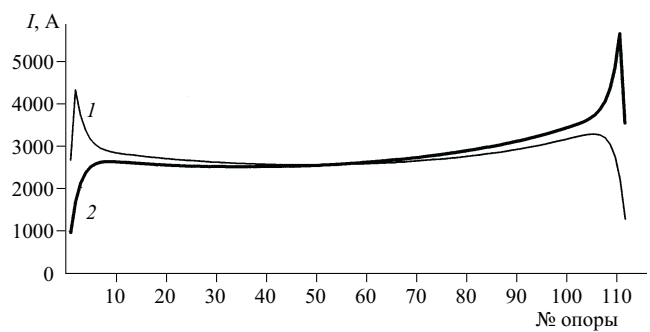


Рис. 6. Ток в грозозащитном тросе при однофазном коротком замыкании и расчете по средней длине пролета:

I – ток в сторону подстанции 1; 2 – ток в сторону подстанции 2

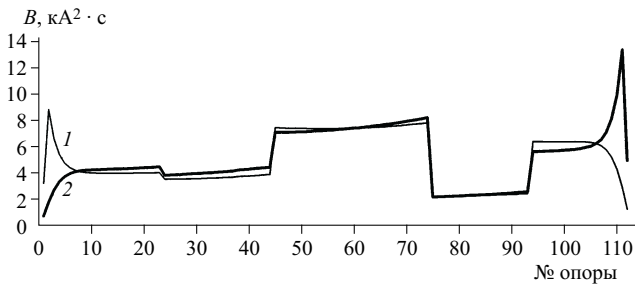
последовательностей, в которых ВЛ представлены соответствующими сопротивлениями, отсутствуют измерительные трансформаторы тока и напряжения, коммутационные аппараты (выключатели). Это не позволяет непосредственно провести расчет тока в ГТ, прежде всего его индуктивной составляющей, определяемой геометрией подвески ГТ и фазных проводов на опоре.

Формирование расчетных режимов и автоматическое построение в этих режимах ступенчатых характеристик времени срабатывания защит предполагает наличие программной модели функционирования РЗ и А. Для этого на схеме сети должны быть размещены комплекты РЗ и А, подключенные к измерительным трансформаторам тока и напряжения, а также выключателям, указаны их уставки срабатывания, в процессе моделирования работы РЗ и А соответствующие выключатели должны программно управляться моделями РЗ и А.

Такая возможность в указанных программах отсутствует, в связи с чем построение ступенчатых характеристик времени срабатывания защит может проводиться только вручную по полученным токам КЗ, что требует значительных трудозатрат. Немаловажным фактором является необходимость большого объема предварительной подготовки исходных данных по схемам замещения сети, а также специального обучения пользователя процессу ввода исходных данных и управления программой в ходе вычислений.

На основе изложенной методики расчета термического воздействия тока КЗ на ГТ разработан предлагаемый комплекс программного обеспечения. Базовым ядром комплекса является универсальная программа расчета токов КЗ в сети 6 – 750 кВ разработки Московского энергетического института, позволяющая проводить расчеты токов в элементах сети, необходимых для последующего расчета токов ГТ. Программная модель сети построена на основе метода симметричных составляющих.

Взаимодействие пользователя с ПО осуществляется через графический редактор, обеспечиваю-



**Рис. 7. Термическое воздействие на грозозащитный трос при однофазном КЗ:**

1 – воздействие тока, текущего к подстанции 1; 2 – воздействие тока, текущего к подстанции 2

щий ввод и коррекцию исходных данных по схемам и оборудованию первичной сети, а также устройствам РЗ и А; формирование задания на расчет; отображение и регистрацию результатов расчетов. Схема первичной сети изображается путем размещения на экране монитора мнемонического изображения элементов сети и проведения между ними соединительных линий. Каждый элемент сети снабжен таблицей каталожных исходных данных, необходимых для расчета сопротивлений схем замещения отдельных последовательностей.

Предварительное построение схем замещения, нумерация узлов схем первичной сети или схем замещения, расчет сопротивлений элементов схем проводятся автоматически (программно), пользователь освобожден от этих операций.

Исходные данные на ВЛ могут быть заданы как удельными сопротивлениями (в омах на 1 км), так и схемой подвески фазных проводов и ГТ на опоре с указанием геометрических параметров подвески и типов фазных проводов и ГТ. Линия, в которой необходим расчет токов в ГТ, задается только схемой подвески. На этой линии по желанию пользователя могут быть выделены по обоим концам ВЛ участки подхода к РУ с произвольным числом опор, а также последний пролет до РУ, имеющие индивидуальные параметры ГТ (число ГТ, их тип). Пользователь может подключить файл поопорной ведомости на ВЛ, в котором приведены индивидуальные расстояния между опорами.

Коридоры сближенных ВЛ, имеющих взаимную индукцию по нулевой последовательности, задаются трассой, изображаемой в декартовой системе координат с указанием расстояний между ВЛ. Взаимоиндукция двухцепной ВЛ при задании ее схемой подвески на опоре учитывается автоматически.

Необходимые для расчета времени прохождения тока КЗ комплекты РЗ и А устанавливаются на схеме сети путем размещения их мнемонического изображения с указанием на схеме сети используемых в РЗ и А измерительных трансформаторов тока и напряжения и отключаемых защитой вы-

ключателей. В полном объеме комплект РЗ и А включает: защиту с абсолютной селективностью, четырехступенчатую ТЗНП, АПВ, УРОВ.

Предусмотрен как однократный для одной точки КЗ, так и циклический расчет при перемещении точки КЗ в заданных пределах ВЛ (поопорный расчет): токов КЗ в элементах сети; токов в ГТ; теплового воздействия тока КЗ на ГТ; моделируется поведение комплектов РЗ и А, участвующих в отключении КЗ при штатной работе защит и выключателей, а также при их частичном отказе. Модель функционирования РЗ и А учитывает, в частности, собственную инерцию при срабатывании и время отключения выключателей. При срабатывании с разными выдержками времени участвующих в ликвидации КЗ комплектов РЗ и А находится комплект с минимальным временем срабатывания, автоматически (программно) отключаются соответствующие выключатели и проводится перерасчет токов в новом режиме работы, так – до четырех комплектов последовательно. При моделировании неуспешного АПВ соответствующие выключатели включаются в модели также автоматически. Термическое воздействие токов на ГТ рассчитывается по интегральной оценке с учетом всех циклов прохождения токов КЗ.

Отображение результатов расчета проводится в табличной и графической форме. Графическая форма сопровождает таблицы при проведении циклических расчетов для случая перемещения точки КЗ вдоль ВЛ. Расчеты токов КЗ в элементах сети завершаются отображением для каждого заданного элемента симметричных составляющих токов и напряжений, а также их полных фазных значений. При расчетах тока в ГТ и его теплового воздействия на ГТ для каждой входящей в расчетный интервал опоры выдаются соответствующие значения для тросов в обе стороны от точки КЗ. Предусмотрен транспорт результатов расчета в универсальную программу Excel.

**Некоторые примеры расчетов.** В качестве примера приведены результаты расчетов, полученные с использованием разработанного ПО, для реальной ВЛ напряжением 110 кВ одной из энергосистем России (рис. 4). Комплекты РЗ включают четырехступенчатую ТЗНП, первая ступень без выдержки времени, вторая с выдержкой времени 0,5 с.

Рассмотрен режим успешного срабатывания ТЗНП противоположных концов ВЛ в условиях отказа выключателя правого конца и действия УРОВ. На рис. 5 изображена характеристика времени отключения КЗ  $t_{откл}$  с учетом выдержки времени срабатывания РЗ, собственной инерции ступени при срабатывании (принято 0,06 с) и времени отключения выключателя (принято 0,08 с).

Уменьшение времени срабатывания защиты РЗ1 на интервале между 75 и 92-й опорами объясняется действием ее первой ступени в каскаде по-

сле срабатывания первой ступени ТЗНП противоположного конца, в то время как на предыдущих опорах (от 43 до 75) каскадное срабатывание имеется только после срабатывания второй более медленной ступени защиты противоположного конца. В указанной части приведенная характеристика существенно отличается от “классической”, традиционно приводимой в литературе, когда с удалением точки КЗ от места включения защиты время отключения возрастает за счет действия старших ступеней защит с большими выдержками времени.

Полученные для рассматриваемого примера графики изменения значения тока в ГТ при перемещении точки КЗ вдоль линии представлены на рис. 6 в случае расчета по средней длине пролета и рис. 3 для расчета с реальными длинами пролетов. Значение тока максимально на подходах к РУ подстанций и затем достаточно резко падает при перемещении точки КЗ от РУ к середине линии.

График изменения величины термического воздействия на ГТ при перемещении точки КЗ вдоль ВЛ при однофазных КЗ на землю для рассматриваемого режима работы РЗ и А изображен на рис. 7. Расчеты проведены с учетом средней длины пролета. Несмотря на относительно небольшие значения тока в ГТ при КЗ в центральной части ВЛ, термическое воздействие возрастает за счет увеличения времени срабатывания защит. При некоторых вариантах исходных данных оно может даже превышать воздействие при КЗ вблизи РУ, что свидетельствует о необходимости проведения расчетов по всей длине ВЛ.

## Выводы

1. Уточнена методика расчета термического воздействия тока, проходящего в ГТ при КЗ на землю, позволяющая повысить точность расчетов. Методику целесообразно использовать для проведения программных расчетов на ПЭВМ.

2. Разработано реализующее представленную методику программное обеспечение (ПО), которое позволяет проводить расчеты термической устойчивости ГТ и токов в элементах сети при всех видах КЗ с применением циклических расчетов при

перемещении точки КЗ вдоль ВЛ. Данное ПО включает программные модели комплектов РЗ и А, что создает возможность проведения расчетов с учетом их функционирования, позволяет проводить многовариантные расчеты, повышающие качество проектирования, а также существенно сокращает затраты времени на выполнение расчетов.

3. Показано, что расчеты термической устойчивости ГТ должны проводиться не только для КЗ в районе подходов к РУ, но и по всей длине ВЛ.

4. Расчетный режим, определяющий термическую устойчивость ГТ, должен выбираться с учетом функционирования комплектов РЗ и А, в том числе и с учетом возможного отказа элементов РЗ и выключателей. Целесообразна разработка рекомендаций в этом направлении, а также в части дальнейшего развития методики выбора ГТ, особенно ОКГТ.

5. При создании волоконно-оптических линий связи по ВЛ (ВОЛС-ВЛ) необходимо проведение расчетов по прогнозированию тока КЗ в ОКГТ с учетом перспективы развития энергосистемы и определению его термической устойчивости, которые могут проводиться с помощью предложенного ПО, для формирования технических требований к ОКГТ.

6. После выбора конкретного типа ОКГТ для создания ВОЛС-ВЛ необходимо провести повторные расчеты по термической устойчивости данного конкретного ОКГТ с учетом его диаметра и сопротивления, которые могут быть проведены в рамках набранных схем в предлагаемом ПО в кратчайшие сроки.

## Список литературы

1. *Методические указания по расчету термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи.* М.: Энергосетьпроект, 1976.
2. *ГОСТ Р 50254-92. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.* М.: Изд. стандартов, 1993.
3. *Правила устройства электроустановок.* М.: Главгосэнергонадзор России, 1998.

## Противоаварийная автоматика для энергосистем с большой удельной единичной мощностью на примере Армении

Акопян Г. С., инж.

Армэнерго

За последние 10 лет условия функционирования Армянской энергосистемы существенно изменились, создав дополнительные объективные противоречия между требованиями безопасности работы энергосистемы в целом и Армянской АЭС в частности, с одной стороны, – и требованиями экономической ее эффективности, с другой. Именно:

1. Значительно сократился состав вращающегося оборудования, так как выработка и потребление электроэнергии в Армении сократились соответственно в 2,5 и 2 раза.

2. Усилился ночной спад нагрузки из-за сворачивания производств с непрерывной технологией.

3. Если прежде энергосистема работала в составе ОЭС Закавказья и в целом ЕЭС СССР, с достаточно сильными межсистемными электрическими связями, то впоследствии Армения перешла на изолированную работу, с возможностью подсоединения к энергосистеме Ирана по единственной связи 220 кВ со значительно меньшей пропускной способностью, чем по прежним связям. При возникновении в энергосистеме аварийного дефицита мощности, подчас даже меньше расчетного, эта связь зачастую отключалась, и в результате дефицит еще более усугублялся (на величину имевшегося до аварийной ситуации перетока).

4. В 1995 г. была возобновлена работа единичного реакторного блока Армянской АЭС, номинальная мощность которого ныне даже превышает всю ночную летнюю нагрузку республики. Это тем более ужесточило условия работы энергосистемы по безопасности.

В результате, с учетом требований нормативных документов по допустимой частоте тока в энергосистеме в аварийных условиях, а также рекомендаций международных экспертов по режиму работы Армянской АЭС из того же условия, станция несколько лет проработала в разгруженном режиме, ограничивающем ее мощность на уровне, не превышающем 50% минимальной суточной нагрузки энергосистемы. Реально блок загружался примерно на половину своей номинальной мощности. При четырехкратной разнице в ценах на топливо АЭС и ТЭС большие экономические потери очевидны.

Для обеспечения условий безопасной и одновременно экономически эффективной работы Армянской АЭС и в целом энергосистемы армянские энергетики применили известные по своей идее

решения, однако со следующими принципиальными особенностями реализации.

Исходя из того, что простое увеличение объема классического АЧР на реле частоты РЧ-1 не дало (и не могло дать) сколько-нибудь существенного эффекта, была разработана и внедрена система дополнительной автоматической аварийной разгрузки по признаку скорости снижения частоты (АЧРС). Все аппаратное обеспечение было разработано собственными силами и произведено на заводах республики.

Внедрению АЧРС предшествовали разработка и внедрение автоматизированной системы записи текущих значений частоты, скорости изменения частоты, величин активной и реактивной мощности, с релетической 50 раз в секунду. Двухлетние наблюдения за поведением указанных параметров при аварийных дефицитах мощности, коротких замыканиях в сети, автоматических повторных включениях, синхронных качаниях, асинхронном ходе позволили разработать и изготовить систему АЧРС, обеспечивающую, по нашему мнению, необходимые требования:

электромагнитную совместимость с техногенной средой электростанций и подстанций, спроектированных по нормам проектирования бывшего СССР;

эффективную дозированность воздействия в зависимости от величины аварийного дефицита мощности и необходимый для Армении большой суммарный объем нагрузки, подключенной к АЧРС (к 86 комплектам АЧРС подключены 77% всей нагрузки);

действие практически без выдержки времени. Устройство содержит измерительный орган в виде реле скорости снижения частоты с регулируемым диапазоном 0,5 – 5 Гц/с, реле времени с регулируемым диапазоном 0,1 – 0,3 с с возможностью его исключения из схемы, так как естественная задержка времени 0,1 с заложена в принятом принципе измерения скорости изменения частоты, а также пусковой орган в виде реле частоты с регулируемым диапазоном 40 – 55 Гц. Для условий Армянской энергосистемы быстрота действия достигнута благодаря принятию единой высокой уставки по частоте пускового органа 49,5 Гц для всех комплектов и исключению из схемы органа выдержки времени;

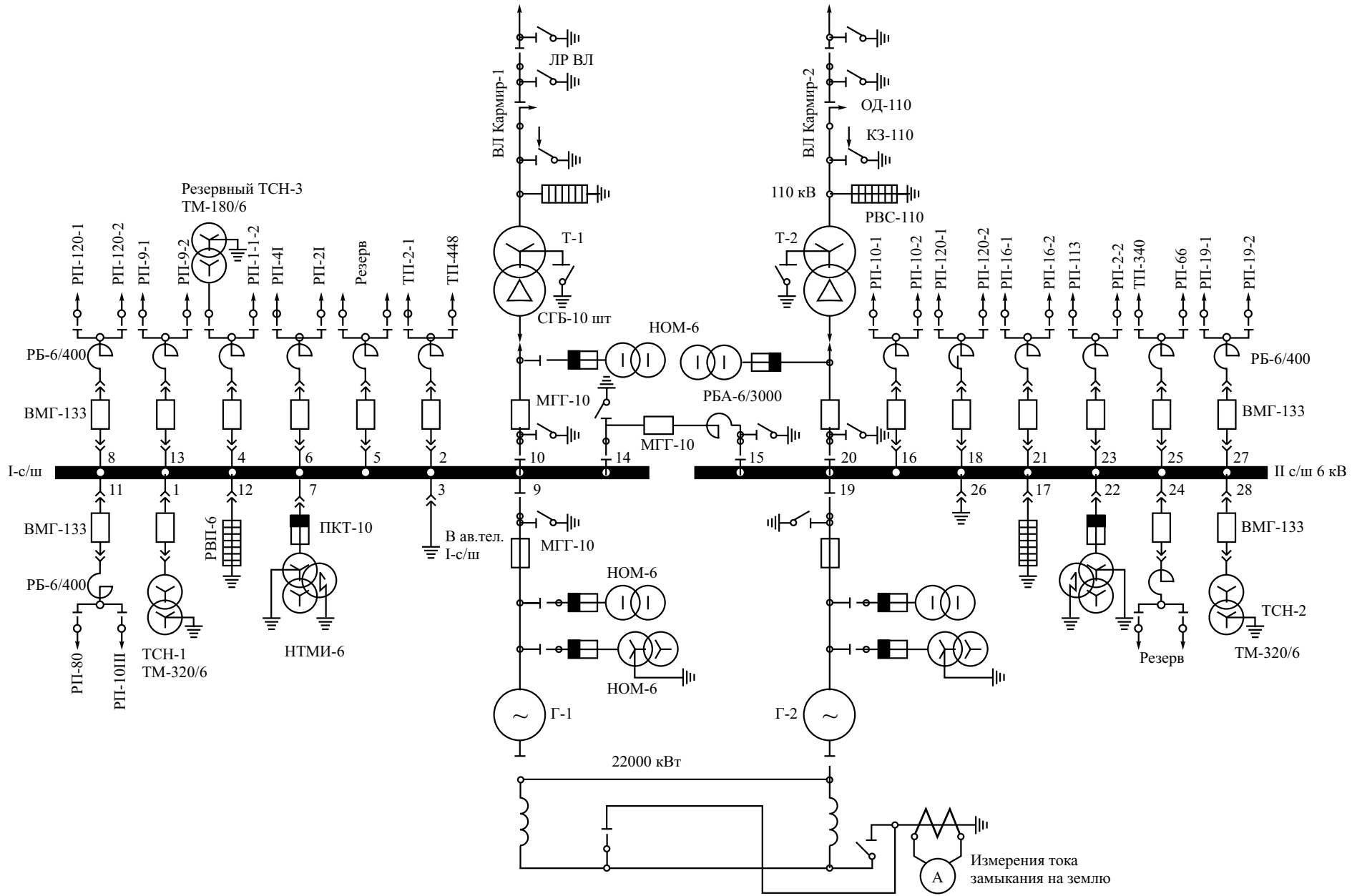


Рис. 1. Главная схема электрических соединений Ереванской ГЭС

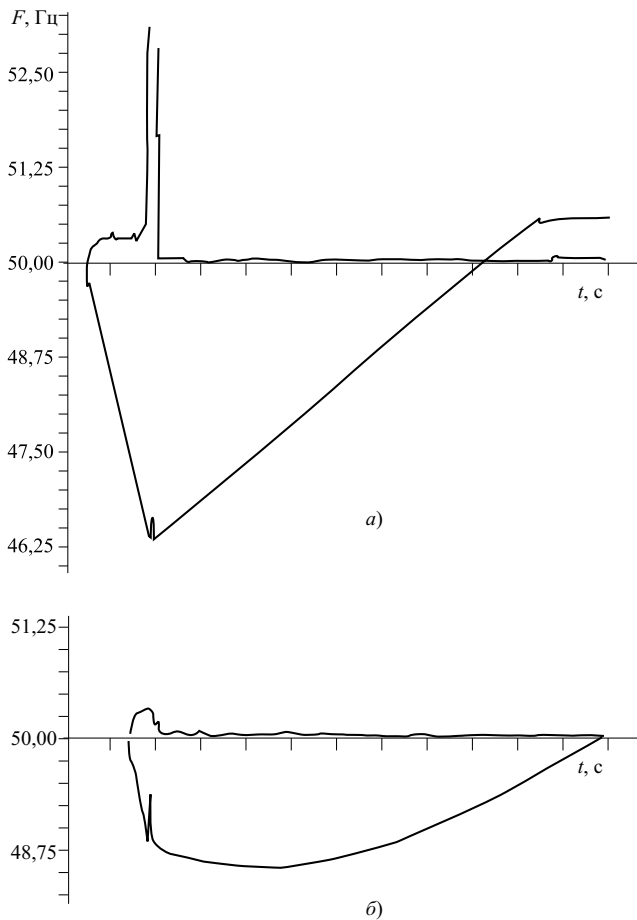


Рис. 2. Диаграмма результатов испытаний без АЧРС (а) и с АЧРС (б)

отстройку от качаний и коротких замыканий в энергосистеме благодаря наличию пускового органа в сочетании с измерительным органом;

возможность тестирования на месте установки нажатием кнопки;

возможность тестирования и перенастройки простым полевым прибором;

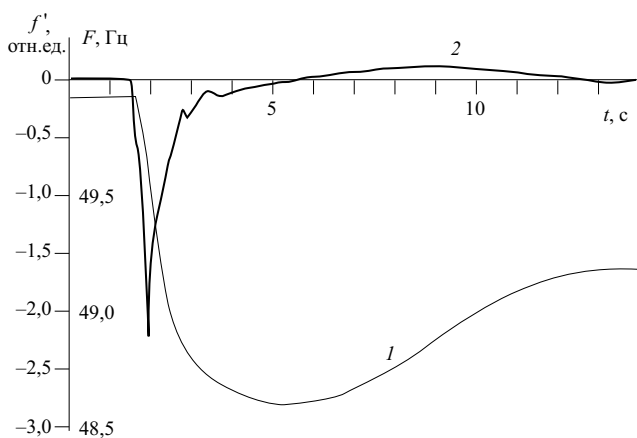


Рис. 3. Результаты автоматической записи изменений частоты и скорости изменения частоты после внедрения АЧРС при фактической аварии (дефицит мощности 39%)

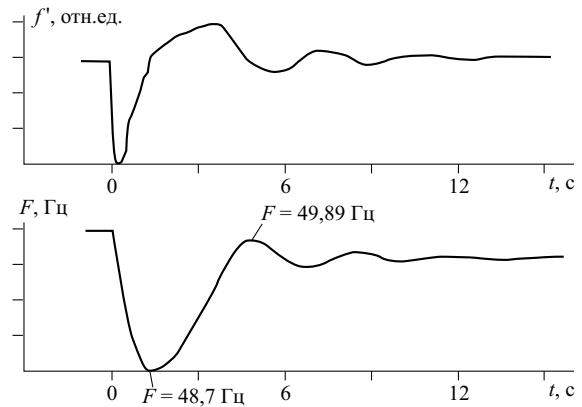


Рис. 4. Расчетные кривые изменений частоты и скорости изменения частоты

дополнительный контроль правильности действия устройства АЧРС на месте установки с помощью отдельного тестирующего устройства благодаря созданной возможности воспроизводства аварий по закону фактически имевшей место аварии;

автоматический вывод из работы и сигнализацию о выходе из работы при неисправностях;

возможность выбора параметров АЧРС по условию дозированного воздействия и последующего сопоставления фактических изменений частоты с изменениями частоты при расчетном воспроизводстве аварий;

контроль правильности поведения устройств АЧРС, АЧР, ЧАПВ на основе анализа результатов автоматизированной записи частоты, скорости ее изменения и мощностей в характерных узлах энергосистемы. Та же система используется для контроля правильности поведения автоматических регуляторов перетока по межсистемной линии, скорости турбин, возбуждения генераторов, а также действий оперативного персонала.

