



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 1 2002

Содержание

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 2 **Манеев А. П., Стрижко Ю. В.** О влиянии ветровой нагрузки на фильтрацию дымовых газов через швы бетонирования железобетонных дымовых труб и методах устранения выхода конденсата
- 4 **Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В., Соковнин О. М.** Конструкции и испытания распылительного устройства для золоуловителей ТЭС
- 7 **Василенко Г. В., Сутоцкий Г. П., Мурзин М. А.** Роль состава отложений в повреждении лопаток турбин

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

- 10 **Крайнов В. К., Шамко В. Н., Тверской Ю. С., Мурин А. В., Таламанов С. А.** О формировании технической политики электростанций по модернизации систем контроля и управления и созданию полнофункциональных АСУ ТП

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 14 **Железко Ю. С.** Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В
- 20 **Толасов А. Г.** Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена
- 26 **Макоклюев Б. И., Павликов В. С., Владимиров А. И., Фефелова Г. И.** Влияние метеорологических факторов на электропотребление
- 31 **Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Крайчик Ю. С., Краснова Б. П., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И.** Индукционная плавка гололеда на грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи
- 37 **Барсуков И. В., Миронов А. В.** Опыт сбора и анализа информации об аварийных нарушениях по записям РАС

- 40 **Маруда И. Ф.** Релейная защита линий 110 – 220 кВ при разрывах фаз

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 44 **Попов И. Н., Зражевский С. М., Калмыков А. В.** О контроле состояния и настройке щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов
- 51 **Козлов Ю. А., Страхов Ю. А.** Высоковольтные вводы с твердой RIP изоляцией

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 54 **Акопян Г. С.** Устройство выявления асинхронного режима
- 56 **Алимов В. А., Давидович Б. Я., Ибрагимов Р. Р., Мухамадиева Г. Е.** Программное обеспечение для персонала ЭТЛ

ХРОНИКА

- 61 **Могирев В. В.** В Научно-техническом совете РАО «ЕЭС России»
- 62 **Виницкий Ю. Д., Лохматов А. П., Мамиконянц Л. Г.** Проблемы электрических машин на сессии СИГРЭ 2000 г.
- 67 **К 10-летию** создания Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников
- 70 **Алянский А. Л.** О новой редакции ПУЭ

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 72 **Гринбаум М.** Программа исследований, разработок и демонстраций новых технологий по экологически чистому использованию угля
- * * *
- 82 **Лемза О. Г.** (К 70-летию со дня рождения)

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

О влиянии ветровой нагрузки на фильтрацию дымовых газов через швы бетонирования железобетонных дымовых труб и методах устранения выхода конденсата

Манев А. П., Стрижко Ю. В., инженеры

Сибтехэнерго

подавляющее большинство эксплуатируемых дымовых труб ТЭС возведено с использованием подъемно-переставной опалубки. Этот способ возведения подразумевает образование такого конструктивного элемента трубы, как рабочий шов бетонирования. Технические характеристики шва бетонирования по водо- и газонепроницаемости намного ниже характеристик основного массива бетона. Именно поэтому выход конденсата на дымовых трубах, отводящих продукты сгорания с высоким влагосодержанием, наблюдается исключительно в швах бетонирования. Именно в этих местах происходит размораживание бетона в условиях отрицательных температур наружного воздуха, что в отдельных случаях приводит несущую железобетонную оболочку в аварийное состояние. Этот фактор коррозии бетона, применительно к дымовым трубам, наиболее агрессивен по сравнению, например, с выщелачиванием (также имеющим место в этих условиях), и характеризуется прогрессирующей последовательностью: больше неплотность – больше выход конденсата – больше объем размораживаемого бетона и т.д.

Основные теоретические положения, принятые для проектирования дымовых труб и касающиеся аэродинамических режимов работы, предполагают абсолютную газоплотность конструкции трубы. При этом для оценки характера аэродинамического режима принято использовать выражение по определению критерия статического давления R (критерий Рихтера) [1]. Предполагается, что при $R > 1$ в верхней части трубы возникает избыточное статическое давление, при $R \leq 1$ по всей высоте давление в стволе будет меньше давления окружающего воздуха. Соответственно оценивается и возможность фильтрации дымовых газов через ствол дымовой трубы (при этом градиент давления рассматривается как основной фактор массопереноса в теле дымовой трубы). Все это справедливо только для одного случая, когда отсутствует ветровая нагрузка.

Многолетние наблюдения и анализ имеющихся данных показывают, что несмотря на отсутствие избыточного статического давления на отдельных трубах наблюдается весьма активный выход кон-

денсата через швы бетонирования железобетонной оболочки.

В основном это происходит в верхней части дымовой трубы. Кроме этого, в отдельных случаях при наличии сквозных отверстий достаточно большого размера можно визуальным наблюдением и непосредственным выходом газов.

Поэтому необходимо рассмотреть и некоторые другие факторы, вызывающие фильтрационные процессы, в том числе и наиболее очевидный – фактор ветровой нагрузки.

При поперечном обтекании ствола дымовой трубы наружным воздухом на внешней поверхности ствола устанавливаются давления, пропорциональные динамическому напору набегающего потока

$$p_d = \rho v^2 / 2, \quad (1)$$

где ρ – плотность воздуха, кг/м³; v – скорость набегающего потока, м/с.

Относительная разность статического давления (коэффициент давления) для любой точки ствола трубы определяется

$$\Delta \bar{p}_{ст} = (p_{ст} - p_{бар}) / p_d, \quad (2)$$

где $p_{ст}$ – статическое давление в произвольной точке на поверхности трубы, кгс/м²; $p_{бар}$ – барометрическое давление, кгс/м².

На рис. 1 показан график изменения коэффициента давления по периметру трубы.

Абсолютное давление в любой точке будет определяться из выражения

$$p_{ст} = \Delta \bar{p}_{ст} p_d + p_{бар}. \quad (3)$$

Разница между барометрическим давлением и давлением в произвольной точке ствола

$$\Delta p_{ст} = p_{ст} - p_{бар},$$

или

$$\Delta p_{ст} = \Delta \bar{p}_{ст} p_d. \quad (4)$$

При этом поля давлений по внешней поверхности горизонтального сечения трубы будут иметь вид, показанный на рис. 2.

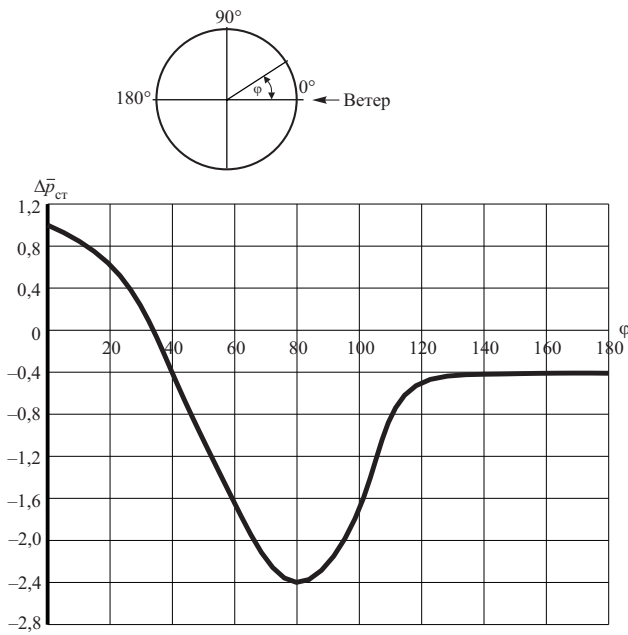


Рис. 1. График изменения коэффициента давления по периметру трубы:

φ – полярный угол, соответствующий расположению рассматриваемой точки на поверхности трубы относительно лобовой при $\varphi = 0^\circ$

Из графиков рис. 1, 2 видно, что более 80% поверхности трубы находится под разрежением, достигающим на боковой поверхности максимального значения $\Delta \bar{p}_{ст} = -2,4$.

Выполним оценку реальных значений максимального разрежения на дымовой трубе высотой $H = 250$ м для условий г. Новосибирска согласно выражению (4).