Натурные испытания и годовой опыт эксплуатации АЧРС с действием на отключение подтвердили правильность выбранных параметров системы АЧРС и надежность работы устройств (за исключением одного из 86 комплектов, вышедшего из строя из-за некачественной сборки и контроля на заводе-изготовителе).

На рис. 1 представлена схема узла проведения натурных испытаний АЧРС. Диаграммы результатов испытаний без АЧРС (классическая АЧР введена в работу) и с АЧРС, благодаря которой глубина снижения частоты оказалось на 2,1 Гц меньше, чем без нее, приведены на рис. 2.

Условия проведения сравнительных опытов были следующими. При отключенной одной из ВЛ 110 кВ, связывающих узел с системой, подключенном к системе на холостом ходу одним из генераторов и при нагрузке по фидерам 6 кВ порядка 10 МВт, на противоположном конце отключалась вторая ВЛ 110 кВ, чем создавался внезапный дефицит мощности.



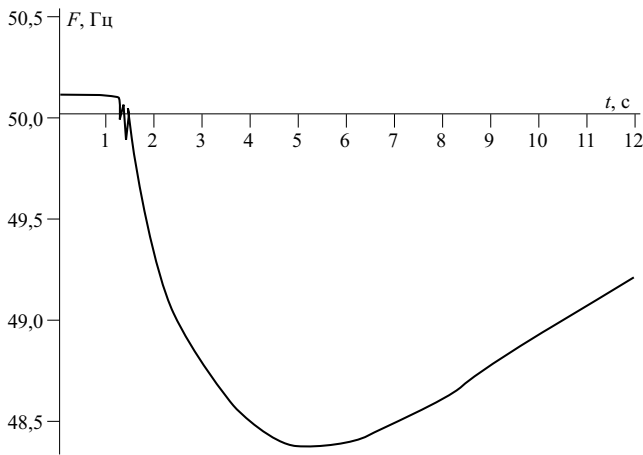


Рис. 5. Диаграмма изменения частоты при аварии в энергосистеме (дефицит мощности 25%)

Изменение частоты (кривая 1) и скорости изменения частоты (кривая 2) после внедрения АЧРС при фактической аварии с возникновением в энергосистеме аварийного дефицита мощности в 39% по результатам автоматизированной скоростной записи частоты представлены на рис. 3. То же по результатам расчета представлено на рис. 4. Разница в глубине снижения частоты практически отсутствует, что свидетельствует о правильности методики расчета параметров АЧРС.

На рис. 5 приведена диаграмма изменения частоты при аварии в энергосистеме с дефицитом 25%, но при отключенной АЧРС (действовала лишь классическая АЧР на базе реле РЧ-1). В остальном состав оборудования в обоих случаях одинаковый. Сравнение с предшествующей аварии с большим дефицитом подтверждает эффективность наличия АЧРС.

На рис. 6 показана кривая изменения частоты при коротком замыкании в системообразующей сети.

Таким образом, внедрение АЧРС позволило повысить в Армении допустимый аварийный дефицит мощности до 72% вместо 45% по нормативным материалам и 50% по рекомендации международных экспертов – не нарушая условий допустимого снижения частоты в энергосистеме. В результате оказалось возможным поднять нагрузку Армянской АЭС и соответственно снизить расход более дорогого органического топлива.

2. С целью предотвращения отключения единственной межгосударственной электрической связи, по которой осуществляется параллельная работа двух энергосистем, собственными силами разработаны, изготовлены и внедрены:

комплекс специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) в трех узлах энергосистемы, предупреждающий нарушения устойчивости межсистемной линии;

комплекс нормального и аварийного форсированного регулирования перетока мощности по ли-

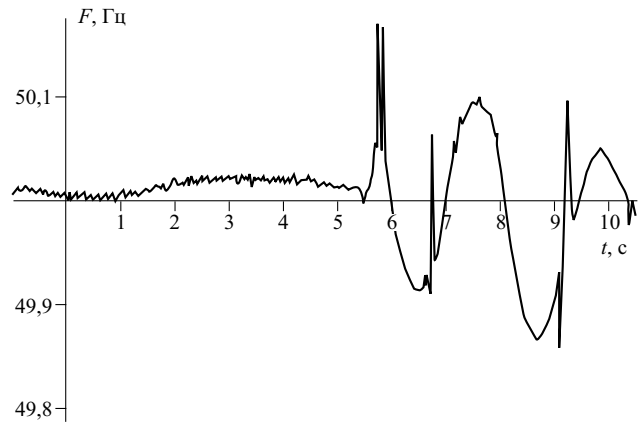


Рис. 6. Кривая изменения частоты при КЗ в системообразующей сети

нии, предотвращающий ее отключение с противоположного конца от автоматики перегрузки;

промышленный цифровой ваттметр-реле с телеметрическим выходом и тремя независимыми выходными реле, срабатывающими при независимо регулируемых уровнях мощности с коэффициентом возврата  $K \geq 0,99$ . Устройство используется одновременно и для САОН, и для аварийного форсированного регулирования мощности всех работающих агрегатов двух ГЭС. Нормальное же регулирование перетока осуществляется поагрегатно с логикой выбора агрегата;

малогобаритные передатчики и приемники для передачи изменяющихся по уровню сигналов или управляющих воздействий по высокочастотному каналу линии электропередачи;

реле, реагирующее на динамику изменения напряжения с фиксацией предаварийного уровня во всех фазах, с коэффициентом возврата  $K \geq 0,99$ .

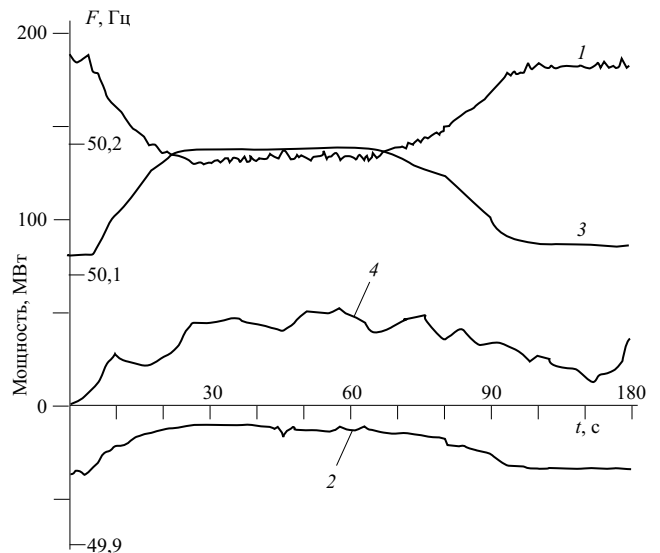
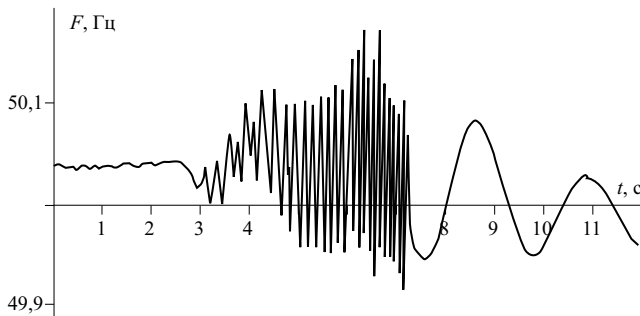


Рис. 7. Кривые изменения мощности и частоты при действии автоматического регулятора мощности перетока:

1, 2 – активная и реактивная мощности регулируемого перетока; 3 – активная мощность регулирующей станции; 4 – частота



**Рис. 8.** Кривая изменения частоты при выходе в асинхронный ход генератора из-за потери возбуждения

Это реле может быть использовано также для существенного повышения коэффициента чувствительности максимальных токовых защит с пуском по напряжению.

Также была разработана и внедрена защита от потери возбуждения генераторов, перешедших в асинхронный режим, на новом принципе измерения направления и величины реактивной и активной мощностей с возможностью дополнительного контроля изменения частоты тока.

На **рис. 7** показано изменение мощности при действии автоматического регулятора мощности перетока по межсистемной линии.

Эта разработка весьма актуальна, учитывая низкую чувствительность известных принципов такой защиты или практическое их отсутствие.

Необходимость такой разработки определяется и жесткими по времени (для некоторых генераторов практически невыполнимыми) требованиями Правил технической эксплуатации в части действий оперативного персонала.

На **рис. 8** представлена кривая изменения частоты при выходе в асинхронный ход генератора из-за потери возбуждения.

### Выводы

1. Ужесточившееся противоречие по условиям обеспечения безопасности и экономической эффективности работы Армянской энергосистемы потребовало разработки и внедрения средств противоаварийной автоматики, реагирующих на динамику аварийного процесса – в отличие от способа реагирования на достижение электрическими величинами некоторых статически фиксированных значений.

2. Необходимы исследования и срочная разработка требований по электромагнитной совместимости новых средств РЗА с техногенной средой существующих электростанций и подстанций.

3. Необходима взаимовыгодная координация усилий и финансовых затрат по разработкам и производству средств противоаварийной автоматики и релейной защиты, взаимный обмен информацией, единые условия сертификации.

## ОПЫТНО МЕХАНИЧЕСКИЙ ЗАВОД "КРИСТАЛЛ" г. Протвино

завод предлагает:

- приборные боксы и шкафы для контроллеров;
- приборные и электротехнические стойки;
- навесные приборные шкафы;
- силовые щиты (ПР, ВРУ, ЩР и др.);
- пульты автоматизации технологических процессов.



завод оказывает услуги по:

- монтажу приборов и оборудования;
- электромонтажу изделий;
- комплектации изделиями отечественных и импортных производителей;
- изготовлению проектной, сметной и конструкторской документации;
- доставке оборудования к месту установки и монтажа;
- изготовлению любых металлоизделий и конструкций;
- строительным и монтажным работам.

Телефон/факс  
демонстрационного  
зала в г. Москве:

**(095) 151-91-20**

e-mail : kristmos@mtu-net.ru

## ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

### Системы возбуждения генераторов Березовского опытного завода Энергоцветмет

Шелепов А. С., Синепольский В. А., Якименко В. Г., инженеры

Березовский опытный завод Энергоцветмет

К середине 90-х годов в энергетике России сложилась сложная ситуация с техническим состоянием оборудования, в частности, систем возбуждения. Более половины эксплуатирующегося оборудования выработало свой ресурс и нуждается в модернизации. Выпускавшиеся серийно системы возбуждения не в полной мере удовлетворяли требованиям энергетиков. Назрела необходимость создания современных, более компактных, надежных и дешевых систем возбуждения, отвечающих требованиям конкретного заказчика, которые могут быть разными в зависимости от мощности и условий эксплуатации генератора.

В 1998 – 2000 гг. на Березовском опытном заводе Энергоцветмет разработаны и запущены в производство шесть серий статических тиристорных систем возбуждения, отличающихся назначением, степенью резервирования, набором защит и систем диагностики, от наиболее сложных двухгрупповых систем независимого возбуждения до максимально упрощенных, предназначенных для генераторов малой мощности:

возбудители ВТ малых турбо- и гидрогенераторов и синхронных двигателей с током возбуждения до 500 А;

системы возбуждения СТСМ малых турбо- и гидрогенераторов с токами возбуждения 800 – 1200 А;

системы самовозбуждения СТС одно- и двухканальные для турбо- и гидрогенераторов с токами возбуждения до 3000 А;

системы независимого возбуждения СТН одно- и двухгрупповые;

комплект оборудования для модернизации высокочастотных систем возбуждения турбогенераторов с токами возбуждения до 3000 А, включающий в себя шкаф управления и шкаф силового выпрямителя;

резервные системы возбуждения СТРСВ1.

В 1999 – 2000 гг. изготовлены четыре системы возбуждения СТСМ для гидрогенераторов Камской ГЭС (три из них введены в эксплуатацию), пять систем возбуждения СТС [две для гидрогенераторов Бухтарминской ГЭС и по одной для турбогенераторов Мироновской ГРЭС на Украине, ТЭЦ Челябинского и Магнитогорского металлур-

гических комбинатов (в Челябинске и на Бухтарминской ГЭС системы введены в эксплуатацию)], резервная система возбуждения для турбогенераторов 165 МВт Тобольской ТЭЦ, двухгрупповая система независимого возбуждения гидрогенератора Братской ГЭС (введена в эксплуатацию в январе 2000 г.), комплект оборудования для модернизации высокочастотной системы возбуждения Сургутской ГРЭС-1 (введен в эксплуатацию в августе 2000 г.) и возбудитель ВТ для турбогенератора 12 МВт ТЭЦ Челябинского металлургического комбината (введен в работу в январе 2001 г.). В производстве находятся системы возбуждения Братской и Бухтарминской ГЭС, Сургутской ГРЭС-1, а также четыре возбудителя ВТ.

Вновь разработанные системы возбуждения существенно отличаются от своих прототипов. Основными требованиями при разработке являлись: повышение надежности и удобства эксплуатации, уменьшение числа электромеханических реле, снижение габаритов и стоимости систем возбуждения.

*В одноканальном исполнении систем возбуждения* повышение их надежности достигается за счет введения в преобразователь двух резервных параллельных ветвей тиристоров, благодаря чему одновременно снижается температура вентиля и повышается их надежность, а также за счет применения двух параллельно работающих систем управления тиристорами и двух АРВ, один из которых представляет собой регулятор сильного, а второй, резервный, – пропорционального действия. Благодаря этому такая система возбуждения по надежности приближается к двухканальной системе, существенно выигрывая у последней по цене и габаритам.

Эти системы возбуждения обеспечивают все режимы генератора в соответствии с ГОСТ 21558.

Все системы возбуждения (кроме систем возбуждения малых генераторов) имеют следующие защиты:

токовую защиту трансформатора возбуждения;  
защиту от превышения двойного тока возбуждения;

защиту от потери тока возбуждения при работе генератора в сети, действующую на отключение основного регулятора возбуждения;

защиту от повышения напряжения генератора, работающего на холостом ходу;

защиту от снижения частоты генератора, работающего на холостом ходу;

защиту от снижения сопротивления изоляции цепей возбуждения;

защиту от короткого замыкания на кольцах ротора, действующую на перевод тиристорного преобразователя в инверторный режим, закорачивание обмотки возбуждения тиристорным короткозамыкателем и отключение автомата гашения поля (этим защищается тиристорный преобразователь и уменьшаются повреждения щеточного аппарата и вала генератора за счет сокращения времени горения дуги);

защиту ротора от перегрузки током возбуждения;

защиту обмотки возбуждения и тиристорного преобразователя от перенапряжений.

Системы возбуждения оснащены схемой диагностики, выявляющей следующие неисправности тиристорного преобразователя:

потерю проводимости параллельных ветвей по факту отсутствия в них тока;

потерю проводимости плеча по факту отсутствия в нем тока;

неисправность источников питания;

потерю импульсов управления на выходе системы управления тиристорами.

Все устройства управления, защиты и диагностики выполнены на базе электронных элементов, запоминание действия защит производится при помощи триггеров, а индикация – светодиодами.

Системы возбуждения осуществляют предупредительную и аварийную сигнализацию. При этом выдаются групповые сигналы “Неисправность” и “Вызов”, а также сигналы, требующие немедленного вмешательства персонала.

Все системы возбуждения (кроме систем возбуждения малых генераторов) выполнены на однотипном оборудовании. Они содержат вентильные секции, шкаф управления, шкаф защиты, шкаф резисторов самосинхронизации, а при наличии на станции магистрали резервного возбуждения – и шкаф ввода резерва с необходимой коммутационной аппаратурой.

*Вентильные секции* систем возбуждения выполнены с естественным воздушным охлаждением. Они построены на базе блока тиристор, содержащего тиристор с охладителем, предохранитель, делитель тока, схему контроля протекания тока, а также один или два импульсных трансформатора с выпрямителем и балластным резистором. Оригинальная конструкция охладителя позволяет устанавливать блоки тиристор друг под другом в шесть рядов без подогрева верхних нижними.

Благодаря этому удалось существенно уменьшить габариты вентильной секции при сохранении удобства ее обслуживания, сделав ее конкурентоспособной при токах возбуждения до 3000 А.

*Шкаф управления*, как правило, содержит четыре электронных блока (две системы фазового управления СФУ, автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ и блок управления и диагностики БУД, включающий в себя также резервный регулятор возбуждения пропорционального действия), трансформатор собственных нужд ТСН и три реле (повторитель положения выключателя генератора, реле гашения поля и реле выбора регулятора).

Все электронные блоки выполнены в кассетах БУК-МЭК максимального габарита. Органы управления, настройки, индикации и контроля расположены на лицевых панелях ячеек.

*Система фазового управления тиристорами СФУ* расположена в одной кассете и включает в себя трансформатор питающих и синхронизирующих напряжений, ячейку резервного питания, три ячейки, которые составляют собственно систему импульсно-фазового управления с выходными усилителями и ячейку контроля и стабилизаторов питающих напряжений.

Питание СФУ осуществляется от шин преобразователя через ТСН с резервированием от сети 220 В постоянного тока. В качестве опорного применяется пилообразное напряжение, что позволило существенно упростить схему. Для обеспечения работы при угонных оборотах генератора ограничение максимального напряжения управления выполнено в функции амплитуды опорного напряжения [1]. Для линеаризации характеристики преобразователя в канал регулирования введена нелинейность.

*Автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ-СДБ* также расположен в одной кассете. Структурно он практически повторяет хорошо зарекомендовавший себя и многократно проверенный регулятор возбуждения АРВ-СДП1, при этом схемно существенно отличаясь от последнего. Основными отличиями являются выполнение схемы задания уставки и ограничителя перегрузки в цифровом виде, ограничение минимального возбуждения в две ступени [2] (причем быстроедействующая ступень, действующая на выход регулятора, может быть настроена на ограничение на пределе, определяемом устойчивостью генератора, а инерционная ступень, действующая на вход АРВ, – на уровень, определяемый нагревом торцовых зон), ограничение реактивной мощности генератора после включения его в сеть [3], измерение частоты напряжения по полному периоду и др.

*Блок управления и диагностики БУД* включает в себя резервный регулятор возбуждения, ячейку контроля работы параллельных ветвей преобразо-

вателя, ячейки управления режимами работы, токовых защит и три ячейки фиксации и индикации работы защит.

Ячейка токовых защит генератора осуществляет резервную защиту ротора от перегрузки, а также защиту от короткого замыкания на кольцах.

*Шкаф защит* включает в себя устройство гашения поля, тиристорный разрядник, тиристорный короткозамыкатель и блок защит, в который входят датчик тока возбуждения, измеряющий напряжение с шунта в цепи тока возбуждения для обеспечения работы защит, и ячейка защиты от снижения сопротивления изоляции цепей возбуждения, осуществляющая измерение и индикацию сопротивления изоляции в диапазоне от 0 до 500 кОм и выдачу предупредительного и аварийного сигналов при снижении этого сопротивления. В системах возбуждения турбогенераторов блок защит оснащается индивидуальным источником питания, в него из блока БУД выносятся токовые защиты ротора и трансформатора возбуждения и ячейка сигнализации, что позволяет осуществлять эти защиты при работе на резервном возбудителе.

В качестве устройства гашения поля, кроме традиционного АГП, применяется автоматический выключатель ВА56 – 43 на ток 1600 А или выключатели “Электрон” на токи до 6000 А с тиристорным разрядником, шунтирующим обмотку возбуждения возбудителя резистором, необходимым для рассеивания энергии, запасенной в магнитном поле возбудителя.

Применение более быстродействующего выключателя позволяет раньше начать процесс гашения поля, что компенсирует снижение скорости гашения при снижении тока возбуждения. Так, расчетное время гашения поля гидрогенератора 20 МВт Камской ГЭС из режима форсировки на холостом ходу до значения, обеспечивающего снижение напряжения статора до 1,1 номинального значения, без перевода преобразователя в инверторный режим составляет: при использовании АГП-12-40 – 0,49 с, при гашении выключателем ВА56-43 с шунтирующим резистором, равным четырехкратному сопротивлению обмотки возбуждения, – 0,44 с. При этом ток в преобразователе снижается до нуля соответственно через 0,63 и 0,28 с. При переводе преобразователя в инверторный режим эти времена составили: при использовании АГП-12-40 – 0,32 с, при гашении выключателем ВА56-43 – 0,37 с. При этом ток в преобразователе снижается до нуля соответственно через 0,34 и 0,023 с. Если же учесть то, что снижение тока возбуждения до нуля не завершает процесса гашения (напряжение статора работающего на холостом ходу генератора при этом составляет 0,8 – 0,9 номинального значения) и дальнейшее рассеивание энергии в демпферных контурах машины занимает существенно большее время, то применение более дешевого и доступного аппара-

та представляется оправданным. К аналогичным выводам пришли авторы [4] при рассмотрении процесса гашения поля турбогенератора при внезапном коротком замыкании на статоре.

*В двухканальных системах возбуждения* каждый канал содержит вентиляющую секцию с одной системой управления тиристорами и АРВ сильного действия, а также необходимую коммутационную аппаратуру.

*Двухгрупповая система возбуждения* обеспечивает работу генератора при отключении любой из групп и ввиду наличия необходимой коммутационной аппаратуры позволяет производить ремонт поврежденного оборудования без отключения генератора, благодаря чему она не уступает по удобству эксплуатации и надежности двухканальной системе возбуждения. При этом она позволяет уменьшить амплитуду выпрямленного напряжения, что благоприятно сказывается на работе контактных колец, щеточного аппарата и изоляции цепей возбуждения, а также уменьшить мощность источника питания.

*Системы возбуждения малых генераторов СТСМ* отличаются тем, что шкафы защиты и управления совмещены в одном шкафу, в котором расположен также и резистор самосинхронизации. Система управления тиристорами выполнена без резервирования, регулятор возбуждения пропорционального действия также один. Исключена защита от КЗ на кольцах ротора и тиристорный короткозамыкатель.

*Статическая тиристорная резервная система возбуждения СТРСВ1* обеспечивает работу с группой из четырех генераторов, в том числе имеющих разные параметры возбуждения. При этом схема управления автоматически настраивается на параметры заданного генератора.

Схема управления СТРСВ1 содержит две системы управления тиристорами СФУ и блок управления и диагностики БУДР.

*БУДР* включает:

автоматический регулятор возбуждения пропорционального действия, обеспечивающий поддержание заданного напряжения (или тока возбуждения) генератора, дистанционное изменение уставки, форсирование возбуждения при снижении напряжения генератора, ограничение тока возбуждения и длительности форсировки;

устройство ручного управления, обеспечивающее изменение тока возбуждения от нуля до 1,1 номинального значения;

устройство диагностики, контролирующее работу тиристорного преобразователя, источников питания и наличие импульсов управления на выходе СФУ;

устройство автоматического изменения уставок по току возбуждения в зависимости от параметров возбуждаемого генератора;

устройство управления режимами, защиты и сигнализации, осуществляющее управление СТРСВ1 в режимах пуска и останова, запрет форсировки при повреждении части преобразователя, ограничение минимального тока возбуждения на заданном уровне при работе генератора в сети, защиты от неограниченной форсировки, перегрузки током возбуждения, от потери тока возбуждения при работе генератора в сети, защиту от безымпурсного режима, который может возникнуть при потере питания преобразователя.

*Комплект оборудования для модернизации высокочастотной системы возбуждения типа СВЧ* включает в себя диодную выпрямительную секцию СВД4 в цепи возбуждения главного генератора и шкаф управления возбуждением возбудителя ШВВЧ.

Схема выпрямления мостовая. Количество параллельных ветвей в плече преобразователя – 4. Охлаждение диодов естественное, воздушное.

ШВВЧ включает в себя два блока тиристорных преобразователей БТП, каждый из которых через собственный трансформатор (оба трансформатора также расположены в ШВВЧ) питается от отдельной секции собственных нужд станции, автоматический регулятор возбуждения сильного действия АРВ-СДБ и блок защит и управления, включающий также резервный регулятор возбуждения пропорционального действия.

Каждый БТП представляет собой тиристорный преобразователь, выполненный по двухгрупповой схеме с системой управления и регулятором напряжения возбуждения главного генератора. Благодаря этому существенно уменьшены габариты трансформатора и величина питающего тока.

*Возбудители серии ВТ* выполнены в одном шкафу с габаритами 1100 × 600 × 1800 мм и имеют целый ряд исполнений в зависимости от тока возбуждения, схемы выпрямления, набора коммутационных аппаратов, защит и дополнительных устройств.

В настоящее время на многих станциях ведутся или планируются работы по созданию автоматизированных систем управления, в которые должны входить и системы возбуждения. При этом подразумевается, что управление системой возбуждения должно быть цифровым.

Цифровая система управления имеет большую информативность, более удобна в производстве и эксплуатации, так как позволяет выполнять модификации систем управления на уровне программ, имеет самодиагностику. В то же время она требует более высокого уровня квалификации персонала,

при техническом сопровождении, ремонтах и обслуживании такой системы заказчик попадает в монопольную зависимость от производителя, что удорожает и затягивает сроки ремонта. Кроме того, микропроцессорная техника морально стареет быстрее аналоговой и уже через 7 – 10 лет становится практически неремонтопригодной.

Мы предлагаем для таких станций на выбор два варианта систем возбуждения:

с цифровой системой управления;

с аналоговой системой управления и контроллером для связи с верхним уровнем. Этот вариант прост в реализации благодаря тому, что все управление системой возбуждения выполнено на электронном уровне, легко стыкующемся с контроллером. При этом контроллер может входить в состав АСУ, что в ряде случаев предпочтительнее.

## Выводы

1. В современных условиях целесообразен дифференцированный подход к сложности и полноте систем возбуждения. Наряду с традиционно сложными должны существовать более простые и менее дорогие системы возбуждения генераторов малой и средней мощности.

2. Необходимо выработать и обсудить направления развития и применения цифровых систем управления.

3. Опыт проектирования, наладки и испытаний системы возбуждения Братской ГЭС показал, что современные двухгрупповые системы возбуждения, обладая известными преимуществами (меньшая установленная мощность источника питания, меньшее потребление электроэнергии, меньшее амплитудное значение напряжения на роторе генератора, возможность проведения ремонтных и профилактических работ без отключения генератора) достаточно просты в наладке и обслуживании и, по нашему мнению, более предпочтительны, чем двухканальные системы возбуждения.

## Список литературы

1. А.с. 1653107 (СССР). Устройство для управления тиристорным преобразователем цепи возбуждения синхронной машины / Гольмаков Ю. И., Катунин В. М., Шелепов А. С.
2. А.с. 995251 (СССР). Способ ограничения минимального возбуждения синхронной машины / Любарский В. Г., Филагов В. И., Шелепов А. С., Якименко В. Г.
3. А.с. 1092691 (СССР). Способ управления синхронным генератором при включении его в сеть и устройство для его осуществления / Гольдин Р. Г., Любарский В. Г., Шелепов А. С., Якименко В. Г.
4. Дроздова Л. А., Хуторецкий Г. М. Гашение поля в мощных турбогенераторах / Сб. "Электросила", 1973, № 29.

**ОАО “Березовский опытный завод Энергоцветмет”** является традиционным производителем вентильных преобразователей для предприятий цветной металлургии. Изготовленные заводом преобразователи на токи 12 500 А много лет успешно эксплуатируются на крупнейших предприятиях России и стран СНГ.

После создания в 1997 г. специального конструкторского бюро завод постоянно расширяет номенклатуру своей продукции. Среди вновь освоенных видов изделий – системы возбуждения гидро- и турбогенераторов, возбудители синхронных двигателей, комплектный тиристорный электропривод постоянного тока с полным цифровым управлением.

После создания СКБ, костяк которого составили бывшие работники завода Уралэлектротяжмаш, специалисты в области возбуждения синхронных машин и электропривода, Торговый дом “Березовского опытного завода Энергоцветмет” превратился, по сути, в инженерный центр, осуществляющий проведение маркетинговых и проектных работ, ведение производства, испытание готовой продукции на стендах завода, что способствует повышению ее качества, техническое сопровождение поставки (организация работ по привязке и наладке оборудования, обучение персонала, авторский надзор, помощь в техническом обслуживании и ремонте оборудования).

В части систем возбуждения генераторов ОАО “Березовский опытный завод Энергоцветмет” предлагает:

- возбудители **ВТ** малых турбо- и гидрогенераторов и синхронных двигателей с током возбуждения до 500 А;
- системы возбуждения **СТСМ** малых турбо- и гидрогенераторов с токами возбуждения 800 – 1200 А;
- системы самовозбуждения **СТС** одно- и двухканальные для турбо- и гидрогенераторов с токами возбуждения до 3000 А;
- системы независимого возбуждения **СТН** одно- и двухгрупповые;
- комплект оборудования для модернизации высокочастотных систем возбуждения турбогенераторов с токами возбуждения до 3000 А, включающий в себя шкаф управления и шкаф силового выпрямителя;
- резервные системы возбуждения **СТРСВ1**.

Системы возбуждения выполняются с учетом индивидуальных требований заказчика, возможно изготовление оборудования на другие параметры и в ином составе. Благодаря оснащению СКБ средствами САПР сроки проектирования и изготовления оборудования минимальны.

**Обращайтесь в ОАО “Березовский опытный завод Энергоцветмет”:**

*по вопросам поставки* к начальнику отдела маркетинга Гурьеву Евгению Ивановичу  
тел. (34369) 2-69-36, факс (34369) 2-24-60;

*по техническим вопросам* к директору СКБ Шелепову Андрею Сергеевичу и начальнику сектора систем возбуждения Синепольскому Виталию Акимовичу  
тел. (34369) 2-55-27

или к начальнику отдела маркетинга Торгового дома Якименко Валентину Герасимовичу  
тел. (3432) 22-32-83, тел/факс (3432) 10-27-39

E-mail: skbecm@etel.ru

## Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов

Хренников А. Ю., канд. техн. наук, Еганов А. Ф., Курылев В. Б., Смолин А. Ю., Щербаков В. В., Языков С. А., инженеры

ОАО Самараэнерго – филиал ПРП Самараэнерго

О тепловидении и его применении для контроля состояния электрооборудования известно несколько десятков лет. Импульсное дефектографирование (ИД) или метод низковольтных импульсов (НВИ) силовых трансформаторов известен с 1966 г. За это время тепловизионный контроль и импульсное дефектографирование стали обычными и повседневными инструментами в руках специалистов, занимающихся диагностикой и ремонтом оборудования электростанций, распределительных сетей и подстанций [1 – 6]. В энергосистеме Самараэнерго тепловизионный контроль проводится с 1994 г. с использованием тепловизора типа “INFRAMETRIKS-740”, импульсное дефектографирование – с 1989 г. установкой “Импульс” изготовления ВЭИ им. В. И. Ленина на базе электро-технической лаборатории (ЭТЛ) производственно-ремонтного предприятия (ПРП).

На первоначальном этапе наибольшее внимание было обращено на тепловизионный контроль состояния различных контактных соединений распределительных устройств, а по мере накопления опыта и появления соответствующей методической литературы пристальное внимание стало уделяться тепловизионному контролю трансформаторов тока и напряжения, вентильных разрядников, качеству паек обмоток статора турбогенераторов при ремонтных работах, высоковольтных вводов и силовых трансформаторов [2 – 5].

В [3] затронуты вопросы применения тепловизионных приемников для выявления дефектных паек соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов (ТГ) в процессе эксплуатации. В данной статье рассмотрены вопросы использования тепловизионного контроля как средства контроля качества пайки соединительных головок стержней статорных обмоток ТГ с применением твердых припоев при их ремонтах. Тепловизионный контроль проводится при открытых лобовых частях обмотки статора с выведенным ротором и предварительным нагревом от источника постоянного тока (например, резервного возбудителя) током порядка 1000 А.

При этом, необходимым условием эффективности обследования головок стержней обмотки статора является наличие превышения температуры обмотки генератора над температурой окружающей среды турбинного цеха.

Отметим следующий важный момент: для возможности сопоставления результатов измерений избыточной температуры  $\Delta T$ , выполненных на ТГ различных типов и мощностей, необходимо обеспечение одинаковой плотности тока в прогреваемой обмотке. Однако в рассмотренных в статье двух случаях ремонта ТГ этот параметр не контролировался. При дальнейших ремонтах ТГ это предполагается делать.

Кроме тепловизионного контроля, существует и применяется для контроля паек гидрогенераторов (сотни головок) токовихревой метод, но в данной статье он не рассматривается.

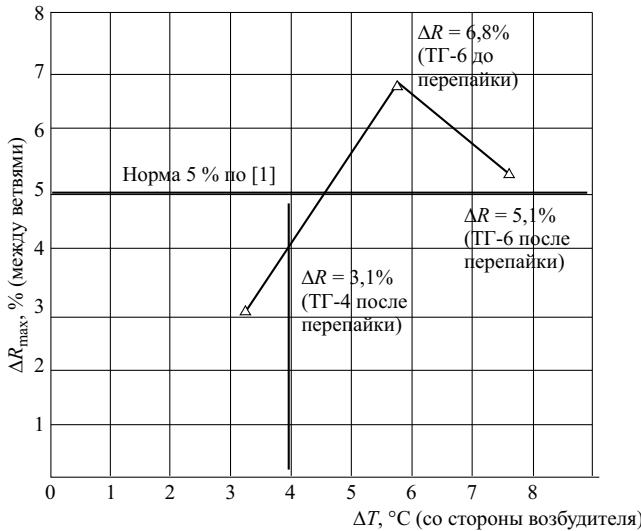
Согласно п. 3.6 “Объемов и норм испытаний электрооборудования” [1] максимальное отличие сопротивления постоянному току между ветвями обмотки статора ТГ не должно превышать 5%, а отклонение от паспортного значения должно составлять не более 2%. Турбогенератор ТГ-6 Тольяттинской ТЭЦ типа ТВФ-60-2 (выпуск 1967 г., капремонт с полной перемоткой обмоток 1991 г.) находился в длительном резерве. Результаты измерения сопротивления постоянному току обмоток статора показали, что максимальное отличие  $\Delta R_{\max}$  между ветвями составило 6,8% (между ветвями А1 и А2 фазы А). Таким образом,  $\Delta R_{\max}$  между ветвями А1 и А2 фазы А превышало допустимый [1] уровень в 5%.

Тепловизионное обследование лобовых частей обмотки статора 17/III 2000 г. показало повышенный нагрев мест паек в семи точках с избыточной температурой  $\Delta T$  в диапазоне от 4,1 до 6,6°C по сравнению с соседними “холодными” (реперными) точками. Из семи точек две точки приходятся на ветвь А2 фазы А, которая имеет повышенное омическое сопротивление  $\Delta R_{\max} = 6,8\%$  (между ветвями).

На основании этих результатов проведена перепайка стержней ветви А2 фазы А обмотки статора ТГ в указанных точках;  $\Delta R_{\max}$  между ветвями А1 и А2 фазы А составило 5,07%. После первой перепайки отмечено снижение омического сопротивления  $\Delta R$  на фазе А на 1,8%;  $\Delta R_{\max}$  между ветвями А1 и А2 фазы А по-прежнему превышало допустимый [1] уровень в 5%.

Повторное тепловизионное обследование 30/III 2000 г. показало повышенный нагрев двух





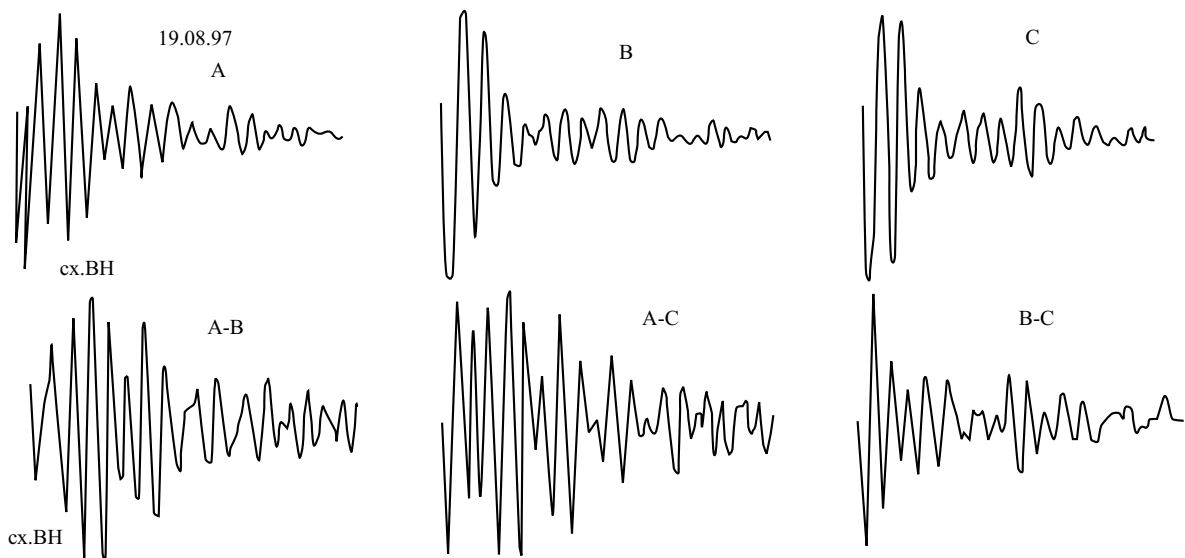
**Рис. 1.** Зависимость максимального отклонения по сопротивлению постоянному току обмоток статора  $\Delta R_{max}$  от избыточной температуры  $\Delta T$  (по сравнению с соседними “холодными” точками)

головок в ветви А2, имеющей максимальное отклонение  $\Delta R_{max}$ . Избыточная температура  $\Delta T$  в районе этих двух точек составила от 5 до 7,6°С, т.е. было обнаружено, что тепловое состояние головки ветви А2, а соответственно и качество ее пайки ухудшилось. Поэтому 3/IV 2000 г. проведена перепайка двух соединительных головок в ветви А2 фазы А. Обнаружен дефект пайки головки ветви А2. Далее  $\Delta R_{max}$  между ветвями А1 и А2 уменьшилось и составило 4,4%, что соответствует допустимым нормам по [1].

Турбогенератор ТГ-4 типа ТВФ-120-2 (выпуск 1970 г.) ТЭЦ ВАЗ был отключен от сети действием поперечной дифзащиты генератора. Причиной

срабатывания защиты явилось нарушение пайки соединительной головки ветви С2 фазы С обмотки статора (обрыв ветви). Предыдущее измерение сопротивления постоянному току обмоток статора показало, что максимальное отличие  $\Delta R_{max}$  между ветвями составляет 3,49%. Максимальное отклонение от заводских данных составляло 2,2% на ветви С2. После перепайки обмотки статора 3/III 2000 г. было проведено тепловизионное обследование состояния качества паяк головок стержней обмотки статора. Результаты измерений указали на повышенный нагрев мест паяк на ветви С2 в точках с  $\Delta T$  в диапазоне от 3,6 до 3,9°С. После перепайки максимальное отличие  $\Delta R_{max}$  между ветвями составило 3,1%, от заводских данных – 1,8% на ветви С1, что соответствует допустимым нормам по [1].

По результатам тепловизионного обследования ТГ-6 ТоТЭЦ и ТГ-4 ТЭЦ ВАЗ была построена зависимость максимального отклонения по сопротивлению постоянному току обмоток статора  $\Delta R_{max}$  (между ветвями в процентах) от избыточной температуры  $\Delta T$  (рис. 1). На данном рисунке выделена также пороговая граница в 5% для отклонения  $\Delta R_{max}$  по [1]. Рассмотрение данной зависимости  $\Delta R_{max}$  от  $\Delta T$  позволило сделать вывод о пороговом значении  $\Delta T = 4 \div 5^\circ\text{C}$ , при превышении которого возможно наличие дефекта в пайке соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов (ТГ) в процессе эксплуатации. Однако этот график носит приблизительный характер и нуждается в дальнейшем уточнении по мере накопления опыта тепловизионного контроля и статистических данных измерений. Пороговый критерий  $\Delta T = 4 \div 5^\circ\text{C}$  не является окончательным и будет уточняться.



**Рис. 2.** Осциллограммы ИД обмотки ВН трансформатора типа ТДТН-40000/110/35 (С2Т) подстанции Кряжская после КЗ на стороне 35 кВ, иллюстрирующие некоторое отличие фазы А [более высокий уровень амплитуды в дифференциальных осциллограммах (разницах) с участием фазы А: А – В, А – С]

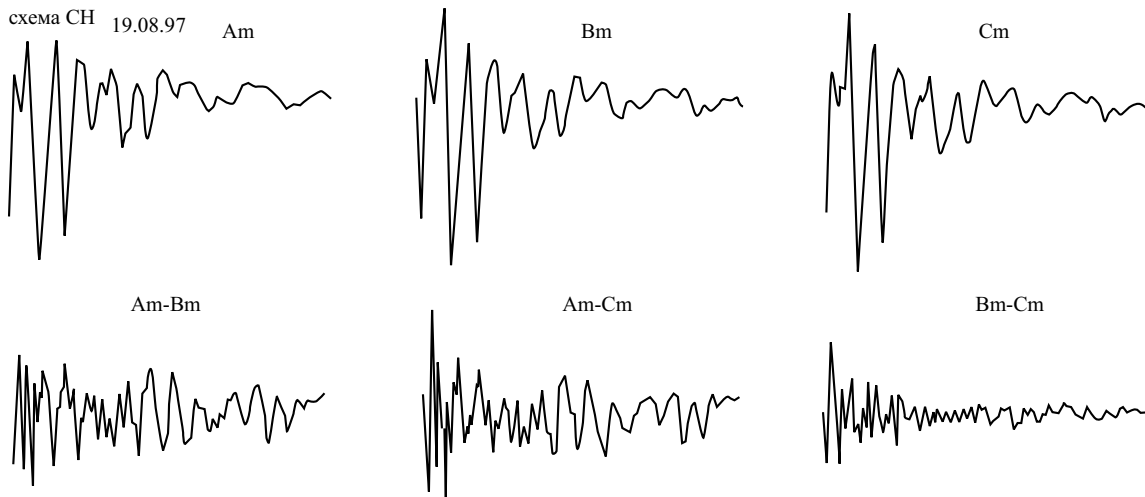


Рис. 3. Осциллограммы ИД обмотки СН трансформатора С2Т подстанции Кряжская после КЗ на стороне 35 кВ, иллюстрирующие отличие фазы *Am* (повышенный уровень амплитуды в разностях с участием фазы *Am*: *Am – Bm*, *Am – Cm*)

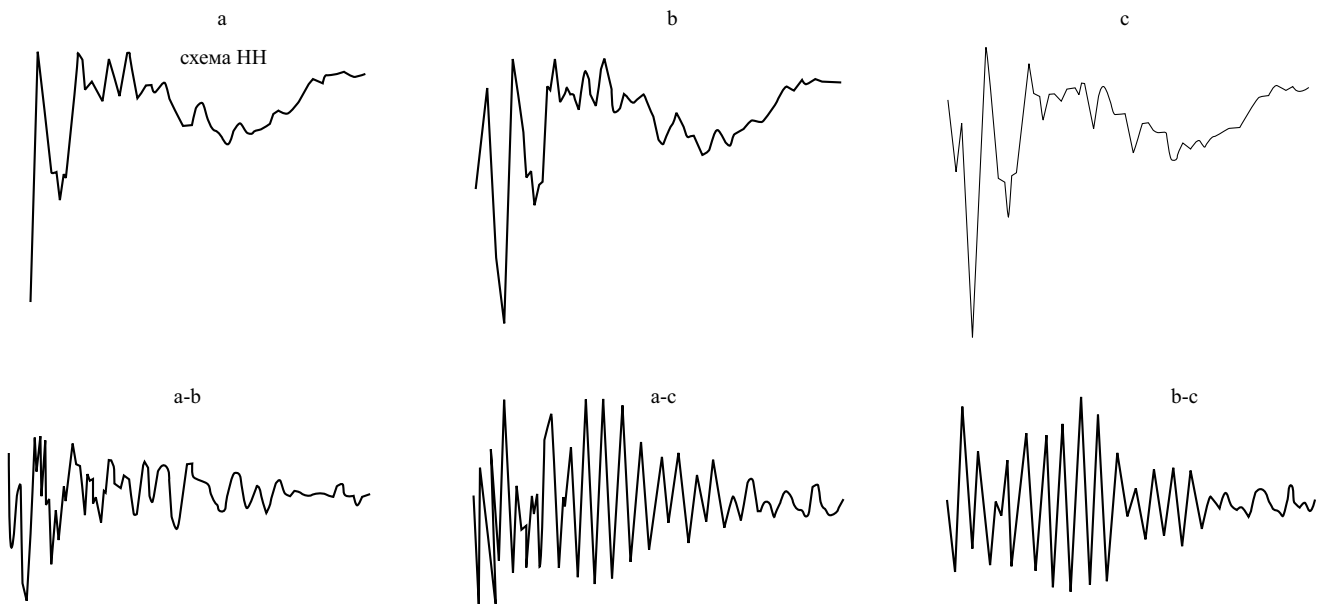


Рис. 4. Осциллограммы ИД обмотки НН трансформатора С2Т подстанции Кряжская после КЗ на стороне 35 кВ, иллюстрирующие отличие фазы *c* (повышенный уровень амплитуды в разностях с участием фазы *c*: *a – c*, *b – c*)

Считаем необходимым создание банка данных (зависимость  $\Delta R_{\max}$  от  $\Delta T$  при ремонтах ТГ) при ПРП Самараэнерго, что ускорит обработку критериев и нормативов оценки качества паек головок стержней ТГ с использованием тепловизоров. Обращаемся ко всем специалистам РАО “ЕЭС России” в данной области присылать в наш адрес эти данные.