Скорость ветра по высоте ствола определим для местности типа “А” [2] по степенной зависимости

$$v = v_0(H/10)^{0,3}. \quad (5)$$

Согласно СНиП 23-01-99 максимальная из средних скоростей ветра (более 16% повторяемости) за холодный период года для г. Новосибирска на отметке 10 м составляет 5,7 м/с. При этом на отм. 250 м средняя скорость ветра будет составлять 15 м/с. При температуре наружного воздуха $t_b = -10^\circ\text{C}$ ($\rho_b = 1,342 \text{ кг/м}^3$) максимальное разрежение на боковой поверхности будет составлять 37 кгс/м^2 . Для сравнения отметим, что максимально возможное (по реальным условиям эксплуатации) избыточное статическое давление со стороны дымовых газов для дымовой трубы $H = 250$ м не превышает 25 кгс/м^2 .

Для условий г. Новосибирска в зимний период характерны и другие ветровые нагрузки. Согласно [3] непрерывная продолжительность ветра со скоростью до 8 м/с составляет 31 ч, до 12 м/с – 9 ч,

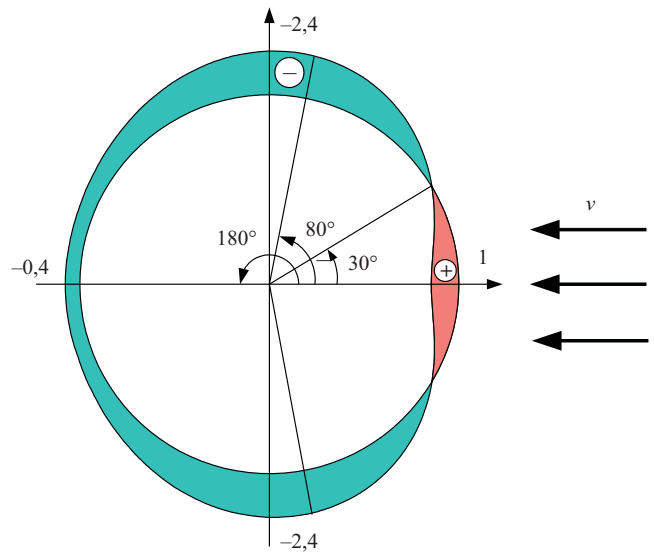


Рис. 2. График полей давлений по внешней поверхности горизонтального сечения трубы

до 16 м/с – 3 ч. При этом по верхней части дымовой трубы $H = 250$ м будет создаваться разрежение соответственно 70, 120 и 280 кгс/м^2 .

Отсюда следует принципиальный вывод, что определяющим фактором фильтрации дымовых газов в трубах является не избыточное давление со стороны дымовых газов, а ветровая нагрузка. Поэтому, возвращаясь к вопросу о выходе конденсата через швы бетонирования, необходимо рассматривать этот процесс как следствие воздействия ветровой нагрузки при низкой газоплотности футеровки и наличии швов бетонирования в несущей железобетонной оболочке дымовой трубы.

Рассматривая в комплексе все факторы, так или иначе обуславливающие фильтрационные процессы, наблюдаем наложение этих факторов по высоте трубы: увеличение ветровой нагрузки по высоте с соответствующим увеличением разрежения на внешней поверхности, уменьшение разрежения внутри трубы и уменьшение сопротивления массопереносу самой оболочки трубы вследствие уменьшения толщины оболочки. По этим признакам получается, что верхняя часть дымовой трубы находится в наиболее неблагоприятных и жестких условиях эксплуатации.

Исключить влияние ветровой нагрузки невозможно, но необходимо обеспечить газоплотность футеровки и герметичность швов бетонирования. Повысить газоплотность футеровки можно известными способами, в том числе торкрет-штукатуркой, сплошной затиркой и др. Эти способы с большей или меньшей степенью эффективности используются. Но ожидаемый результат не достигается чаще всего из-за нарушения технологии производства работ, вызванного ограниченным сроком останова, а также нарушением температурного ре-

жима сушки футеровки после ее ремонта при пуске котлов и др.

Поэтому возникает вопрос обеспечения работоспособности трубы с наименьшими финансовыми затратами и при этом без останова основного оборудования.