В энергосистеме на сегодняшний день в плановом порядке проведено импульсное дефектографирование (ИД) 62 силовых трансформаторов мощностью от 16 до 240 МВ·А, напряжением 110 – 220 кВ однофазного и трехфазного исполнения [6, 8, 9]. Обнаружено пять трансформаторов с

остаточными деформациями обмоток после сквозных токов КЗ. В данной статье рассмотрены на трех конкретных примерах случаи обнаружения остаточных деформаций. Это – трансформатор ТДТН-40000/110/35 (С2Т) подстанции Кряжская после КЗ на стороне 35 кВ с разрушением вводов, автотрансформатор АДЦТНГ-63000/220/110 (АД-1Т резервный) подстанции Южная Чапаевских электросетей после нескольких КЗ: на стороне НН (4/III 1985 г.) двухфазное КЗ на вольтодобавочной обмотке, КЗ после взрыва и пожара ввода 220 кВ (май 1996 г.), трансформатор типа ТРДН-32000/110 (2ТР) на ТЭЦ ВАЗ после КЗ на стороне 6 кВ (1991 г.) [6 – 9].

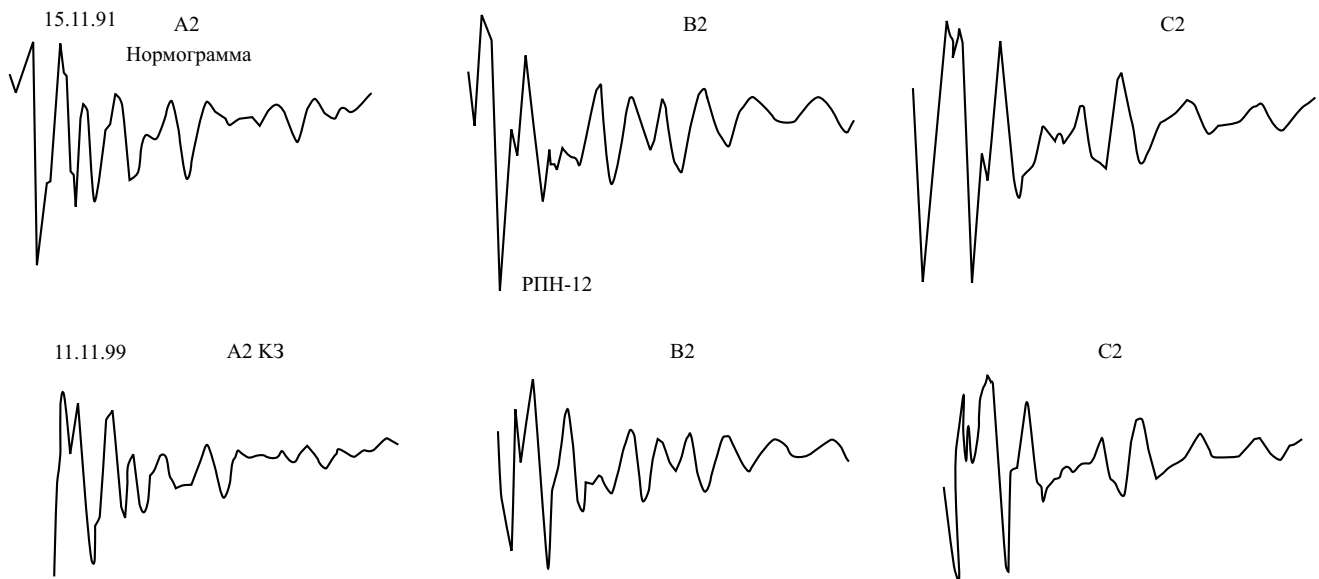


Рис. 5. Осциллограммы ИД вольтодобавочной обмотки автотрансформатора типа АДЦТНГ-63000/220/110 (АД-1Т резервного) после нескольких КЗ, иллюстрирующие наличие амплитудно-частотных изменений во всех трех фазах вольтодобавочной обмотки

Импульсное дефектографирование трансформатора С2Т 40 МВ·А, 110/35 кВ подстанции Кряжская проводилось после КЗ на стороне 35 кВ (СН), причиной которого послужило попадание белки на токоведущие шины, приведшее к возникновению короткого замыкания, повреждению и ремонту с заменой вводов трансформатора. В момент развития, как представляется, динамическое воздействие КЗ затронуло не только выводы обмотки СН  $A_m - B_m - C_m - O_m$ , но и выводы обмотки НН  $c$ -х, что подтверждается осциллограммами измерений ИД (рис. 2 – 4).

Анализ осциллограмм ИД обмоток ВН и СН показал примерное совпадение кривых импульсного тока различных фаз при некотором отличии фазы  $A$  и  $A_m$  (более высокий уровень амплитуды в дифференциальных осциллограммах (разницах) с участием фазы  $A$ :  $A - B$ ,  $A - C$  и  $A_m - B_m$ ,  $A_m - C_m$ ) (рис. 2, 3). Анализ осциллограмм ИД обмотки НН показал примерное совпадение кривых импульсного тока различных фаз при некотором отличии фазы  $c$  (более высокий уровень амплитуды в разницах с участием фазы  $c$ :  $a - c$ ,  $b - c$ ) (рис. 4). На основании данных измерений и анализа осциллограмм ИД был сделан вывод о наличии остаточных деформаций в обмотках трансформатора С2Т.

Импульсное дефектографирование автотрансформатора типа АДЦТНГ-63000/220/110 (резервный АД-1Т) подстанции Южная Чапаевских электросетей проводилось в 1990 г. (первичное) после КЗ на стороне НН (4/III 1985 г.) и двухфазного КЗ на вольтодобавочной обмотке (ВДО) (из всех случаев предыдущих КЗ только эти два случая документально зафиксированы), ИД в 1991 г. и в 1999 г. после КЗ, возникшего в результате разру-

шения и пожара ввода 220 кВ, произошедших в мае 1996 г.

Анализ осциллограмм вольтодобавочной обмотки резервного автотрансформатора АД-1Т показал наличие амплитудно-частотных изменений во всех трех фазах ВДО (рис. 5). Был сделан вывод о наличии остаточных деформаций в вольтодобавочной обмотке автотрансформатора [7 – 9].

Одновременное использование метода НВИ, измерения индуктивного сопротивления КЗ позволили обнаружить радиальные деформации обмотки НН, возникшие из-за КЗ на стороне 6 кВ у трансформатора типа ТРДН-32000/110 (2ТР) на ТЭЦ ВАЗ. Диагноз повреждения трансформатора подтвержден разборкой, он выведен из работы, исключен ущерб от перерыва в электроснабжении схемы ВАЗ [6].

Следует отметить, что трансформаторы с обнаруженными остаточными деформациями в их обмотках могут нормально эксплуатироваться еще в течение многих лет, хотя в месте деформированных витков идут процессы развития частичных разрядов (ЧР) в изоляции и, как следствие, наблюдается ухудшение результатов хроматографического анализа растворенных горючих газов в трансформаторном масле. Тем не менее, в случае следующего серьезного КЗ с наличием апериодической составляющей в токе замыкания наиболее вероятен аварийный выход из строя трансформатора с тяжелыми последствиями: витковое замыкание в обмотке, сопровождаемое выбросом масла и пожаром.

## Выводы

1. В ОАО Самараэнерго тепловизионный контроль стал важным инструментом для обследования состояния различного электротехнического оборудования энергосистемы: трансформаторов тока и напряжения, вентильных разрядников, турбогенераторов, высоковольтных вводов, силовых трансформаторов и др.

2. Проблема обеспечения используемыми технологиями качества пайки соединительных головок статорных обмоток ТГ при проведении ремонтных работ на сегодняшний день достаточно актуальна. Необходима проверка качества пайки с помощью последовательного тепловизионного контроля и измерения сопротивления постоянному току обмоток статора ТГ.

3. Построена зависимость максимального отклонения по сопротивлению постоянному току обмоток статора  $\Delta R_{\max}$  (между ветвями) от избыточной температуры  $\Delta T$ , которая позволила сделать вывод о пороговом значении  $\Delta T = 4 \div 5^\circ\text{C}$ , при превышении которого возможны дефекты пайки соединительных головок стержней обмотки статора турбогенераторов (ТГ) в процессе эксплуатации. Однако эта зависимость носит приблизительный характер и нуждается в дальнейшем уточнении по мере накопления опыта тепловизионного контроля и статистических данных измерений. Пороговый критерий  $\Delta T = 4 \div 5^\circ\text{C}$  не является окончательным и будет уточняться.

4. Импульсное дефектографирование – это наиболее чувствительный метод диагностики остаточных деформаций обмоток силовых трансформаторов. В Самараэнерго данным методом выявлено пять трансформаторов с остаточными деформациями обмоток после КЗ, в том числе трансформатор типа ТДТН-40000/110/35 (С2Т) подстанции Кряжская после КЗ на стороне 35 кВ с разрушением вводов, автотрансформатор АДЦТНГ-63000/220/110 (резервный АД-1Т) подстанции Южная Чапаевских электросетей после нескольких КЗ и трансформатор типа ТРДН-32000/110 (2ТР) на ТЭЦ ВА3. Диагноз повреждения трансформатора 2ТР подтвержден разборкой, он выведен из работы, исключен ущерб от перерыва в электроснабжении схемы ВА3.

5. По результатам НВИ для дефектных трансформаторов С2Т подстанции Кряжская, резервного АД-1Т подстанции Южная и 2ТР ТЭЦ ВА3 рекомендовано:

вести более тщательный контроль за параметрами обмоток силовых трансформаторов в процес-

се эксплуатации, используя хроматографический анализ и другие изоляционные характеристики;

при очередном капремонте трансформатора провести осмотр активной части дефектных фаз и проверить состояние каналов между внешней и внутренней обмотками на предмет обнаружения деформаций верхних витков, доступных для визуального осмотра.

6. Назрел вопрос об обязательном проведении во всех АО-энерго РАО “ЕЭС России”:

тепловизионного контроля наряду с измерением сопротивления постоянному току при пайке обмоток статора турбогенераторов и мощных электрических машин;

импульсного дефектографирования всех силовых трансформаторов, которые подвергались воздействию КЗ, вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов после капитального ремонта.

7. Считаем необходимым создание банка данных (зависимость  $\Delta R_{\max}$  от  $\Delta T$  при ремонтах ТГ) при ПРП Самараэнерго, что ускорит отработку критериев и нормативов оценки качества паяк головок стержней ТГ с использованием тепловизоров.

## Список литературы

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: ЭНАС, 1998.
2. Поляков В. С. Применение тепловизионных приемников для выявления дефектов высоковольтного оборудования. Л., 1990.
3. Григорьев А. В., Осотов В. Н. О совершенствовании и расширении методов контроля теплового состояния турбогенераторов. – Электрические станции, 1999, № 11.
4. Малов А. В., Снетков А. Ю. Тепловизионное обследование силовых трансформаторов. – Энергетик, 2000, № 2.
5. Петрищев Л. С., Осотов В. Н., Константинов А. Г. Диагностика силового электротехнического оборудования в Свердловэнерго. – Электрические станции, 1992, № 5.
6. Хренников А. Ю., Шлегель О. А., Запорожец М. И. Диагностика повреждений силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации на ТЭЦ Волжского автозавода в г. Тольятти. – Электрические станции, 1994, № 2.
7. Malewski R., Khrennikov A. Yu., Shlegel O. A., Dolgoplov A. G. Monitoring of Winding Displacements in HV Transformers in Service. CIGRE Working Group 33.03. Italy, Padua, 1995, 4 – 9 Sept.
8. Хренников А. Ю., Шлегель О. А. Диагностика повреждений и методика обработки результатов измерений силовых трансформаторов при динамических испытаниях и в эксплуатации. – Электротехника, 1997, № 2.
9. Khrennikov A. Yu. Short-circuit performance of power transformers. LVI Test experience at Samaraenergo Co and at Power Testing Station in Togliatti, including fault diagnostics. CIGRE Study Comitee 12. Hungary, Budapest, 1999, 14 – 17 June.

## Испытания компрессорного масла Mobil Rarus 429 в компрессоре ВШВ-2,3/230

Васильев А. В., Артамонов Е. В., инженеры, Довгополый Е. Е., канд. техн. наук

МЭС Центра – ВНИИ переработки нефти

В схемах воздушных сетей подстанций 330 – 500 – 750 кВ в качестве основного агрегата используется компрессор ВШВ-2,3/230 Уральско-го компрессорного завода. Согласно информационному письму № 8-87 ОРГРЭС и письму № 2399 ОГК от 22.08.90 Уральского компрессорного завода взамен масел КС-19, МС-20, образующих нагар на клапанах, рекомендовано было использовать масло КЗ-20, которое должен был выпускать ПО Орскнефтеоргсинтез. Однако производство этого масла организовано не было. Сложилась ситуация, когда в товарном ассортименте компрессорных масел отсутствовал сорт, который обладал бы высокой термоокислительной стабильностью и в условиях работы воздушного компрессора высокого давления ВШВ-2,3/230 не давал нагаров на клапанах. Поэтому для указанных компрессоров ВНИИКомпрессормаш рекомендовал к применению масло К2-24 по ТУ 38.401-58-43-92, содержащее высокотемпературный антиокислитель, и в первые годы после разработки положительно зарекомендовавшее себя при эксплуатации на поршневых компрессорах высокого давления. Применение масла К2-24 в сравнительно теплонапряженных компрессорах ВШВ-2,3/230 в летнее время часто приводит к повышенному нагарообразованию на клапанах, что создает дополнительные трудности в виде внеплановых остановок компрессора для очистки клапанов и промывки блоков охлаждения.

Для обеспечения нормальной работы компрессоров ВШВ-2,3/230 ОАО ВНИИ НП и фирма Mobil предложили Межсистемным электрическим сетям Центра РАО “ЕЭС России” провести работу по опробованию высококачественного компрессорного масла Mobil Rarus 429. Масла серии Rarus разработаны специально для применения в воздушных компрессорах и удовлетворяют жестким международно-признанным требованиям к маслам этого класса. Настоящая статья посвящена оценке свойств масла Mobil Rarus 429, включая его эксплуатационные испытания.

Качество масла Mobil Rarus 429 оценивалось по показателям ТУ 38.401-58-43-92 на масло К2-24 и результаты испытаний приведены в [таблице](#). Помимо этого, при лабораторной оценке масло Mobil Rarus 429 было подвергнуто испытаниям по дополнительным показателям, характеризующим

эксплуатационные свойства компрессорных масел, таким как противоизносные, противопенные и деэмульгирующие. Эти показатели обычно проверяются для вновь разрабатываемых масел, а также при изменении технологии или сырья при выработке поставленных на производство масел или тиражировании их производства по заводам. Такие методы испытания принято называть квалификационными.

Результаты испытаний отечественного и зарубежного масла по показателям квалификационных испытаний приведены далее.

| Показатель  | Масло  |                 | Метод испытаний |
|---|--------|-----------------|-----------------|
|   | К2-24  | Mobil Rarus 429 |                 |
| Смазывающие свойства:   |        |                 | ГОСТ 9490       |
| критическая нагрузка, кг  | 94     | 80              |                 |
| нагрузка сваривания, кг   | –      | 37,4            |                 |
| индекс задира, кг   | –      | 141             |                 |
| диаметр пятна износа (20 кг, 1 ч), мм                           | 0,35   | 0,30            |                 |
| Вспениваемость (объем столба пены/время разрушения), мл/с, при: |        |                 | ASTM D 892      |
| 24°С  | 10/100 | 5/10            |                 |
| 93°С  | 15/17  | 10/35           |                 |
| 24°С  | 10/160 | Следы/10        |                 |
| Групповой химический состав, содержание углерода, %:            |        |                 | ASTM D 3238     |
| в ароматических кольцах $C_A$                                   | 8,0    | 7,04            |                 |
| в нафтеновых кольцах $C_H$                                      | 23,0   | 26,16           |                 |
| в парафиновых цепях $C_P$                                       | 69,0   | 66,8            |                 |

Деэмульгирующие свойства масла К2-24 и Mobil Rarus 429 одинаковы: время расслоения эмульсии при 82°С составляет 10 мин, объем воды и масла – 40 мл соответственно.

Испытания свидетельствуют, что масло Mobil Rarus 429 имеет более низкий уровень вязкости, чем масло К2-24. Меньшая вязкость влечет за собой и более низкую температуру вспышки. Для практического применения такое отличие в показателях масла не может иметь значения при условии, что масло обеспечивает нормальное уплотнение цилиндропоршневой группы. Масло Mobil Rarus 429 имеет более высокое значение индекса вяз-

| Показатель   | Метод испытаний  | Требования<br>ТУ 38.401-58-43-92 | Масло Mobil Rarus 429 |
|--|--|----------------------------------|-----------------------|
| Вязкость кинематическая, мм <sup>2</sup> /с, при:<br>40°С<br>100°С       | ГОСТ 33  | –<br>21 – 25                     | 145,7<br>14,1         |
| Индекс вязкости  | ГОСТ 25371   | Не менее 82                      | 93                    |
| Температура застывания, °С   | ГОСТ 20287   | Не выше –10                      | –15                   |
| Температура вспышки в открытом тигле, °С                                 | ГОСТ 4333  | Не ниже 270                      | 258                   |
| Кислотное число, мг КОН/г  | ГОСТ 11362   | Не более 0,35                    | 0,00                  |
| Зольность, %   | ГОСТ 12417   | Не более 0,06                    | 0,028                 |
| Коксуемость, %   | ГОСТ 19932   | Не более 0,05                    | 0,13                  |
| Стабильность против окисления, увеличение коксуемости после окисления, % | п. 4.2 ТУ 38.401-58-43-92 или<br>DIN 51352 – 1, ISO 6617 | Не более 2,0                     | 0,87                  |
| Испытание на коррозию на пластинках из меди марок М-1 или М-0            | ГОСТ 2917  | Выдерживает                      | Выдерживает           |
| Содержание механических примесей   | ГОСТ 6370  | Отсутствуют                      | Отсутствуют           |
| Содержание воды  | ГОСТ 2477  | Отсутствует                      | Отсутствует           |
| Массовая доля серы, %  | ГОСТ 1437  | Не более 0,5                     | 0,5                   |
| Плотность, г/см <sup>3</sup>   | ГОСТ 3900  | Не более 900                     | 0,886                 |
| Цвет, ед. ЦНТ  | ГОСТ 20284   | Не более 7,5                     | 1,5                   |

кости, низкое значение коксуемости и лучший цвет, чем масло К2-24. Последнее свидетельствует о большей глубине очистки масла Mobil Rarus 429, что подтверждается также групповым химическим составом. При определении стабильности против окисления Mobil Rarus 429 имеет показатель коксуемости окисленного масла 2 раза ниже, чем требуется ТУ 38.401-58-43-92, что свидетельствует о низкой склонности масла к образованию коксообразных отложений на нагнетательных клапанах компрессора. По остальным показателям масло Mobil Rarus 429 удовлетворяет требованиям ТУ 38.401-58-43-92.

Помимо этого зарубежное масло обладает низкой склонностью к вспениванию и не будет образовывать стойких эмульсий при попадании в него воды.

Эксплуатационные испытания проводились на компрессорах ВШВ-2,3/230 зав. № 8005021 и 8908001 ПС 500 кВ “Тамбовская”.

Компрессор № 8005021 был установлен 26/VII 2000 г. после капитального ремонта в БП “Электросетьсервис” РАО “ЕЭС России” (г. Ногинск). Зазоры в парах трения не проверялись. В компрессорах ВШВ-2,3/230 установлены щелевой фильтр грубой очистки масла и металлокерамический фильтр тонкой очистки. После монтажа в компрессор залито масло Mobil Rarus 429. В первичный период работы компрессора температура окружающего воздуха составляла 30 – 35°С.