Нами был предложен и внедрен метод инъектирования под давлением полимерных составов в швы бетонирования железобетонной оболочки. Внедрение этого метода на железобетонной дымовой трубе $H = 120$ м на одной из котельных г. Новосибирска позволило решить проблему выхода конденсата, имевшего до этого активный характер.

Общее состояние данной дымовой трубы до ремонта и тенденции к ухудшению состояния требовали принятия срочных мер по приведению трубы в работоспособное состояние в кратчайшие сроки в условиях ограниченного времени на останов. Поэтому в числе прочих рекомендаций была реализована идея герметизации швов бетонирования полимерными составами. Герметизации были подвергнуты до 40% швов бетонирования с предварительным восстановлением разрушенных участков защитного слоя бетона ремонтным составом "Акватрон-6".

В период останова герметизация выполнялась инъектированием эпоксидных составов. При пуске котлов, когда в швах бетонирования начал происходить процесс выхода конденсата, работы были продолжены с использованием "Флекса" – гидроактивного инъекционного раствора фирмы "De Nef Conchem", представляющего собой однокомпонентный полиуретановый преполимер, одним из преимуществ которого является способность реагировать с водой с образованием вспененных структур. Процесс сопровождается вытеснением воды из шва с образованием внутри полости водонепроницаемого пенополиуретанового заполнителя.

В послеремонтный период (в течение 1 года) дымовая труба эксплуатировалась в обычном режиме, но выхода конденсата при отрицательных температурах не наблюдалось. Более того, были некоторые опасения эксплуатации котельной, связанные с возможной необходимостью отвода конденсата с перекрытия дымовой трубы, так как предполагалось, что образующийся на внутренней поверхности конденсат должен обводнить нижнюю внутреннюю часть трубы. Но такой проблемы не возникло, подтверждая предположение о том, что для дымовых труб определяющими причинами массопереноса являются не градиенты влажности и температуры, а градиент давления.

Выводы

1. Фильтрация дымовых газов и конденсата через швы бетонирования происходит под воздействием разности статических давлений на внутренней и внешней поверхности дымовой трубы. Основным фактором, определяющим разность давлений, является ветровая нагрузка, а не избыточное давление в трубе, как считалось ранее.

2. Метод инъектирования швов бетонирования гидроактивным "Флексом" может быть использован в качестве оперативного способа отсечки фильтрации конденсата в условиях работающей дымовой трубы. При плановых ремонтах дымовых труб как более экономичное может быть рекомендовано использование эпоксидных составов.

Список литературы

1. *Рихтер Л. А.* Газовоздушные тракты тепловых электростанций. М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. *СНУП 2.01.07-85**. Нагрузки и воздействия.
3. *Климат Новосибирска*. Л.: Гидрометеоздат, 1979.

Конструкции и испытания распылительного устройства для золоуловителей ТЭС

Загоскина Н. В., канд. техн. наук, Зыкин Ю. В., инж., Соковнин О. М., доктор техн. наук

Вятский государственный технический университет – ОАО Кировэнерго

Одним из эффективных и малозатратных путей повышения КПД мокрых золоуловителей, работающих на ТЭС, является совершенствование систем орошения и конструкций распылителей, используемых в аппаратах газоочистки [1].

Основные требования к распылителям, работающим в мокрых аппаратах очистки дымовых газов теплоэлектростанций, следующие:

обеспечение равномерной плотности орошения и высокой удельной поверхности массообмена

в зоне контакта запыленного газа и капель распыленной жидкости;

высокая производительность по распыливаемой жидкости единичного устройства;

возможность устойчивой работы распылителей на оборотной воде с частицами твердых включений, обладающих цементирующими и абразивными свойствами.

Проведенный анализ и обобщение опыта эксплуатации показали, что с точки зрения надежности

предпочтительно использование в скрубберах ТЭС струйных форсунок. Они наряду с центробежно-струйными форсунками обладают высоким коэффициентом расхода (т.е. менее энергоемки) и могут обеспечивать наиболее оптимальное заполнение факела распыла. При этом струйные форсунки целесообразно использовать для орошения газоходов прямоугольного, а центробежно-струйные – в газоходах круглого сечения, форма которых подобна поперечному сечению их факелов распыла. Однако с ростом единичной производительности форсунок (и соответственно с увеличением диаметра их выходного сопла) ухудшается дисперсность распыла. Указанная закономерность, характерная для всех типов гидравлических распылителей, больше проявляется именно у струйных форсунок, так как удельные энергозатраты на распыл жидкости у них самые минимальные.

Таким образом, задачей практического исследования являлась разработка плоскофакельной (щелевой) форсунки большой единичной производительности с улучшенными характеристиками распыла (дисперсность капель, равномерность плотности орошения в поперечном сечении факела распыла и др.).

На рис. 1 показано разработанное устройство с тремя распылительными соплами [2]. Распылительное устройство содержит корпус 1 с центральной полостью 2, которая цилиндрическими каналами 3, расположенными на продольной оси полости, соединена с клиновидной выходной щелью 4. Диаметр цилиндрических каналов – d_0 , расстояние между их центрами – a_k , высота клиновидной щели – $h_{щ}$. При пересечении цилиндрических каналов с клиновидной щелью образуются выходные распылительные сопла 5 шириной $\lambda_{щ}$. Щель выполнена сквозной по всей торцевой поверхности распылительного устройства.

Устройство работает следующим образом. Распыливаемая жидкость подается в центральную полость корпуса, где распределяется по цилиндрическим каналам и поступает к выходным распылительным соплам. Так как их сечение представляет собой щель (отношение ширины к длине составляет 0,2 – 0,5), то истекающая струя при входе в сопло сжимается, а на выходе из него расширяется в плоскости параллельной щели, приобретая плоскую веерообразную форму. При этом боковые грани клиновидной щели служат направляющим аппаратом, формирующим факел распыла и определяющим его геометрические параметры. Длина направляющего участка ($h_{щ}$) в 6 – 12 раз больше ширины выходного сопла, что обеспечивает формирование устойчивой плоской струи с углом раскрытия α , соответствующим углу раскрытия клиновидной щели.

Использование в одном устройстве нескольких сопел, расположенных на его продольной оси, по-

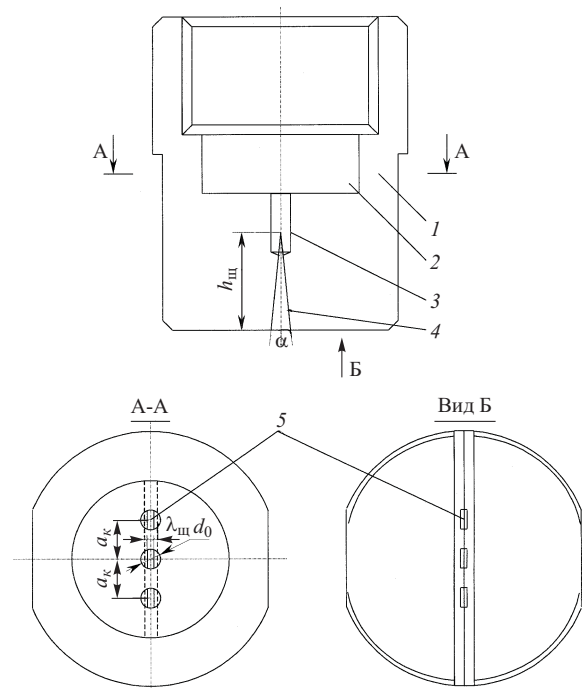


Рис. 1. Распылительное устройство с тремя распылительными соплами

зволяет пропорционально увеличить производительность распыливающего устройства при сохранении высокой дисперсности распыла. Последняя величина обратно пропорциональна геометрическим размерам выходных каналов (чем меньше их размер, тем выше дисперсность образующихся капель).

Производственные испытания разработанных форсунок (вариант с двумя и тремя соплами при $d_0 = 8,0$ мм, $\lambda_{щ} = 2,4$ мм) проводились на специальном стенде [3]. В ходе испытаний определялись зависимости расхода Q , угла раскрытия факела распыла α от давления распыла p . Кроме того, с помощью кольцевого сборника [4] определялось распределение жидкости q по сечению факела распыла. Коэффициент расхода ε форсунки определялся из соотношения

$$\varepsilon = \frac{Q}{F_{\Sigma} \sqrt{2 \frac{p}{\rho}}}, \quad (1)$$

где F_{Σ} – суммарная площадь выходных сопел форсунки, m^2 ; p – давление распыла, Па; ρ – плотность распыливаемой жидкости, kg/m^3 .