Компрессор зав. № 8908001 был переведен на масло Mobil Rarus 429 23/VIII 2000 г. До этого компрессор работал на масле КС-19 выработки ОАО “Рязанский НПЗ”.

Общая наработка компрессоров на масле Mobil Rarus 429 за период эксплуатации с июля по ноябрь 2000 г. составила: 250 ч для зав. № 8005021 и 360 ч для зав. № 8908001. Нагар на клапанах отсутствует.

Результаты анализа проб масла, отобранных из компрессоров, следующие:

вязкость кинематическая при 100°С (по методике ГОСТ 33) для обоих компрессоров одинакова – 14,7 мм<sup>2</sup>/с;

температура вспышки (по ГОСТ 4333) для обоих компрессоров одинакова – 257°С;

кислотное число (по ГОСТ 11362) – 0,09 и 0,14 мг КОН/г соответственно для компрессоров № 8005021 и № 8908001.

Все параметры масла вполне удовлетворительны.

## Выводы

1. В результате испытаний масла Mobil Rarus 429 на компрессорах ВШВ-2,3/230 ПС “Тамбовская” МЭС Центра РАО “ЕЭС России” установлено, что указанное масло обеспечивает нормальную работу компрессоров при повышенных температурах окружающего воздуха. Нагар на нагнетательных клапанах компрессоров отсутствует.

2. Использование масла Mobil Rarus 429 в компрессорах высокого давления повышает безопасность работы компрессора и позволяет отказаться от трудоемкой операции по очистке от нагара клапанных систем и блока-охладителя компрессора.

## **ХРОНИКА**

### **О готовности ГТЭ-110 к промышленному освоению**

В Москве прошло совместное заседание Научно-технического совета РАО “ЕЭС России”, Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Комиссии по газовым турбинам РАН по теме: “О готовности ГТЭ-110 к промышленному освоению. Перспективы использования турбины, в том числе при создании однофазного модуля ПГУ-170”.

С докладами выступили:

**В. В. Романов**, главный конструктор НПП Машпроект – “Состояние разработки ГТЭ-110”;

**Г. Н. Телегин**, заместитель директора по наземным промышленным программам ОАО “Рыбинские моторы” – “Готовность ОАО “Рыбинские моторы” к серийному производству ГТЭ-110”;

**В. В. Лыско**, генеральный директор ЗАО “Интеравтоматика” – “Состояние разработки АСУ ТП ГТЭ-110”;

**А. С. Земцов**, генеральный директор ОАО “Институт Теплоэлектропроект” – “Проектирование ПГУ на базе ГТЭ-110 и перспективы их использования при строительстве и реконструкции электростанций”;

**Г. Н. Телегин**, заместитель директора по наземным промышленным программам ОАО “Рыбинские моторы” – “Состояние сооружения испытательного стенда Ивановской ГРЭС”;

**И. В. Долинин**, генеральный директор ТЭЦ-27 Мосэнерго – “Сравнение технических и эксплуатационных характеристик теплофикационного энергоблока Т-250 и ПГУ-170Т”.

В обсуждении доклада приняли участие:

**О. Н. Фаворский**, председатель Комиссии по газовым турбинам РАН, академик-секретарь Отделения физико-технических проблем энергетики РАН; **В. Скибин**, начальник ФГУП ЦИАМ; **Г. Г. Ольховский**, генеральный директор ОАО ВТИ; **Ю. А. Ледекер**, заместитель начальника Департамента инвестиций РАО “ЕЭС России”; **А. М. Бычков**, начальник отдела Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”; **В. А. Сужев**, заместитель главного инженера ОАО “Конаковская ГРЭС”; **В. П. Лабунец** (ГНЦ ЦНИИТМАШ); **Л. П. Фотин** (ВНИИЭ); **В. Ф. Солдатенко**, директор Дорогобужской ТЭЦ; **В. В. Лапин**, генеральный директор Смоленской ТЭЦ-2.

НТС РАО “ЕЭС России”, Научный совет РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Комиссия по газовым турбинам РАН отметили следующее:

**1. О готовности ГТЭ-110 к промышленному освоению.** В последнее десятилетие РАО “ЕЭС России”, Российская академия наук, отраслевые научно-исследовательские и проектные институты, турбостроительные заводы энергетического машиностроения и ВПК в сложных экономических условиях значительное внимание уделяли развитию отечественного газотурбостроения. В декабре 2000 г. введен в эксплуатацию первый парогазовый блок 450 МВт (ПГУ-450) Северо-Западной ТЭЦ в г. С-Петербурге, строительство которого было начато в 1993 г. (с газовыми турбинами V-94.2 Интертурбо – совместного предприятия фирмы “Сименс” и ЛМЗ).

С 1991 г. НПП Машпроект ведет разработку газовой турбины ГТЭ-110. Промышленное освоение ГТЭ-110 осуществляет ОАО “Рыбинские моторы”. Научно-техническое сопровождение разработки ГТЭ-110 со стороны заказчика проводит ОАО ВТИ, проектное сопровождение – АО ТЭП, разработку и поставку АСУТП выполняет ЗАО Интеравтоматика.

Большой вклад в создание ГТЭ-110 и парогазовых установок на ее базе вносит постоянно действующая комиссия РАО “ЕЭС России” по ГТЭ-110 и ПГУ-325, созданная приказом РАО “ЕЭС России” от 23/ХІ 1999 № 463. Руководство и состав комиссии уточнены приказом РАО “ЕЭС России” от 11/VII 2000 № 387 (председатель комиссии – заместитель Председателя правления РАО “ЕЭС России” **В. П. Воронин**).

Финансирование разработки и освоения производства ГТЭ-110 осуществляет РАО “ЕЭС России” (с 1999 г.). Ранее финансирование производилось за счет средств Минэнерго СССР и Корпорации ЕЭЭК.

Общие затраты на разработку и освоение ГТЭ-110 составили за этот период (на 1/І 2001 г.) 455,5 млн. руб. Объем затрат на 2001 г. в соответствии с договором составляет 86,15 млн. руб.

Основные характеристики газовой турбины ГТЭ-110 (НПП Машпроект) приведены в таблице.

За период с 1998 по 2000 г. на стенде НПП Машпроект проведены четыре цикла наладочных испытаний ГТЭ-110 на гидротормоз. В их числе:

обеспечение и отработка пусковых характеристик и автоматического запуска;

экспериментальное определение газодинамических характеристик компрессора;

определение теплотехнических характеристик на установившихся режимах; исследование вибро-

| Характеристика                       | ГТЭ-110       |               |
|--------------------------------------|---------------|---------------|
|                                      | Базовый режим | Пиковый режим |
| Номинальная мощность при 15°C, МВт   | 110           | 120           |
| Степень повышения давления воздуха   | 14,7          | 15,0          |
| Температура газов перед турбиной, °С | 1210          | 1270          |
| Температура выхлопных газов, °С      | 517           | 547           |
| КПД эффективный, %:                  |               |               |
| в газотурбинном цикле                | 35            | 35,5          |
| в парогазовом цикле                  | 51,7          | -             |
| Ориентировочная стоимость            | 12 млн. USD   | 12 млн. USD   |

напряженности рабочих лопаток 1, 4, 5, 15 ступеней компрессора и 1, 4 ступеней турбины;

испытания двигателя ГТЭ-110 № 1 при работе на жидком и газообразном топливе и другие.

В настоящее время испытания не завершены и требуют продолжения по программе, согласованной НПП Машпроект и АО ВТИ и утвержденной Департаментом научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”.

Стесненные размеры испытательного стенда НПП Машпроект и неоптимальные технологические устройства подвода циклового воздуха и отвода отработавших газов искажают результаты испытаний и не позволяют проводить их в соответствии с техническими условиями. В связи с этим разработчик вынужден реальными данными испытаний приводить к условиям технического проекта методом математического моделирования, что снижает их ценность и требует подтверждения при испытаниях на стенде Ивановской ГРЭС.

По данным НПП Машпроект обработанные таким образом экспериментальные данные после приведения к условиям техпроекта составили следующие значения (применительно к режимам с электрической мощностью, максимально возможной на стенде НПП Машпроект при работе на гидротормоз):

|                                     | <i>Работа на газе</i> | <i>Работа на жидком топливе</i> |
|-------------------------------------|-----------------------|---------------------------------|
| Электрическая мощность, МВт         | 85,1                  | 100,3                           |
| Температура газа перед турбиной, °С | 1072                  | 1170                            |
| Электрический КПД, %                | 33,18                 | 34,02                           |

Как следует из этих данных, испытательный стенд НПП Машпроект не позволяет в полном объеме экспериментально подтвердить заявленные в техпроекте показатели турбины. Это, в свою очередь, требует проведения полномасштабных испытаний для объективной оценки надежности лопаточного аппарата и турбины в целом для условий работы в стационарных и нестационарных режимах, в том числе со сбросом нагрузки.

НПП Машпроект полагает, что проведенные испытания ГТЭ-110 на жидком и газообразном топливе показывают соответствие экспериментальных характеристик их проектным значениям. В выступлениях также было отмечено, что высокий организационный и технологический уровень производства на ОАО “Рыбинские моторы”, многолетний опыт разработки газотурбинных двигателей для нужд ВПК на НПП Машпроект являются залогом успешного выполнения технических условий на ГТЭ-110, ее промышленного производства и внедрения в отечественную энергетику современных ПГУ на ее основе.

Вместе с тем, машиностроительные институты (ФГУП ЦИАМ им. П. И. Баранова, ГНЦ ЦНИИТМАШ) высказали ряд замечаний по прочностным расчетам и выбору жаропрочных материалов для лопаток турбины и подчеркнули целесообразность экспертизы принятых в ГТЭ-110 по этим вопросам технических решений.

В текущем 2001 г. планируется проведение приемо-сдаточных испытаний ГТЭ-110 № 2 на испытательном стенде Ивановской ГРЭС при работе на жидком топливе и природном газе в блоке с электрическим генератором, с выдачей электроэнергии в энергосистему.

В то же время договорные сроки изготовления ГТЭ-110 № 2 в 2000 г. не выполнены. ОАО “Рыбинские моторы” и НПП Машпроект допустили отставание в отработке технологии изготовления рабочих лопаток турбины. Также со значительным отставанием от установленных сроков выполняются работы по строительству испытательного стенда ГТЭ-110 на Ивановской ГРЭС.

Нерешенность до настоящего времени финансовых вопросов строительства внешнего газопровода – отвода, ГРС, ППГ, внутростанционных газопроводов, отсутствие в плане капитального строительства ОАО Газпром на 2001 г. газопровода отвода протяженностью 14,9 км может надолго задержать выполнение программы работ по испытаниям ГТЭ № 2 на стенде Ивановской ГРЭС при работе на природном газе. Требуется прямая договоренность между первыми руководителями РАО “ЕЭС России” и ОАО Газпром для решения указанного вопроса.

Вместе с тем, имеются все возможности обеспечить ввод в эксплуатацию во второй половине 2001 г. испытательного стенда Ивановской ГРЭС для проведения полномасштабных испытаний ГТЭ-110 на жидком топливе с переходом впоследствии на газообразное после завершения работ по внешним и внутренним газопроводам.

Особое значение запуск испытательного стенда имеет для отработки алгоритмов и оборудования АСУ ТП ГТЭ-110. В решении этой задачи помимо разработчиков ГТЭ-110 НПП Машпроект и ОАО “Рыбинские моторы” важная роль принадлежит проектировщику и поставщику АСУ ТП ЗАО



Интеравтоматика, ОАО ВТИ, ОАО Теплоэлектропроект.

Кроме того, вводимая вместе со стендом газотурбинная мощность может на особых условиях как опытно-промышленная установка участвовать в балансе покрытия суточного графика нагрузок Ивановской энергосистемы.

В связи с изложенным ускорение работ по сооружению испытательного стенда Ивановской ГРЭС имеет принципиальное значение.

**2. Перспективы использования турбины ГТЭ-110.** Создание газотурбинной энергетической установки ГТЭ-110 и парогазовых блоков ПГУ-325 определено Правлением РАО “ЕЭС России” как крупномасштабное приоритетное направление в научно-технической деятельности РАО “ЕЭС России” (протокол заседания Правления РАО “ЕЭС России” от 25/1 1999 № 317 пр/5).

В рамках технического перевооружения и реконструкции действующих электростанций, работающих на природном газе, разработаны технико-экономические обоснования проектов ПГУ-325 для Ивановской ГРЭС (ОАО Теплоэлектропроект), Конаковской ГРЭС (ОАО Теплоэлектропроект), Псковской ГРЭС (ОАО “Филиал института Теплоэлектропроект” в г. Нижний Новгород). Ряд электростанций выразили намерения осуществить техническое перевооружение и реконструкцию на базе ПГУ-325 и одновальной ПГУ-170. Среди них ТЭЦ-27 Мосэнерго (ПГУ-170), Костромская ТЭЦ-2 (ПГУ-170), Кармановская ГРЭС (ПГУ-325), Заинская ГРЭС Татэнерго (ПГУ-170) и др.

В настоящее время РАО “ЕЭС России” формирует список инвестиционных проектов ввода новых мощностей, технического перевооружения и реконструкции действующих ТЭС общим объемом 5 тыс. МВт в рамках “специальной инвестиционной программы РАО “ЕЭС России”, ориентированной на принципиально новые технические решения, концентрацию внутренних и привлечение внешних источников инвестиций”, разрабатываемой в соответствии с решением Всероссийского совещания “О ходе подготовки энергопредприятий к работе в осенне-зимний период 2000/2001 года”.

Первоочередное место в этой программе должны занять парогазовые установки на базе отечественных газовых турбин.

В 2000 г. ТЭП совместно с ЛМЗ, АО “Электросила”, АО “Подольский машиностроительный завод”, ОАО “Рыбинские моторы”, НПО ЦКТИ, АО ВТИ и МЭИ в соответствии с решением Научного совета РАН по проблеме “Теплофизика и теплоэнергетика” разработал технические предложения по созданию одновального парогазового блока ПГУ-170 на базе турбины ГТЭ-110.

9/II 2001 г. технические предложения были рассмотрены на совместном заседании секции тепловых электростанций и централизованного

теплоснабжения НТС РАО “ЕЭС России” и Бюро Комиссии по газовым турбинам РАН (протокол от 28/II 2001 г. № 3). На заседании дана позитивная оценка инициативной разработке технических предложений по одновальной ПГУ-170 и рекомендовано проведение необходимых научно-исследовательских и проектных работ для обоснования и оптимизации технических решений по одновальной конденсационной и теплофикационной ПГУ-170.

28/II 2001 г. Научно-технический совет АО Мосэнерго при рассмотрении вопроса “Выбор варианта основного оборудования для блока № 3 ТЭЦ-27” принял решение об установке вместо паросилового теплофикационного блока СКД мощностью 265 МВт двух теплофикационных парогазовых установок ПГУ-170 и поручил институту Мосэнергопроект выполнить корректировку проекта ТЭЦ-27.

В соответствии с поручением заместителя председателя Правления РАО “ЕЭС России” В. П. Воронина ОАО ВТИ, ОАО ВНИИЭ и ОАО “Институт Теплоэлектропроект” должны в марте – апреле сего года разработать и согласовать с НПО Машпроект и ОАО “Рыбинские моторы” технические требования на оборудование одновальной конденсационной и теплофикационной ПГУ-170 на базе ГТЭ-110.

Вместе с тем, как следует из докладов и выступлений участников заседания, завершение разработки и обеспечение высокого технического уровня ГТЭ-110, промышленное освоение ее производства и внедрение на электростанциях требует принятия дополнительных усилий со стороны всех организаций, принимающих участие в создании высокоэффективных отечественных парогазовых установок на базе этой газовой турбины.

**НТС РАО “ЕЭС России”, Научный Совет РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и Комиссия РАН по газовым турбинам решили:**

1. По готовности ГТЭ-110 к промышленному освоению:

1.1. Считать важнейшей задачей текущего года для всех организаций, принимающих участие в создании ГТЭ-110, обеспечение высокого технического уровня турбины, соответствие ее характеристик техническим условиям, проведение межведомственной аттестации ГТЭ-110. Обратить при этом особое внимание на показатели надежности и экономичности отдельных узлов и турбоагрегата в целом.

1.2. Рекомендовать РАО “ЕЭС России” возложить на ОАО ВТИ выполнение от имени заказчика функций научно-технического сопровождения работ по созданию ГТЭ-110 с предоставлением прав: запроса и получения от НПП Машпроект и ОАО “Рыбинские моторы” проектно-конструкторских материалов, в том числе результатов выполненных расчетов и протоколов испытаний ГТЭ-110 на

стенде НПП Машпроект; участия представителей ВТИ в испытаниях ГТЭ-110 на стендах НПП Машпроект и Ивановской ГРЭС; организации экспертизы по отдельным проблемам создания ГТЭ-110 с привлечением в случае необходимости специалистов ведущих в этой области организаций (ЦИАМ, ЦНИИТМАШ, ЦКТИ, МЭИ и др.).

1.3. Рекомендовать ОАО ВТИ в рамках выполнения поручения постоянно действующей комиссии РАО “ЕЭС России” по ГТЭ-110, ПГУ-325 ускорить разработку и согласование программы проведения наладочных и гарантийных испытаний (протокол от 27/ХП 2000 г. № 150, п. 5):

проанализировать результаты испытаний ГТЭ-110, проведенных в 1998 – 2000 г. на стенде НПП Машпроект. Замечания и предложения направить НПП Машпроект, ОАО “Рыбинские моторы” и Департаменту научно-технической политики и развития (заказчику);

подготовить рекомендации НПП Машпроект по проведению гарантийных испытаний на стенде Ивановской ГРЭС с получением результатов по каждой из характеристик ГТЭ-110, заявленных в техническом проекте, с упором на показатели надежности, в том числе ресурсные, и экономичности турбины.

1.4. Секции тепловых электростанций и централизованного теплоснабжения и секции средств и систем управления в электроэнергетике НТС РАО “ЕЭС России” дополнительно к плану рассмотреть на своем совместном заседании проект АСУ ТП и алгоритмы управления ГТЭ-110, а также ПГУ-325 и ПГУ-170, разрабатываемые ЗАО Интеравтоматика совместно с НПП Машпроект, ОАО “Рыбинские моторы”, АО ВТИ и АО Теплоэлектропроект с учетом требований переработанной редакции нормативного документа “Общие технические требования к ПТК АСУ ТП ТЭС”.

1.5. Считать целесообразным привлечение российских институтов авиационной и энергомашиностроительной промышленности (ФГУЦП ЦИИ-АМ, ЦНИИТМАШ, НПО ЦКТИ), а также МЭИ к экспертизе расчетов, конструкторских решений и результатов испытаний ГТЭ-110 и ее узлов. В целях более детального обсуждения замечаний, сделанных ЦНИИТМАШ на заседании НТС, поручить АО ВТИ провести специальное совещание для рассмотрения вопроса о выборе материала лопаток турбины. Предложения по этому вопросу направить в Департамент научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”.

1.6. Учитывая отсутствие в энергетическом машиностроении опыта применения нормативно-методической документации (НТД) по расчетам на прочность и определению показателей надежности, включая ресурсные, принятой в оборонных отраслях, поручить НПП Машпроект провести сопоставление требований соответствующих НТД при выполнении прочностных расчетов, включая

выбор коэффициентов запаса, а также расчетов показателей надежности.

Результаты этой работы и свои предложения представить в Департамент научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России”. Просить Департамент научно-технической политики и развития профинансировать эту работу.

1.7. Рекомендовать Департаменту управления капитальным строительством и реконструкцией РАО “ЕЭС России” включить испытательный стенд Ивановской ГРЭС в перечень важнейших энергетических объектов, ход строительства которых подлежит рассмотрению на заседаниях оперативного штаба по обеспечению ввода энергообъектов в 2001 г. (приказ РАО “ЕЭС России” от 16/V 2000 г. № 267), имея в виду обеспечение ввода его в работу на жидком топливе в III квартале 2001 г. и на газе в IV квартале 2001 г.

1.8. Считать целесообразным от имени Комиссии по газовым турбинам Российской академии наук, научных советов РАН “Теплофизика и теплоэнергетика”, “По проблемам надежности и безопасности больших систем энергетике”, Научно-технического совета РАО “ЕЭС России”, ОАО “Рыбинские моторы”, НПП Машпроект, администрации Ивановской области обратиться в Правительство Российской Федерации, ОАО Газпром и РАО “ЕЭС России” с просьбой содействовать в выполнении в текущем году работ по строительству газопровода к испытательному стенду Ивановской ГРЭС. Отметить при этом, что длительная задержка со стороны ОАО Газпром этого строительства срывает заключительные работы по созданию современной отечественной газовой турбины, а также реализацию Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Украины о совместном производстве парогазовых установок для тепловых электростанций, заключенного 16/ХП 1992 г.

1.9. Принимая во внимание осуществление в 2001 – 2002 гг. заключительного этапа приемодаточных испытаний ГТЭ-110 при работе на жидком и газообразном топливе и возможность поставки в конце 2002 – начале 2003 г. первой серийной газотурбинной установки ГТЭ-110, рекомендовать потенциальным участникам лицензионного договора РАО “ЕЭС России”, Корпорации ЕЭЭК, НПП Машпроект и АО “Рыбинские моторы” рассмотреть с текущим годом вопросы формирования базовой цены ГТЭ-110, в том числе применения скидок и надбавок к базовой цене с учетом отклонений от заявленных в техническом проекте технико-экономических показателей соответственно в сторону их ухудшения или улучшения.

2. По перспективам использования турбины ГТЭ-110:

2.1. Считать важнейшими задачами РАО “ЕЭС России” за 2001 – 2005 гг. решение организационно-технических вопросов создания на базе ГТЭ-110

высокоэффективных парогазовых установок ПГУ-325 и ПГУ-170, в том числе:

определение круга действующих ТЭС, имеющих намерения осуществлять техническое перевооружение и реконструкцию с применением ПГУ-325 и ПГУ-170, и формирование на этой базе среднесрочной программы их строительства и ввода в эксплуатацию;

опережающее проектирование парогазовых установок ПГУ-325 и ПГУ-170 как при новом строительстве, так и при техническом перевооружении и реконструкции действующих ТЭС;

разработку и согласование с заводами-изготовителями технических требований, технических заданий и технических условий на поставку основного и вспомогательного оборудования ПГУ;

определение на конкурсной основе комплектующей (инжиниринговой) организации, обеспечивающей весь цикл услуг от проектирования до ввода в эксплуатацию парогазовой установки;

определение возможностей местных строительного-монтажных организаций, дислоцированных в районах будущего строительства ПГУ, в том числе наличие у них необходимых строительного-монтажных кадров и баз стройиндустрии, способность этих организаций выполнять функции генподрядчика;

формирование механизма финансирования ПГУ-325 и ПГУ-170 при новом строительстве, техническом перевооружении и реконструкции действующих ТЭС, работающих на природном газе, за счет собственных и привлеченных средств.

2.2. Рекомендовать РАО “ЕЭС России” возложить на АО ТЭП функции головной проектной организации по разработке унифицированных проектов одновальной ПГУ-170 и многовальной ПГУ-325 с учетом современных технических решений по оборудованию и тепловым схемам ПГУ.

2.3. АО Теплоэлектропроект совместно со АО ВТИ и МЭИ:

выполнить оптимизацию ранее выпущенных проектов ПГУ-325 с учетом новых технических решений в тепловой схеме и уточненных характеристик ГТЭ-110, полученных при испытаниях;

подробно проанализировать комплекс экологических показателей ПГУ-325 и ПГУ-170 с целью приведения их в соответствие с современными требованиями;

приступить к разработке предварительных ТЭО технического перевооружения и реконструкции ТЭС на базе ПГУ-325 и ПГУ-170, включаемых в состав программы “5 тыс. МВт”.

2.4. Рекомендовать РАО “ЕЭС России” и ОАО Мосэнерго совместным приказом определить ТЭЦ-27 Мосэнерго в качестве головной базовой

электростанции по обработке научно-технических, проектно-технологических, финансовых и эксплуатационных проблем создания и освоения в период 2001 – 2005 гг. высокоэффективных отечественных одновальных парогазовых установок ПГУ-170.

Определить в упомянутом совместном приказе конкретные сроки ввода в эксплуатацию ПГУ-170 ст. № 3 и 4, сроки поставки газовых турбин ГТЭ-110, котлов-утилизаторов и паровых теплофикационных турбин.

2.5. Рекомендовать департаментам РАО “ЕЭС России”: Научно-технической политики и развития, Технического перевооружения и совершенствования энергоремонтов, Инвестиций, Электрических станций, Корпоративных финансов, Экономического планирования и анализа включить в “специальную инвестиционную программу РАО “ЕЭС России”, ориентированную на принципиально новые технические решения, концентрацию внутренних и привлечение внешних источников инвестиций” на 2001 – 2005 г. (программа “5 тыс. МВт”) следующие электростанции, руководство которых выразило готовность осуществить строительство ПГУ-325 и ПГУ-170: Ивановскую ГРЭС (ПГУ-325), ТЭЦ-27 Мосэнерго (ПГУ-170), Конаковскую ГРЭС (ПГУ-325), Костромскую ТЭЦ-2 (ПГУ-170), Псковскую ГРЭС (ПГУ-325), Дорогобужскую ТЭЦ (ПГУ-325), Смоленскую ТЭЦ-2 (ПГУ-325).

Просить руководство постоянно действующей комиссии РАО “ЕЭС России” по ГТЭ-110 и ПГУ-325 провести специальное совещание с этими и другими электростанциями – потенциальными заказчиками ПГУ-325 и ПГУ-170 – для детального рассмотрения реальных возможностей ввода в 2001 – 2005 гг. на них парогазовых установок и составления на этой основе примерного графика поставок заводами-изготовителями основного и вспомогательного оборудования ПГУ в этот период.

2.6. Генеральному директору АО ТЭП подготовить предложения по срокам разработки проектной документации для электростанций – потенциальных заказчиков ПГУ-325 и ПГУ-170 и вынесения этих проектов на рассмотрение НТС РАО “ЕЭС России”.

2.7. Рекомендовать электростанциям – потенциальным заказчикам ПГУ-325 и ПГУ-170 заключить в 2001 году с АО Теплоэлектропроект и другими проектными организациями, АО ВТИ и ЗАО Интеравтоматика договора на разработку и научно-техническое сопровождение проектов создания на этих электростанциях парогазовых установок на базе ГТЭ-110 и соответствующих АСУ ТП.

## О работе Всероссийского совещания-семинара в г. Конаково

Старшинова О. В., инж.

РАО "ЕЭС России"

Современное развитие экономики диктует необходимость реформирования всех отраслей народного хозяйства, в том числе и энергетики.

Как никогда, требуется новый подход и методы организации ремонтов, технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов. Учитывая необходимость обсуждения итогов ремонтной кампании 2000 г. и выработки единой политики и методологии, позволяющей коренным образом изменить ситуацию, руководством РАО "ЕЭС России" было принято решение о проведении Всероссийского совещания-семинара "Итоги ремонтной кампании 2000 г. и задачи на 2001 г. Организация подрядных торгов. Реструктуризация РАО "ЕЭС России" и ремонтное обслуживание".

Открытие совещания состоялось в г. Конаково. В работе совещания приняли участие более 200 человек. Представительства, АО-энерго, АО-электростанций направили своих сотрудников, занимающихся подготовкой и реализацией отраслевой Программы ремонта и модернизации оборудования, зданий и сооружений. Круг заинтересованных участников представили: главные инженеры, заместители главных инженеров, начальники ПТО и ОППР, ремонтных служб.

Совещание открыл начальник Департамента электрических станций РАО "ЕЭС России" **А. А. Вагнер**. Он дал краткую оценку практической работе ремонтных подразделений, привлек внимание аудитории к основным целям проведения совещания-семинара.

**А. А. Вагнер** охарактеризовал процесс реализации программы ремонтов и модернизации оборудования, зданий и сооружений в 2000 г. Отметил основные причины недостаточного качества проведенных ремонтных работ:

низкий уровень диагностики выводимого в ремонт оборудования;

низкое качество материалов и запасных частей (особенно это касается электродов);

недостаточный контроль за качеством выполненных работ;

недостаточный уровень материального стимулирования и ответственности ремонтников за качество выполняемых работ.

Проблемы финансирования ремонтной кампании 2000 г. были обусловлены следующими причинами:

неудовлетворительная оплата потребителями отпущенной электро- и теплоэнергии (в течение года ситуация с неплатежами улучшалась);

утверждение новых тарифов ФЭК России проводилось со значительными задержками (в некоторых случаях – более полугода);

неполный учет ремонтных затрат в тарифах на электро- и теплоэнергию в ряде АО-энерго;

остаточный принцип финансирования ремонтных работ (низкая денежная составляющая в расчетах);

недостаточно широкое использование специализированных подрядных организаций;

необоснованно высокая численность собственного ремонтного персонала на большинстве электростанций;

темпы роста цен на оборудование, запчасти и материалы, опережающие изменение тарифов на электроэнергию;

недостаточно широкое использование подрядных торгов по выбору поставщиков МТР и исполнителей ремонтных работ;

узкий спектр использовавшихся форм взаиморасчетов, лизинговые и залоговые схемы применялись крайне редко.

Докладчик также изложил основные принципы развития энергоремонтного производства, отметил факторы, сдерживающие процесс рационального реформирования.

На совещании было обсуждено 9 докладов и сделано 28 сообщений.

**А. А. Романов** (начальник Департамента технического перевооружения и совершенствования энергоремонта РАО "ЕЭС России") охарактеризовал основные принципы совершенствования энергоремонта в условиях реструктуризации РАО "ЕЭС России". Для обеспечения потребности в энергии отраслей экономики и населения страны, реализации перспективы развития экспорта электроэнергии, повышения эффективности производства необходимо организовать работу по воспроизводству основных производственных фондов электроэнергетики в объемах, обеспечивающих необходимую рабочую мощность. Это возможно при создании устойчивого процесса реновации. Целью системы управления процессом реновации является выработка и реализация корпоративных решений, регламентация и контроль за деятельностью АО-энерго, АО-электростанций и электросе-

тевых предприятий по реновации основных производственных фондов. Развитие системы управления процессом реновации может осуществляться по основным направлениям: выработка и реализация единой технической политики; формирование перспективной и годовой программ реновации оборудования; выполнение программ реновации; разработка и реализация механизмов финансирования и управления финансовыми потоками.

**В. Ф. Малов** (начальник отдела ремонтов ОАО Дальэнерго), характеризуя процесс осуществления ремонтной кампании, особое внимание уделил проблемам финансирования, запаздывающей тарифной политике, следствием чего является снижение объемов ремонта и его качественных показателей. Особенно значительным недофинансирование Дальэнерго было в I – III кварталах 2000 г., когда из необходимых 420,5 млн. руб. на проведение ремонтов было выделено только 322,4 млн. руб. (76,7%). Только улучшение финансирования в IV квартале позволило изменить ситуацию с подготовкой оборудования к ОЗП.

**В. М. Пашков** (заместитель главного инженера ОАО Хабаровскэнерго) представил, по его мнению, сбалансированный механизм ремонтного производства, на 92% выполняемый хозяйственным способом и планируемый по наработке. На эту методику планирования ремонтов Хабаровскэнерго перешло еще за год до выхода официальных указаний РАО “ЕЭС России”. Поделился трехлетним опытом эксплуатации ПРП-завода, приобретенного по зачетным схемам. Завод занимается изготовлением экономайзеров, пароперегревателей, воздухоподогревателей, коллекторов, парохладителей, различной ремонтной оснастки, ремонтом арматуры, электродвигателей. Особую ценность представляет литейный цех мощностью 100 т готового литья в месяц, позволивший полностью обеспечить Хабаровскэнерго билами мельниц, броней, деталями багерных насосов. Годовой объем производства завода составляет 71,2 млн.руб.

**М. А. Грайвер** (заместитель главного инженера ОАО Иркутскэнерго) рассказал о проблеме роста числа внешних подрядчиков: в 2000 г. – 271 предприятие, в 1999 г. – 222. Эта проблема вызвана, в первую очередь, суррогатной структурой расчетов, а также большой территориальной разбросанностью филиалов ОАО Иркутскэнерго. Серьезную обеспокоенность вызывает ремонт гидравлических турбин, отработавших с момента пуска 30 – 40 лет. Выполнены работы на гидроагрегате № 4 типа ПЛ1577-ББ750 Иркутской ГЭС и гидроагрегате № 16 типа РО562-ВМ550 Братской ГЭС. В 2001 г. планируется завершение крупной работы Усть-Илимской ГЭС. С целью обеспечения более полного контроля за состоянием оборудования, определения ресурса отдельных узлов и агрегатов

в службах исполнительной дирекции разрабатываются целевые программы (замена поверхностей нагрева котлов ВД и СД; замена транспортной ленты на трудновоспламеняемую; замена фланцевой арматуры ВД и др.). Наличие таких постоянно уточняемых программ существенно упрощает экспертизу работ и их объемов, включаемых в планы капитальных ремонтов.

**В. И. Матасов** (заместитель главного инженера ОАО Пермэнерго) отметил в своем выступлении проблемы задолженности поставщикам и подрядчикам, возможности ее реструктуризации и погашения. Крайне негативно оценил подготовку к ремонтам из-за отсутствия механизма финансирования намечаемых программ.

**Н. П. Милютин** (главный инженер АО Волгаэнерго) остановился на вопросах выполнения программы 2000 г. и корректировке годовых графиков ремонта оборудования мощностью менее 160 МВт. Он отметил, что активно ведется подготовка к ремонтной кампании 2001 г. как по финансированию, так и по материально-техническим ресурсам и запасным частям. Начинает внедряться система конкурсных торгов на проведение ремонтов и поставку оборудования. В АО-энерго данная система пока не получила развития из-за наличия собственного ремонтного персонала, который обеспечивает практически 100%-ный ремонт. Прорабатывается модель объединения ПРП всего региона в холдинговую компанию с обеспечением ремонта оборудования “под ключ”.

**В. Н. Шамко** (директор Производственно-технической дирекции АО Центрэнерго) в ходе своего выступления отметил причины большой продолжительности капитальных ремонтов: дефицит финансирования; рост стоимости поставляемых заводами запасных частей при их низком качестве; большая задолженность подрядным организациям и поставщикам МТР; недостаточное использование специализированных подрядных организаций; высокая аварийность оборудования; недостаточно правильное определение объемов ремонта, дефектации и уточнение объемов работ после вывода оборудования в ремонт. Кроме того, обратил внимание на необходимость выбора исполнителей программы ремонтов и модернизации оборудования по результатам подрядных торгов. В 1998 г. при проведении подрядных торгов в АО Центрэнерго рассматривались три группы ремонтных предприятий:

специализированные ремонтные предприятия – ОАО Мосэнергоремонт, ОАО Волгаэнергоремонт, ОАО Уралэнергоремонт, ОАО Сибэнергоремонт;

монтажные организации – ОАО Центрэнерго-монтаж, ОАО Электроцентрмонтаж, ОАО Энергозащита и ряд других;

сервисные организации заводов-изготовителей – ЛМЗ, ТМЗ, Таганрогский, Барнаульский, Подольский котельные заводы, Белгородэнергомаш.

Некоторые АО-энерго, включая такие мощные, как Мосэнерго, Нижновэнерго, Волгоградэнерго, проводить конкурсные торги по программам ремонта 2001 г. не планируют, объясняя это разными причинами (наличием заключенных договоров; привлечением к работам только ПРП АО-энерго, наличием постоянных участков МЭР и развитых ремонтных цехов; отсутствием надежных подрядчиков в регионах, которые могли бы составить серьезную конкуренцию имеющимся исполнителям). Субъективной причиной является нежелание руководителей АО-энерго проводить работу по снижению затрат на ремонты даже при существующей возможности денежных платежей.

**А. Н. Филипов** (директор Дирекции по эксплуатации ТЭС г. Санкт-Петербурга) подчеркнул актуальность совещания, потому что проблемы повседневной эксплуатационной жизни и обсуждаемые сегодня одинаковы и понятны. В первую очередь, это работа оборудования, исчерпавшего свой ресурс, и недофинансирование, возникающее по ряду объективных причин. Тем не менее, все предприятия энергосистемы получили паспорта готовности для прохождения текущего ОЗП.

Анализ ситуации показывает, что система технического обслуживания и ремонта оборудования, основанная на планово-предупредительных ремонтах, сама себя изживает. Объемы ремонтно-восстановительных работ, необходимые для поддержания работоспособности оборудования, из года в год возрастают и реально выполняются. В АО Ленэнерго – это внеплановые ремонты по техническому состоянию, расширенные текущие ремонты. Особенно наглядно ситуацию иллюстрируют ремонты паровых турбин. По-прежнему серьезной проблемой остается низкое качество ремонтов, в первую очередь, у специализированной ремонтной организации ОАО Ленэнергоремонт. Существующие контракты на производство работ за границей России не позволяют обеспечить квалифицированными кадрами внутренний ремонтный рынок. Очевидным резервом для повышения энергоремонтного производства является проведение конкурсных торгов при выборе подрядных организаций и поставщиков оборудования, запчастей и материалов. В феврале 2000 г. создано тендерное управление АО Ленэнерго. В ближайшее время будут составлены графики проведения торгов по различным направлениям деятельности энергосистемы, в первую очередь, в энергоремонте.

Особый интерес участников совещания вызвал раздел, посвященный организации подрядных торгов (конкурсов) в энергоремонтном производстве, который был открыт докладом заместителя начальника Департамента электрических станций РАО “ЕЭС России” **Е. Н. Горевым**.

Докладчик дал подробную ретроспективу организации подрядных торгов в 2000 г. на станциях федерального уровня по программам ремонта, мо-

дернизации оборудования, технического перевооружения и реконструкции.

В качестве положительных тенденций процесса было отмечено: реальное снижение стоимости работ (услуг), оборудования и МТР; участие в торгах новых подрядчиков и поставщиков; создание конкурентной среды для традиционных исполнителей ремонта.

К негативным тенденциям следует отнести: отсутствие гарантийных залогов со стороны участников торгов; недостаточно правильная подготовка оферты по технической и коммерческой части; формальная предквалификация участников конкурса, что позволяет присутствовать на торгах подрядным организациям, потенциально не способным выполнить указанную работу и создавать мнимую конкуренцию заранее выбранному победителю; недобросовестная конкуренция.

**Ю. В. Трофимов** (генеральный директор ЦКБ Энергоремонт) основное внимание уделил необходимости создания нормативно-методической базы по проведению подрядных торгов на выполнение работ по ремонту основных промышленно-производственных фондов электрических станций и перспективным разработкам методических указаний, способствующих созданию активного механизма конкурсов.

**С. Б. Дашков** (консультант Департамента планирования и экономического анализа РАО ЕЭС России) рассказал о создании единой системы конкурентных закупок, товаров, работ и услуг.

Для успешного функционирования системы конкурентных закупок необходимо выполнение четырех условий:

качественно разработанная нормативная и методическая базы;

наличие компетентного контролирующего и координирующего органа;

налаживание процесса подготовки кадров для проведения конкурентных закупок;

информационное обеспечение, т.е. наличие потоков информации (как внутренних, у организатора закупок, так и внешних, между организатором и поставщиками) и методов управления ими.

**Ю. С. Тверской** (заведующий кафедрой систем управления Ивановского государственного энергетического университета) поделился опытом проведения конкурсных мероприятий по выбору ПТК для создаваемых АСУТП электростанций АО Центрэнерго.

Основными целями конкурса являются: формирование технического облика и требований к создаваемой АСУТП (техническая структура, выполняемые функции и др.); определение рыночной стоимости создаваемой АСУТП для предлагаемых технических решений; выделение двух-трех фирм-поставщиков, технический уровень ПТК и опыт реализации АСУТП которых соответствует требованиям заказчика, а бюджетная оценка стои-

мости и объем выполняемых работ (услуг) являются приемлемыми.

Он отметил, что при организации торгов особое внимание следует уделить формированию концепции создаваемой АСУТП и проведению технического аудита. Накопленный опыт позволил выявить ряд проблем: несовершенство и недостаточность нормативной базы; организация и проведение начального этапа силами электростанции затруднительны, особенно в части разработки концепции, экспертизы технико-коммерческих предложений, технического аудита; самостоятельное освоение новой технологии управления с использованием современных ПТК для специалистов электростанций представляет определенные трудности. Для исключения подобных ситуаций необходимо опережающее обучение специалистов электростанций, наладочных организаций технологии ПТК АСУТП.

**А. И. Колобахин** (начальник службы комплектации и материально-технического снабжения Базового предприятия Электросетьсервис) познакомил участников совещания с опытом организации подрядных торгов в электрических сетях, отметив при этом существенные преимущества: фиксированные цены на оборудование в условных единицах на весь год (до следующих торгов), позволяющие достаточно точно планировать затраты на материальные ресурсы; консолидированный объем заказа, приводящий к снижению цен на 2 – 4% по отношению к текущим заводским; усиление конкуренции среди производителей при регулярном проведении конкурсных торгов; наиболее выгодные условия платежей; получение подробной технической информации по оборудованию, представляющему интерес для капитального ремонта электрических сетей.

**О. В. Старшинова** (специалист Департамента электрических станций РАО “ЕЭС России”) в своем сообщении прокомментировала приказ РАО “ЕЭС России” от 21/II 2001 г. № 64 “Об организации подрядных торгов (конкурсов) в энергоремонтном производстве”.

Главным аргументом внедрения системы торгов является необходимость создания прозрачной процедуры выбора исполнителя работ, поставщика оборудования, а также исключение лоббирования определенных фирм и отношений, сложив-

шихся в период использования суррогатных схем взаиморасчетов.

Подготовленный приказ позволит сформировать годовой график торгов, а регламент организации и проведения конкурсов, уже апробированный и успешно работающий на станциях федерального уровня, поможет организовать единую систему торгов, при этом заинтересованные департаменты смогут осуществлять контроль и оказывать методологическую помощь энергообъектам РАО “ЕЭС России”. Единая система торгов создаст реальные стимулы для развития и реструктуризации энергоремонтных предприятий, обеспечивающих выполнение ремонтных работ в электроэнергетическом комплексе в установленные сроки и с надлежащим качеством.

Второй день совещания позволил обсудить проблемы реструктуризации РАО “ЕЭС России” и ремонтного обслуживания. С отдельными сообщениями выступили: **Б. И. Шар** (ЦКБ “Энергоремонт”) “Совершенствование ценообразования на энергоремонт и проведение анализа рациональности использования ремонтных затрат на электростанциях”, **Ю. А. Цагарели** (Департамент технического перевооружения и совершенствования энергоремонта РАО “ЕЭС России”) “Организационные и методические вопросы длительной консервации оборудования”, **В. К. Ермолаев** (ОАО Волгоградэнерго) “Опыт организации длительной консервации оборудования”, **А. А. Светашов** (Департамент электрических станций РАО “ЕЭС России”) “О проблемах реструктуризации задолженности энергоремонтным предприятиям и поставщикам запасных частей, МТР и оборудования”, **Ю. И. Гусев** (Департамент технического перевооружения и совершенствования энергоремонта РАО “ЕЭС России”) “Аттестация и аккредитация поставщиков и подрядчиков”, **Д. С. Безугленко** (Департамент электрических станций РАО “ЕЭС России”) “Расчет затрат на ремонт основных производственных фондов на энергопредприятиях, отнесенных к себестоимости электрической энергии (мощности) и тепловой энергии”, **В. В. Барило** (ВИПКэнерго) “Опыт и перспективы повышения квалификации руководителей и специалистов, занятых в ремонте и модернизации энергетического оборудования”.

## Рецензия на учебник для вузов Н. И. Овчаренко “Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем”<sup>1</sup>

Аржанников Е. А., доктор техн. наук

Ивановский государственный энергетический университет

Спустя полвека со времени выхода в свет первого учебника [1], подготовленного энтузиастом создания и внедрения автоматических устройств противоаварийного управления электроэнергетическими системами, прежде всего Мосэнерго, предотвращавших потерю электроснабжения Москвы, особенно в первые годы ВОВ, первым лектором новой тогда учебной дисциплины в МЭИ, лауреатом Государственной премии Советского Союза, доктором техн. наук И. И. Соловьевым, его ученик и последователь лауреат премии Президента Российской Федерации в области образования, доктор техн. наук Н. И. Овчаренко подготовил его новое издание.