Дисперсность образующихся капель d_k оценивалась через критерий Рейнольдса согласно формуле

$$\frac{d_k}{D_c} = 385,5 Re^{-0,74}, \quad (2)$$

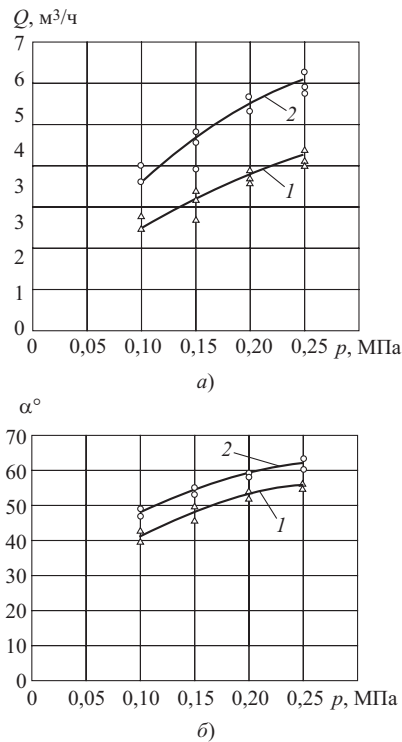


Рис. 2. Графики зависимости расхода (а) и угла раскрытия факела (б) щелевой форсунки от давления распыла:

1 – двухсоловая форсунка; 2 – трехсоловая форсунка

предложенной для расчета средних размеров капель, образующихся при работе плоскофакельных (щелевых) и центробежно-струйных форсунок [5].

Здесь $D_c = 4F_1/\Pi_1$ – эквивалентный диаметр одиночного щелевого сопла (F_1 , Π_1 – соответственно площадь и периметр одного выходного сопла форсунки); $Re = W_k D_c \rho / \mu$ – критерий Рейнольдса ($W_k = \varepsilon \sqrt{2p/\rho}$ – скорость капель на выходе из сопла форсунки, μ – вязкость распыливаемой жидкости).

На рис. 2 показаны графики зависимости $Q(p)$ и $\alpha(p)$, снятые для двух- и трехсоловых щелевых форсунок. Распределение плотности орошения q трехсоловой щелевой форсунки по радиусу факела распыла R при различных давлениях показано на рис. 3. Средние значения коэффициентов расхода и дисперсности образующихся капель для двух- и трехсоловых щелевых форсунок, рассчитанные из соотношений (1), (2), сведены в таблицу.

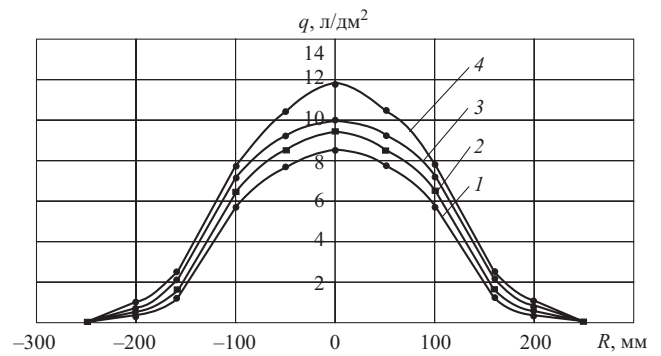


Рис. 3. Графики распределения жидкости по радиусу факела для трехсоловой щелевой форсунки при различных давлениях распыливания:

1, 2, 3, 4 – давление соответственно 0,1; 0,15; 0,2; 0,25 МПа

Таким образом, средний коэффициент расхода разработанных щелевых форсунок составил примерно 0,75, что несколько ниже, чем у типовых струйных распылителей. Однако незначительное увеличение энергозатрат обеспечило хорошую дисперсность распыла ($d_k \approx 0,4 \div 0,5$ мм), которая соответствует характеристикам центробежно-струйных форсунок, работающих в тех же режимах [6, 7].