Научно-технический и учебно-методический уровни учебника обеспечены его созданием под руководством чл.-корр. РАН, доктора техн. наук А. Ф. Дьякова и рецензированием рукописи президентом ЭАН РФ, доктором техн. наук В. Г. Герасимовым; начальником отдела устойчивости, моделирования и противоаварийной автоматики ОАО “Институт Энергосетьпроект” Г. Л. Брухисом; кафедрой теоретических основ электротехники Чувашского государственного технического университета (зав. кафедрой доктор техн. наук Ю. М. Лямец) и общим ее просмотром зав. кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем Черкасского государственного технического университета, доктором техн. наук А. С. Засыпкиным.

Книга издана научно-учебным центром ЭНАС, выполнившим под руководством его директора И. А. Серовой высококвалифицированное издательское редактирование рукописи, творческую и виртуозную компьютерную обработку ее графической части и совершенное полиграфическое оформление.

В научно-техническом плане учебник отражает современный этап бурного обновления техники автоматического управления уникальной технической системой – ЕЭС России – на основе методов и технических средств обработки информации микропроцессорной вычислительной техникой в реальном времени чрезвычайно быстротечных электромагнитных и электромеханических переходных процессов в электроэнергетических системах (ЭЭС) под воздействием неистребимых, случайно возникающих КЗ и отключений мощных по-

врежденных КЗ генерирующих и передающих электроэнергию объектов, грозящих развитием общесистемных аварий с их катастрофическими последствиями.

Рассмотренные материалы расположены в книге в соответствии с технологическим процессом производства и передачи электроэнергии. Сначала (в первой части учебника) описываются современные и перспективные технические средства управления и оптимизации нормального режима работы. Во второй части материал излагается в соответствии с четко пирамидально построенной системой взаимодействующих, в том числе интегрированных, устройств противоаварийного автоматического управления в аварийном с угрозой нарушения динамической, в послеварийном с опасностью нарушения статической устойчивости ЭЭС и их ресинхронизации в асинхронном режимах.

Учебник насыщен примерами самых последних разработок микропроцессорных автоматических устройств ведущими электроэнергетическими научно-исследовательскими организациями Российской Федерации и известных зарубежных фирм.

В создании высокого, можно даже сказать, доведенного до совершенного учебно-методического уровня учебника явно прослеживается роль почти 50-летнего опыта преподавания соответствующей учебной дисциплины автором, читающим лекции в МЭИ и в настоящее время. Не может быть не отмеченным удачное в учебно-методическом отношении использование учебника автора по предшествующей учебной дисциплине [2].

Книга состоит, как указывалось, из двух частей. Первая часть “Автоматика управления нормальным режимом” содержит семь глав.

Первая глава – это обзор технологической автоматики управления изменениями состояний гидрогенераторов, характеристика сложных автоматических комплексов пуска турбогенераторов и особенностей автоматического управления пуском и остановом генераторов атомных электростанций. Раздел, введенный в программу учебной дисциплины в последнее время, в связи с изменениями в учебном процессе, связанными с вводом бакалавриата и подготовкой магистров, не отличается, но и не должен отличаться глубиной проработки, поскольку технологическая автоматика управления изменениями состояний гидравлических, паровых

<sup>1</sup> Под ред. Дьякова А. Ф. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000, 504 стр., ил.



и газовых турбин относится к соответствующим гидро- и теплотехническим специальностям.

Вторая глава по автоматике управления включением синхронного генератора на параллельную работу в ЭЭС содержит классический (входивший еще в указанный первый учебник) материал по теории само- и точной синхронизации и впервые публикуемый в учебной литературе подробный аналитический обзор созданных в последнее время микропроцессорных автоматических синхронизаторов (АС-М).

Естественно, что уже на этапе подготовки генератора к синхронизации и после его включения первой задачей управления режимом работы является автоматическое регулирование частоты его вращения и активной мощности. Две (третья и четвертая) главы содержат изложение на более высоком, а главное, прикладном уровне основных, известных из предшествующей учебной дисциплины положений теории автоматического регулирования и впервые используемых основных положений цифрового регулирования; специфических особенностей взаимосвязанных, внутренне противоречивых процессов автоматического регулирования частоты и мощности и технических средств автоматического регулирования. Кратко описываются гидродинамические автоматические регуляторы частоты вращения (АРЧВ) турбогенераторов, рассматриваются электрогидравлические (ЭГР) регуляторы гидрогенераторов частоторегулирующих ГЭС, в том числе впервые публикуемый в учебной литературе пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор ЭГР-2И.

В четвертой главе разбираются автоматические регуляторы активной мощности (АРАМ), их взаимодействие с АРЧВ и приводятся впервые публикуемые в учебной литературе сведения о микропроцессорной электрической части системы регулирования (ЭЧСР-М) режимов работы турбогенераторов. Рассматриваются особенности автоматического регулирования мощности, обусловленные участием турбогенераторов в противоаварийном управлении активной мощностью в ЭЭС.

В пятой главе изложен теоретический и технический материал по автоматическому регулированию возбуждения (АРВ) синхронных генераторов как главного вида автоматического управления напряжением и реактивной мощностью. Рассмотрены основные теоретические положения и особенности цифрового автоматического регулирования и техническая реализация микропроцессорных аналого-цифрового для генераторов с бесщеточным и цифрового для генераторов с тиристорным возбуждением пропорционально-дифференциального (“сильного”) действия – АРВ СДМ. Глава содержит неизвестные из учебной литературы сведения о микропроцессорной автоматической системе управления возбуждением перспективных асинхронизированных генераторов.

Шестая глава представляет собой рассмотрение задач, особенностей и технических средств автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности в ЭЭС и включает обзор способов реверсивного управления реактивной мощностью синхронных компенсаторов, современной микропроцессорной реализации автоматического управления статическими тиристорными компенсаторами (СТК) и описание микропроцессорного автоматического регулятора трансформаторов с УРПН.

Седьмая глава посвящена автоматизированным системам управления (АСУ) режимами работы ГЭС и технологическими процессами (АСУ ТП) тепловых электростанций с иллюстрациями их микропроцессорного выполнения. В главу включен обзор разрабатываемых многоуровневых АСУ ЭЭС, их объединений и ЭЭС в целом.

Вторая часть “Противоаварийная автоматика”, состоящая из шести (восьмая – тринадцатая) глав, соответствует, как указывалось, ее стройному пирамидальному осуществлению. Общая восьмая глава представляет собой обзор и классификацию опасных возмущающих воздействий в ЭЭС, противоаварийных управляющих воздействий на генерирующие и передающие электроэнергию объекты и видов противоаварийной автоматики. Отмечены особенности противоаварийной автоматики, главным образом, формирование дозированных по интенсивности и длительности противоаварийных управляющих воздействий.

Поскольку первоначальным и наиболее сильным возмущающим воздействием является случайно возникающее КЗ, а после его отключения релейной защитой возникает новое и часто не менее сильное возмущающее воздействие – скачкообразное нарушение баланса мощности, то прежде всего в девятой главе рассматривается автоматика их ликвидации – автоматика повторного включения отключенных выключателей и включения резервных источников питания.

В десятой, пожалуй, наиболее фундаментальной главе второй части размещен теоретический и технический материал по автоматике предотвращения нарушения динамической или статической устойчивости ЭЭС (АПНУ). При этом рассмотрена лишь современная АПНУ, функционирующая на цифровых ЭВМ и программно-технических комплексах (ПТК), включая разработки ВЭИ и Энергосетьпроекта. Глава содержит обзор иерархически построенной АПНУ электроэнергетических систем, их объединений и ЭЭС в целом.

Одиннадцатая глава представляет собой рассмотрение автоматики прекращения (ликвидации) асинхронного режима (АЛАР). При этом известное из учебной литературы релейно-контактное ее выполнение, как и АПНУ, опущено. После анализа изменений напряжения, тока, активной мощности, угла сдвига фаз и скольжения в асинхронном режиме приведено описание серийно выпускаемых

электротехнической промышленностью аналого-дискретных микросхемных панелей АЛАР. Глава завершена сведениями о перспективной, но пока первоначальной разработке микропроцессорной АЛАР в Энергосетьпроекте.

Однако, хотя и в редких случаях, в результате неэффективности действия АЛАР делительная автоматика отключает несинхронно работающую электростанцию и часть ЭЭС, в которых, как правило, оказывается избыток в одной и недостаток в другой частях ЭЭС активной мощности. Возникают недопустимые изменения – повышение или снижение соответственно основных режимных параметров: напряжения и частоты. Их снижения приводят к опасности общесистемной аварии вследствие “лавины” напряжения или частоты. Спасает положение автоматика ограничений недопустимых изменений указанных режимных параметров, принципы действия, настройка и современная техническая реализация которой составляют содержание двенадцатой главы.

Учебник включает тринадцатая глава, в которой рассмотрены перспективные, разработанные в самое последнее время и еще не освещенные в учебной литературе микропроцессорные интегрированные комплексы автоматических устройств противоаварийного управления. В связи с интеграцией программных функций собственно противоаварийной автоматики [3] и релейной защиты [4] автор представляет материал тринадцатой главы именно как интегрированную автоматику противоаварийного управления, разделяя точку зрения о целесообразности объединения указанным понятием собственно противоаварийную автоматику и релейную защиту как автоматику защитных отключений [5].

В целом выход в свет рассмотренного учебника является выдающимся событием в смысле поддержания приоритета МЭИ в области обеспечения учебного процесса специальностей “автоматическое управление электроэнергетическими системами” и “электрические станции” специальной учебной литературой.

#### Список литературы

1. Соловьев И. И. Автоматизация энергетических систем. Учебник для вузов. М.: Госэнергоиздат, 1950.
2. Овчаренко Н. И. Элементы автоматических устройств энергосистем. Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1995.
3. Окин А. А. Противоаварийная автоматика. М.: Изд-во МЭИ, 1995.
4. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем. Учеб. пособие для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1998.
5. Окин А. А., Семенов В. А. Противоаварийное управление в ЭЭС России / Под ред. Дьякова А. Ф. М.: Изд-во МЭИ, 1996.

## Новые перспективы

### для процессов автоматизации!

От традиционных продуктов до IT-систем: выставка INTERKAMA предлагает широкий спектр возможностей. Если Вы хотите обновить оборудование или познакомиться с новыми концепциями – INTERKAMA 2001 – выставка для Вас.

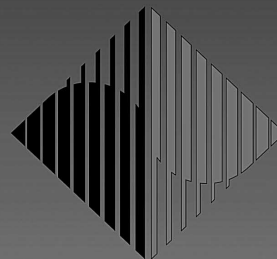
- Оборудование, инструменты, комплектующие
- Системы
- Сервис
- Решения

## Здесь Ваше будущее!

# INTERKAMA

Выставка №1 в мире  
Дюссельдорф, Германия  
с 24 по 28 сентября 2001

Решения вопросов  
**Автоматизации**  
в производстве  
и процессах бизнеса



Дополнительная  
информация на сайте:  
[www.INTERKAMA.com](http://www.INTERKAMA.com)

Мессе Дюссельдорф ГмбХ,  
Московское бюро  
123100 Москва,  
1-й Красногвардейский пр-д, 12,  
павильон 2, башня 3  
Тел. (095) 259 77 29,  
факс (095) 230 25 05  
E-Mail: [messedus@mega.ru](mailto:messedus@mega.ru)  
[www.mega.ru/~messedus](http://www.mega.ru/~messedus)



Messe  
Düsseldorf

## ЭНЕРГЕТИКА ЗА РУБЕЖОМ

### Энергетика Южной Кореи в 1999 году

Файбисович Д. Л., инж.

#### Энергосетьпроект

Начало использования электроэнергии в Южной Корее связывают с освещением дворца Кионгбок, которое было осуществлено в марте 1887 г., а уже в январе 1898 г. была организована Сеульская электрическая компания, деятельность которой в 1961 г. была распространена на всю страну. В январе 1982 г. энергетика Южной Кореи была реорганизована в электроэнергетическую корпорацию (КЕРСО).

КЕРСО занимает передовые позиции в развитии электроэнергетики и добилась больших успехов в своей деятельности, что отмечается энергетической общественностью в материалах ряда последних мировых конференций.

В 1997 г. общая установленная мощность электростанций страны превысила 40 ГВт, что поставило Южную Корею на 17 место в мире по этому показателю и обеспечило Южной Корее статус развивающейся страны. По темпам развития генерирующего комплекса КЕРСО входит в пятерку крупнейших энергокомпаний мира.

Если в 60-е годы большая часть электроэнергии производилась на небольших угольных электростанциях и ГЭС, то уже в 70-х годах для получения электроэнергии широко использовались привозные нефтепродукты. Большие изменения в структуру используемых видов топлива принес нефтяной кризис 70-х годов. Это определило ориентацию в используемых видах топлива на привозные битуминозные угли, дало толчок строите-

льству АЭС и сократило импорт нефтепродуктов для производства электроэнергии.

Общая установленная мощность электростанций страны составила 49,64 ГВт, в том числе 46,978 ГВт принадлежит КЕРСО и 2,662 ГВт прочим владельцам (ГЭС – 1,012, и ТЭС – 1,650 ГВт). Общая выработка электроэнергии электростанциями страны в 1999 г. составила 248,46 ТВт·ч, в том числе КЕРСО – 239,32, а прочими компаниями – 9,14 ТВт·ч. Структура установленной мощности и объемы производства электроэнергии КЕРСО по отдельным видам используемого топлива в 1999 г. приведены в табл. 1.

Отпуск электроэнергии потребителям в отчетном году составил 214,2 ТВт·ч. Строительство АЭС шло высокими темпами. Первый энергоблок АЭС Кори был введен в работу в 1978 г., а уже к концу 1999 г. в работе находилось четыре АЭС, общая мощность 16 энергоблоков которых составила 13,7 ГВт. На первых по срокам сооружения АЭС использовались энергоблоки единичной мощностью 587 – 650 МВт, а в последующие годы 700 – 950 МВт. В последние годы стандартная мощность энергоблока АЭС принята 1000 МВт, которыми будут оснащаться все строящиеся АЭС. На начало 2000 г. в стадии строительства находятся 4 энергоблока, намеченные к установке на действующих АЭС Уихин и Йонгванг. При этом мощность каждой из этих АЭС будет доведена до 5900 МВт. Большое внимание уделяет КЕРСО вопросам безопасности АЭС.

Использование 87% и выше общей мощности в течение года определяет передовые позиции Южной Кореи в развитии мировой атомной энергетики, как следует из приведенных далее данных.

#### Использование мощности АЭС

|         | КЕРСО | в среднем в мире |
|---------|-------|------------------|
| 1996 г. | 87,5  | 72,9             |
| 1997 г. | 87,6  | 72,2             |
| 1998 г. | 90,2  | 73,9             |
| 1999 г. | 88,2  | 75,6             |

Надежность работы АЭС характеризуется числом отказов на один работающий энергоблок. Указанная величина составила: в 1997 г. – 1,1, в 1998 г. – 0,4, в 1999 г. – 0,9 в год.

Т а б л и ц а 1

Структура установленной мощности и выработки электроэнергии электростанциями КЕРСО (на 31/ХII 1999 г.)

| Вид энергоресурса | Установленная мощность |       | Выработка электроэнергии |       |
|-------------------|------------------------|-------|--------------------------|-------|
|                   | МВт                    | %     | МВт·ч                    | %     |
| АЭС               | 13 716                 | 29,2  | 103 064                  | 43,1  |
| ТЭС:              |                        |       |                          |       |
| угольные          | 13 031                 | 27,8  | 81 544                   | 34,1  |
| на природном газе | 12 368                 | 26,3  | 30 124                   | 12,6  |
| на мазуте         | 4716                   | 10,0  | 18 527                   | 7,7   |
| ГЭС               | 3148                   | 6,7   | 6066                     | 2,5   |
| Всего             | 46 978                 | 100,0 | 239 325                  | 100,0 |

Т а б л и ц а 2

## Максимальные нагрузки и отпуск потребителям

| Показатель                          | 1993 г. | 1996 г. | 1999 г. |
|-------------------------------------|---------|---------|---------|
| Максимальная нагрузка:              |         |         |         |
| ГВт                                 | 22 112  | 32 282  | 37 293  |
| ежегодный рост, %                   | -       | 11      | 10,6    |
| Отпуск электроэнергии потребителям: |         |         |         |
| ТВт·ч                               | 127,734 | 182,47  | 214,215 |
| ежегодный рост, %                   | -       | 12      | 10,7    |
| Заполнение графика нагрузки, %      | 66      | 64      | 57,3    |

Основой генерирующего комплекса страны являются тепловые электростанции. КЕРСО принадлежат 210 энергоблоков тепловых электростанций общей установленной мощностью 30 114 МВт. Еще в 80-е годы планами развития генерирующего комплекса страны развитие ТЭС было намечено осуществлять стандартными угольными энергоблоками мощностью 500 МВт. По состоянию на начало 2000 г. в эксплуатации КЕРСО находились подобные энергоблоки общей установленной мощностью 8 ГВт. Топливом электростанций со стандартными блоками 500 МВт служат привозные битуминозные угли относительно невысокой стоимости. В 90-е годы в работу был введен ряд энергоблоков, работающих на сжиженном газе. При весьма благоприятных показателях (особенно экологического характера) указанные энергоблоки нашли ограниченное использование по стоимостным показателям, что не исключает в будущем их использование в крупных городах.

Одним из интегральных показателей эффективности работы тепловых электростанций является значение коэффициента термической эффективности. Для всей совокупности энергоблоков, участвующих в балансе мощности, этот коэффициент в КЕРСО составил в отчетном году 37,73%. Для сопоставления может быть отмечено, что в последние годы значение этого коэффициента составило в энергосистемах Японии 37,2%; США – 33,5, Канады – 30,0, Великобритании – 36,3, Германии – 34,7%.

Для стандартного блока 500 МВт коэффициент термической эффективности несколько превышает 40%. Указанный блок характеризуется легкими условиями пуска, быстрым набором нагрузки и высокой надежностью. Средняя повреждаемость энергоблока составляет 0,27 в год.

В ведении КЕРСО находятся 127 энергоблоков ГЭС, имеющих общую установленную мощность 3148 МВт. ГЭС расположены в северо-восточной части страны. У отдельных владельцев действует еще ряд небольших по мощности ГЭС. Для регулирования покрытия графика нагрузки в условиях

высокой доли АЭС и энергоблоков 500 МВт, работающих в базисной и полупиковой частях графика, КЕРСО в течение последних 15 лет фокусирует свои усилия на строительстве ГАЭС. По состоянию на начало 2000 г. в эксплуатации находилось 8 агрегатов ГАЭС общей мощностью в генераторном режиме 1600 МВт. В стадии строительства находится еще 8 агрегатов, которые будут введены в работу в ближайшие годы.

Формирование основной сети энергосистемы КЕРСО осуществлялось с использованием номинального напряжения 345 кВ, получившего значительное развитие во всех частях страны.

В меридиональном направлении общая протяженность ряда действующих ВЛ 345 кВ составляет 313 км, т.е. ВЛ пересекают всю территорию страны. Такое же положение с ВЛ 345 кВ, проходящими в широтном направлении.

В значительной мере ВЛ 345 кВ трассируются по предгорным районам и другим территориям, не вовлекаемым в хозяйственную деятельность. Получение дополнительных коридоров для сооружения новых ВЛ высокого напряжения весьма затруднено. Указанные трудности с получением новых коридоров, а также высокие темпы роста спроса на электроэнергию явились основными факторами, определившими введение новой, более высокой ступени напряжения в сети переменного тока. После проведения соответствующих исследований и проектных разработок в качестве нового повышенного напряжения электрической сети было принято номинальное напряжение 765 кВ. Трудности с получением новых трасс для ВЛ 765 кВ определили, что в отдельных случаях сооружение ВЛ велось по трассе демонтируемых ВЛ 66 кВ. К началу 2000 г. в работу введены первые участки ВЛ 765 кВ общей протяженностью 286 км, строительство еще двух участков будет завершено в ближайшее время.

В распределительной сети высокого напряжения используются номинальные напряжения 154 и 66 кВ. Для электроснабжения о. Чеджу проложена подводная кабельная линия постоянного тока общей протяженностью по трассе около 100 км.

На начало 2000 г. общая протяженность ВЛ 345 кВ в одноцепном исчислении составила 6,6 тыс. км, а 154 кВ – 16 тыс. км. Общая протяженность ВЛ, находящихся в ведении КЕРСО, на начало 2000 г. была 25,3 тыс. км, а установленная мощность трансформаторов ПС – 120,25 ГВ·А.

Распределительная сеть выполнена на напряжении 22 кВ, вторичное напряжение сетевых ТП – 0,4 и 0,22 кВ. Для повышения надежности электроснабжения потребителей и исключения вероятности полного погашения распределительной сети эксплуатационные организации проводят постоянную диагностику состояния оборудования.

Указанными мерами удалось обеспечить снижение времени отключения потребителей. Так, в

Т а б л и ц а 3

**Структура отпуска электроэнергии отдельным группам потребителей в 1999 г.**

| Показатель               | Всего   | Промышленность | Коммерческий сектор | Коммунально-бытовой сектор |
|--------------------------|---------|----------------|---------------------|----------------------------|
| Количество потребителей: |         |                |                     |                            |
| млн.                     | 14,379  | 2,651          | 11,728              |                            |
| %                        | 100     | 18,4           | 81,6                |                            |
| Отпуск электроэнергии:   |         |                |                     |                            |
| ТВт·ч                    | 214,215 | 120,859        | 58,775              | 34,581                     |
| %                        | 100     | 56,4           | 27,4                | 16,2                       |

отчетном году среднее время погашения одного потребителя составило 23,75 мин, что находится на уровне показателей передовых в техническом отношении стран мира. Общая протяженность воздушных и кабельных линий распределительной сети 0,4 – 22 кВ на начало 2000 г. составила 344,8 тыс. км.

Большое внимание уделяется в КЕРСО стабилизации уровня потерь электроэнергии в сети, находящихся на низком уровне. Так, уровень относительных потерь составил в 1996 г. 4,4% (процент отпуска в сеть), в 1997 г. – 4,85; в 1998 г. – 4,9; в 1999 г. – 5,0%.

На конец 1999 г. КЕРСО обслуживала 14,379 млн. потребителей, что в 18 раз больше, чем при организации энергосистемы в 1961 г. Отпуск электроэнергии потребителям в отчетном году составил 214,215 млрд. кВт·ч, что на 10,7% выше, чем в предшествующем году.

В последнее 10-летие рост отпуска электроэнергии потребителям был в среднем 10% в год, что следует считать весьма высоким. Максимальные нагрузки и отпуск электроэнергии потребителям в последние годы характеризуются данными табл. 2.

Структура отпуска электроэнергии различным группам потребителей в отчетном году приведена в табл. 3.

Т а б л и ц а 5

**Основные показатели развития энергокомпании КЕРСО на перспективу**

| Показатель                                 | 2000 г. | 2005 г. | 2010 г. | 2015 г. |
|--|---------|---------|---------|---------|
| Максимум нагрузки, ГВт                     | 39,509  | 51,658  | 60,718  | 67,509  |
| Установленная мощность электростанций, ГВт | 47,980  | 60,390  | 71,410  | 78,460  |
| Резерв мощности, %                         | 21,4    | 16,9    | 17,8    | 16,8    |
| Отпуск электроэнергии, ТВт·ч               | 224,174 | 294,736 | 343,164 | 381,770 |
| Резерв мощности, %                         | 21,4    | 16,9    | 17,6    | 16,2    |

Т а б л и ц а 4

**Удельные показатели потребления электроэнергии**

| Показатель                         | 1996 г. | 1997 г. | 1998 г. | 1999 г. |
|------------------------------------|---------|---------|---------|---------|
| На одного жителя страны, кВт·ч/год | 4006    | 4366    | 4167    | 4572    |
| На одного работающего, кВт·ч/год   | 6822    | 7362    | 6902    | 8007    |

Показатели удельного потребления электроэнергии на одного работающего и жителя страны (душевое потребление) за последние годы приведены в табл. 4.

Доходы от реализации электроэнергии в 1999 г. возросли по сравнению с предшествующим годом на 10% и составили 15,334 млрд. вон. Среднее значение тарифа на электроэнергию в отчетном году составило 71,59 вон/(кВт·ч), что на 0,7% ниже, чем в 1998 г. Снижение тарифа в 1999 г. определено увеличением отпуска электроэнергии промышленным потребителям, для которых уровень ночного тарифа существенно ниже, чем для других групп потребителей.

Наибольшее поступление за реализуемую электроэнергию обеспечили промышленные потребители, на долю которых приходится 56,4% всех доходов. На последующих местах – коммерческий (27,4%) и коммунально-бытовой секторы (16,2%).

Небольшие абоненты (3 кВт и ниже), к которым, прежде всего, относятся потребители отдельной квартиры, составляют 81,6% общего числа. Остальные потребители (18,4%) используют силовую нагрузку.

Максимальная нагрузка энергосистемы Южной Кореи в 1999 г. составила 37,293 ГВт. Превышение установленной мощности электростанций над максимумом нагрузки в отчетном году определено величиной 19,1%, а по отношению к располагаемой мощности электростанций превышение над максимумом нагрузки составило 16,4%.

Т а б л и ц а 6

**Рост установленной мощности электростанций до 2015 г.**

| Электростанции                  | Мощность, ГВт |       |         |         |
|---------------------------------|---------------|-------|---------|---------|
|                                 | 2000 г.       | 2005  | 2010 г. | 2015 г. |
| АЭС                             | 13,72         | 17,72 | 22,53   | 26,05   |
| ТЭС:                            |               |       |         |         |
| угольные                        | 14,03         | 18,17 | 20,56   | 21,22   |
| на сжиженном газе               | 13,29         | 16,46 | 18,39   | 18,85   |
| с использованием нефтепродуктов | 4,86          | 4,86  | 6,81    | 6,00    |
| ГЭС                             | 3,15          | 4,40  | 6,32    | 6,94    |
| Всего                           | 49,05         | 61,61 | 74,61   | 79,06   |

Тенденция последних лет показывает определенную стабильность значений коэффициента заполнения графика нагрузки и некоторое снижение графика покрытия нагрузки.

|         | Коэффициент                 |                           |
|---------|-----------------------------|---------------------------|
|         | заполнения графика нагрузки | покрытия графика нагрузки |
| 1995 г. | 70,6                        | 66,3                      |
| 1996 г. | 72,5                        | 67,2                      |
| 1997 г. | 71,5                        | 64,7                      |
| 1998 г. | 74,5                        | 55,7                      |
| 1999 г. | 73,3                        | 57,3                      |

Экономический рост Южной Кореи высокими темпами прогнозируется как в ближней, так и дальней перспективе. Соответственно указанному

прогнозируется и рост электрических нагрузок. До 2015 г. рост максимальных нагрузок оценивается 4,3% в год, а отпуск электроэнергии в среднем будет возрастать на 4,1% в год. При этом отпуск электроэнергии к 2015 г. по сравнению с 1999 г. почти удвоится.

Оценка роста основных показателей КЕРСО в отдельные периоды до 2015 г. приведена в табл. 5.

До 2015 г. в работу планируется ввести около 30 ГВт. Структура роста установленной мощности электростанций по отдельным этапам в период до 2015 г. приведена в табл. 6.

#### Литература

1. Годовой отчет КЕРСО за 1999 г.

### **МАШИНА ДЛЯ ПАЙКИ** обмоток крупных электрических машин, генераторов и трансформаторов всех типов и типоразмеров в условиях изготовления, монтажа и ремонта МППО-I

Способ пайки – косвенным нагревом электросопротивлением, с использованием графитовых электродов.

*Преимущества, по сравнению с пайкой горелками:*

- высокое качество;
- неповреждаемость изоляции обмотки;
- высокая производительность;
- высокая оперативность (пайку выполняют обмотчики);
- в 2 раза меньший расход припоя;
- более высокий уровень безопасности труда и санитарных условий работы.



*Опыт использования:* на **Иркутской ГЭС** произведена полная перемотка статоров четырех генераторов; на **Ингури ГЭС (Грузия)** производится ремонт и восстанавливается ресурс работы стержней обмотки статора с водяным охлаждением, без их выемки и без разборки генераторов; на **Якутской ГРЭС** произведена производственная укладка обмотки статора турбогенератора; в Институте ядерной физики (Новосибирск) изготовлено более 400 водоохлаждаемых катушек из полый роторной меди магнитных систем ускорителей (более 6000 паяных стыков высочайшей ответственности).

### **НИИ “ЭЛСИВ-ЭЛЕКТРО”**

Россия, 630088, г. Новосибирск, ул. Сибиряков-Гвардейцев, 56

Тел.: (3832) 49-86-52 (до 15-00 ч московского времени),

(3832) 42-54-79 (круглосуточно)

**E-mail:** chernomorsky@rambler.ru

## Борис Николаевич Неклепаев (К 75-летию со дня рождения)

1 августа 2001 г. исполнилось 75 лет заслуженному деятелю науки и техники Российской Федерации, лауреату Государственной премии Российской Федерации в области науки и техники и премии Президента РФ в области образования, действительному члену Международной энергетической академии и Академии электротехнических наук Российской Федерации, доктору технических наук, профессору Борису Николаевичу Неклепаеву – известному специалисту в области электроэнергетики, электрических станций и токов короткого замыкания в энергосистемах.

Борис Николаевич родился в г. Смоленске в 1926 г., с 1929 по 1943 г. проживал в Татарии. В 1943 г. он окончил 9 классов второй мужской средней школы г. Казани и начал трудовую деятельность дезинфектором сандезпоезда № 11 Казанской железной дороги. В октябре 1943 г. Борис Николаевич был призван в Советскую Армию, где на должностях рядового и сержантского состава в радиоподразделениях войск связи прослужил до августа 1950 г., был начальником радиостанции средней мощности. В 1946 г. Б. Н. Неклепаев сдал экстерном экзамены на аттестат зрелости и поступил на вечернее отделение энергофака Белорусского политехнического института, а в 1950 г. перевелся на учебу в Московский энергетический институт, который окончил с отличием в 1954 г.

В МЭИ последовательно прошел путь от ассистента (1954 г.) до доцента (1960 г.) и профессора (1977 г.). С 1967 по 1987 г. был заведующим кафедрой электрических станций МЭИ. В настоящее время является (1995 г.) заслуженным профессором МЭИ.

В 1958 г. Б. Н. Неклепаеву была присуждена ученая степень кандидата технических наук, а в 1983 г. – степень доктора технических наук.

Работая в высшей школе, Б. Н. Неклепаев показал себя отличным педагогом, умелым воспитателем инженерных и научных кадров. Им написан известный учебник “Электрическая часть электростанций и подстанций” и ряд учебных и учебно-методических пособий. Им подготовлено 14 кандидатов технических наук. По ряду докторских диссертаций он являлся научным консу-



льтантом. Для чтения лекций студентам вузов Борис Николаевич неоднократно выезжал в страны ближнего и дальнего зарубежья, читал лекции по актуальным проблемам электроэнергетики для руководящих работников отечественных энергосистем в порядке повышения их квалификации. Минвузом СССР Б. Н. Неклепаев награжден нагрудным значком “За отличные успехи в работе”.

Много сил и энергии Б. Н. Неклепаев отдает научной работе, основное направление которой – электрическая часть электростанций и подстанций, выбор и эксплуатация электрооборудования и токи короткого замыкания в энергосистемах. Под его руководством разработаны полная серия государственных стандартов (5 стандартов) под общим наименованием “Короткие замыкания в электроустановках”, а также Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. Опубликованы более 260 научных статей, монография “Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в системах”, две главы известного Электротехнического справочника. Б. Н. Неклепаевым проведена серия промышленных экспериментов в энергосистемах и на промышленных предприятиях по оценке влияния взаимоиндукций линий электропередачи, влияния ударной и комплексной нагрузки на переходные процессы в энергосистемах, по повышению надежности работы электрооборудования газокompресорных подстанций, по определению

предельной электродинамической стойкости выключателей и условий возгораемости кабелей.

Под руководством Бориса Николаевича выполнено свыше 200 научно-исследовательских работ, им в соавторстве получено 19 авторских свидетельств. Б. Н. Неклепаев – участник многих научных конференций и симпозиумов как в России, так и за рубежом.

Б. Н. Неклепаев постоянно ведет большую научно-организационную работу, являясь председателем постоянной Российской части технического комитета № 73 “Токи короткого замыкания” Международной электротехнической комиссии, членом CIGRE, председателем технического комитета № 437 Госстандартам РФ, членом бюро техсовета РАО “ЕЭС России”. Длительное время он возглавлял секцию “Промышленная энергетика” российского Дома знаний.

В настоящее время Б. Н. Неклепаев возглавляет совет НТО энергетиков и электротехников МЭИ и является научным руководителем Всероссийского постоянно действующего научного семинара “Электрическая часть электростанций”.

Работу Б. Н. Неклепаева отличает четкость в постановке вопросов, аккуратность и добросовестность, настойчивость и добропорядочность, инициатива в решении актуальных проблем, широкие знания и эрудиция, умение работать с людьми, коммуникабельность, высокая требовательность к себе и к подчиненным.

Его работа отмечена орденом “Знак Почета” и 11 медалями, а также несколькими медалями ВДНХ и значками “Отличник энергетики и электрификации СССР”, памятным знаком 50 лет ГОЭЛРО и “80 лет Плана ГОЭЛРО”, рядом почетных знаков и грамот от различных организаций, ему присвоены звания “Заслуженный работник “ЕЭС России” и “Почетный работник топливно-энергетического комплекса”.

С 1978 г. Б. Н. Неклепаев является активным членом редколлегии журнала “Электрические станции”.

Сердечно поздравляем Бориса Николаевича с 75-летием и желаем ему доброго здоровья, многих лет жизни и активной творческой деятельности.



  
ЦЕНТР "РИД"

**VII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА**  
**УралЭнерго - 2001**  
г. Уфа

**23 - 26 ОКТЯБРЯ**

**ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ:**

Центр "РИД" при поддержке:

Министерства энергетики Российской Федерации

ОАО "БАШКИРЭНЕРГО"

Представительства РАО "ЕЭС России"  
по управлению акционерными обществами  
Уральской части России "УРАЛЭНЕРГО"

Российского агентства энергоэффективности (РАЭФ)

Федерального центра малой и нетрадиционной энергетики  
Министерства энергетики Российской Федерации

Торгово-промышленной палаты Республики Башкортостан

**ОРГКОМИТЕТ:**

Телефон/факс: (3472) 223 705,  
224 857,  
225 403

Телефон: (3472) 220 942,

E-Mail: [rid@poikc.bashnet.ru](mailto:rid@poikc.bashnet.ru)

<http://www.ridexpo.ru>

**ОСНОВНЫЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ**

- Теплотехническое оборудование
- Котлы, горелки, котельное и вспомогательное оборудование, теплообменные аппараты
- Теплоизоляционные материалы
- Водоподготовка для энергетических установок
- Диагностика энергетического оборудования
- Турбогенераторы, турбины, компрессоры, вспомогательное оборудование
- Газотурбинные установки
- Приборы контроля и автоматики в энергетике
- Теплофикационные магистральные системы и техника их соединения
- Стандартные передаточные станции для централизованного теплоснабжения промышленных, социально-культурных и жилищно-коммунальных объектов
- Оборудование для электростанций и подстанций, для организации сетей распределения, передачи и производства электроэнергии
- Эффективные технологии производства электроэнергии
- Малая и нетрадиционная энергетика
- Средства связи в энергетике
- АСУ для электростанций
- Программное обеспечение
- Энергосберегающие технологии
- Экологические аспекты энергетики
- Продукция кабельного производства
- Электроинструменты
- Осветительное оборудование
- Оптимизация работ тепловых сетей
- Финансовые инструменты энергосбережения
- Использование вторичных энергоресурсов.

**МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ: РЕСПУБЛИКАНСКИЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ КОМПЛЕКС, ул. МЕНДЕЛЕЕВА, 158.**



# ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ



- НАСОСЫ
- ДОМКРАТЫ
- СЪЕМНИКИ
- ПРЕССЫ
- НОЖНИЦЫ
- ГАЙКОРЕЗЫ
- ТРУБОГИБЫ
- ГАЙКОВЕРТЫ
- ЛЕБЕДКИ
- и др.

ЗАО "Энерпред-Гидравлик" тел./факс (095) 490-56-13, 490-14-41, 490-06-21, 8(902)192-30-50 e-mail: enerpred-h@mail.ru

# ЭЛЕКТРОННЫЕ КОНВЕЙЕРНЫЕ ВЕСЫ



## Назначение:

- Измерение текущей производительности и массы транспортируемого материала;
- Составление баланса "загрузка-разгрузка" склада сыпучего материала;
- Регулирование подачи отдельных компонентов в поток сыпучего материала;
- Дозирование вагонов по заданной массе;
- Сигнализация о превышении уровня загрузки конвейера.

## Преимущества:

- Класс точности 0,5 при любых углах наклона конвейера, случайных колебаниях нагрузки на ленте конвейера в пределах 0...100%, применения жестких (винтовых) натяжных устройств и клепаных стыков ленты;
- Выполняют градуировку и поверку косвенным способом спецгрузами без остановки технологического процесса и исключая взвешивание материала на образцовых весах;
- Обеспечивают 100% резервирование при отказе одного из 2-х каналов измерения.

## Модификации:

- ЭКВ-4К... (одноканальные)
- ЭКВ-4Д... (двухканальные)
- Ширина ленты конвейера: от 300 до 2000 мм.

ЗАО "Энерпред-Гидравлик"

Россия, 123424, г. Москва, Волоколамское шоссе, 73, оф. 624

тел/факс (095) 490-14-41, 490-56-13, 490-45-25, 490-07-52, 490-06-17

8 (902) 192-30-50

e-mail: enerpred-h@mail.ru



## ***Поставка приборов фирмы Testo***

---

- Газоанализаторы Testo: 33-339, 300M, 300 XL, 340, 342, 343, 350
- Определение частоты вращения – Testo 475, 4600, 4700, 4800
- Определение угловой скорости – Testo ROTARO-2.0
- Определение уровня шума – Testo 816
- Замер температуры контактным методом – Testo: 170, 175-0, 175-1, 175,2 175,3 615, 625, 650935, 922, 926, 950
- Замер температуры бесконтактным методом – Testo 850-1, 850-2
- Многофункциональные приборы – Testo: 400, 415, 425, 435, 450, 451, 452, 454, 490, 491
- Зонды – 0900.0525, 0900.0526, 0900.0530, 0900.0560
- Определение давления Testo: 512, 515
- Определение освещенности Testo 0500

**Гарантия, сервис и обучение персонала.**

**Все приборы занесены в государственный реестр и адаптированы к условиям эксплуатации в России.**

---

**ЗАО «ВИВАТ»**

Санкт-Петербург

тел. (812) 543-00-16, тел/факс (812) 543-59-00, E-mail: [vivat.spb@rambler.ru](mailto:vivat.spb@rambler.ru)



РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”  
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)

## КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ МАСЛОСИСТЕМ, КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА И РЕГЕНЕРАЦИИ ТУРБИННОГО МАСЛА

Статистика отказов и нарушений работы систем регулирования, уплотнений вала турбоагрегатов, подшипников турбин и генераторов свидетельствует о том, что ежегодно большая их часть происходит вследствие загрязненности масла и его обводнения.

Кроме того, загрязненность масла и наличие в нем воды приводят к преждевременному старению и окислению масла, т.е. к сокращению срока службы.

Для повышения надежности работы турбоагрегата и продления срока службы турбинного масла ВТИ РАЗРАБОТАЛ комплекс программ технологий и оборудования по обеспечению требуемой чистоты маслосистемы, высокого качества масла во время эксплуатации и регенерации отработанного масла до уровня показателей товарного.

### ВНЕДРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ПОЗВОЛИТ:

- Повысить качество очистки маслосистемы и сократить ее время путем применения пневмогидроимпульсного метода (практически без разборки маслосистемы) и легко очищаемых фильтров.
- Очистить масло до уровня 9 – 10 класса по ГОСТ 17216–71 и обеспечить требуемую чистоту при последующей длительной эксплуатации с помощью полнопроходных или байпасных легко очищаемых фильтров.
- Проводить оперативный эксплуатационный контроль чистоты масла в соответствии с отечественными и международными стандартами, оценивать качество промывки маслосистемы и эффективность работы фильтров гранулометрическим методом с использованием автоматических анализаторов механических примесей.
- Осуществлять анализ и контроль химических показателей, характеризующих качество масла при эксплуатации, и выдавать рекомендации по продлению срока его службы.
- Проводить регенерацию отработанного масла в условиях электростанции до уровня показателей эксплуатационного или товарного масла.

### МЫ ПРЕДЛАГАЕМ

Обследовать состояние ваших маслосистем и качество масла современными методами и средствами контроля.

Определить рациональный объем работ по доведению качества масла и маслосистемы до уровня требований ПТЭ, РД 34.43.102 – 96, ГОСТ 17216–71 и других нормативных документов.

Разработать необходимую документацию, поставить требуемое оборудование и выполнить указанные выше работы в удобные для вас сроки.

Обучить персонал технологии контроля состояния масла современными средствами.

---

*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: 275-11-22, 279-59-24

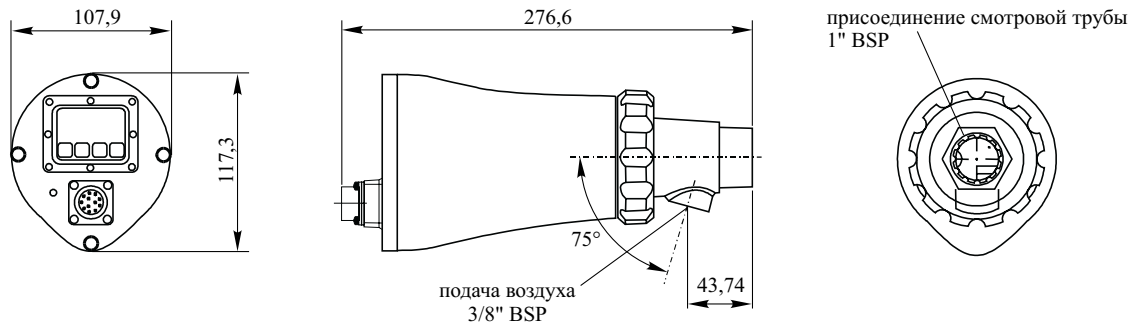
Телефон: 275-35-36 **Лыско Владимир Владимирович**, заместитель директора,  
275-00-23, доб. 26-82 **Минина Вера Григорьевна**, научный сотрудник

275-00-23, доб. 26-18 **Куликовская Татьяна Николаевна**, научный сотрудник.

### Универсальные датчики контроля факела горелки – ИНСАЙТ, типа 95ИК, 95УФ, 95ИК/УФ.

Предназначены для контроля и индикации наличия факела горелки, включаются в общую схему автоматики котла, рассчитаны на непрерывную работу в системах защиты и аварийной сигнализации котельных агрегатов и топочных устройств.

Датчики работают в ультра-фиолетовом и инфра-красном диапазонах и автоматически настраиваются на вид используемого топлива при помощи встроенного микропроцессора. Рекомендуются для применения в экстремальных условиях, т.е. котлах с встречно расположенными горелками и топливом: мазут/уголь, газ/мазут. Просты в установке (необходимо только питание 24VDC) и обслуживании, имеют возможность дистанционного управления.



Дополнительная информация у наших представителей:

|              |          |                        |
|--------------|----------|------------------------|
| Ливеста      | Литва    | тел + 370-7-45-16-88   |
| Оргрес       | Украина  | тел + 380-322-76-01-40 |
| Интерконтакт | Беларусь | тел + 375-152-44-91-23 |
| Котес-М      | Россия   | тел + 7-383-2-517-523  |

### РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

**АНТИПОВ К.М.** (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,  
**КОЩЕЕВ Л.А.**, **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**,  
**ОБРАЗЦОВ С.В.**, **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**,  
**САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

### РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**  
 Ответственный секретарь **Широкова М.И.**  
 Научный редактор **Шишорина Г.Д.**  
 Литературный редактор **Евсеева В.Н.**  
 Секретарь редакции **Васина С.А.**  
 Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"

Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

**Адреса:** редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;  
 ИТФ "Энергопрогресс" 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6  
**Телефоны:** редакции (095)234-7417, 234-7419, 275-0023 доб. 21-66;  
 главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417  
**Internet:** <http://www.energy-journals.ru>  
**E-mail:** [tis@mail.magelan.ru](mailto:tis@mail.magelan.ru)

Сдано в набор 25.06.2001. Подписано в печать 25.07.2001. Формат 60×84 1/8.

Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1800. 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"