Повышение дисперсности капель по сравнению с известными струйными форсунками, достигнутое при низких давлениях распыла, обеспечивается за счет совмещения в одном корпусе нескольких распылительных сопел (на практике от одного до четырех) относительно малого выходного сечения. Кроме того, совмещение нескольких распылительных сопел в одном корпусе обеспечило высокую единичную производительность форсунки (до 8 м³/ч для четырехсолового варианта) при снижении ее материалоемкости. Работа форсунки на оборотной воде, содержащей взвеси ($d_k \leq 0,5$ мм), показала достаточную ее надежность, при этом простая конструкция форсунки способствует удобству ее обслуживания при ревизии орошающих коллекторов.

Указанные характеристики распыла (высокие производительность, дисперсность, равномерность плотности орошения) необходимы при проведении процессов межфазного массообмена (пылеулавливание, абсорбция, сушка и др.). Особенно целесообразно использование предлагаемых рас-

Значения коэффициентов расхода и дисперсности образующихся капель для щелевых форсунок

p , МПа	Двухсоловая форсунка				Трехсоловая форсунка			
	$Q \cdot 10^3$, м³/с	ε	$Re \cdot 10^{-4}$	d_k , мкм	$Q \cdot 10^3$, м³/с	ε	$Re \cdot 10^{-4}$	d_k , мкм
0,10	0,736	0,79	3,70	539	1,056	0,75	3,53	559
0,15	0,861	0,75	4,33	480	1,241	0,72	4,15	496
0,20	1,037	0,79	5,21	419	1,542	0,78	5,15	422
0,25	1,157	0,78	5,81	386	1,667	0,75	5,57	399

пылительных устройств в технологических аппаратах прямоугольной формы, т.е. когда сечения зоны массообмена (реакции) и факела распыла подобны, например, в скрубберах Вентури с выносной трубой-коагулятором прямоугольного сечения, используемых для золоулавливания на теплоэлектростанциях.

В целом разработанная щелевая многосопловая форсунка отвечает требованиям эксплуатации в газоочистных установках теплоэлектростанций, обеспечивая хорошее качество распыла и надежность работы.

Список литературы

1. Соковнин О. М., Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В. Реконструкция системы орошения золоуловителей ТЭС. – Электрические станции, 2000, № 7.
2. Пат. 2161073 (РФ). Распылительное устройство / Соковнин О. М., Загоскина Н. В., Зыкин Ю. В. Оpubл. в Б. И., 2000, № 36.
3. Пажи Д. Г., Прахов А. М., Равикович Б. Б. Форсунки в химической промышленности. М.: Химия, 1971.
4. А.с. 1331583 (СССР). Устройство для измерения объема жидкости по радиусу факела распыла форсунок / Соковнин О. М. Оpubл. в Б. И., 1987, № 31.
5. Вальдберг А. Ю., Савицкая Н. М. Обобщенная оценка дисперсности распыла гидравлических форсунок. – В кн.: Теоретические основы химической технологии, 1989, т. 23, № 5.
6. Чернышов А. А., Мизин В. А. Струйно-вихревые форсунки тепло- и массообменных аппаратов. – Экспресс-информация. Сер. ХМ-1: Химическое и нефтеперерабатывающее машиностроение. М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, 1986.
7. Галустов В. С. Прямоточные распылительные аппараты в теплоэнергетике. М.: Энергоатомиздат, 1989.

Роль состава отложений в повреждении лопаток турбин

Василенко Г. В., доктор техн. наук, Сутоцкий Г. П., канд. техн. наук, Мурзин М. А., инж.

Инженерно-аналитический центр АО Ленэнерго

Около 20 лет назад исследованиями НПО ЦКТИ [1] было показано, что коррозионно-усталостное разрушение рабочих лопаток ЦНД турбин К-300-240 в зоне фазового перехода развивается на фоне образования коррозионно-агрессивного “первичного” конденсата с низким значением рН (5,5 – 5,0), определяемым прежде всего анионами сильных кислот, в частности, хлор-ионом. Этот вывод был подтвержден затем работами МЭИ, ВТИ и других организаций.

Существенно менее изучено влияние состава отложений на коррозию рабочих и направляющих лопаток, в том числе вне зоны фазового перехода. При увлажнении отложений также может формироваться коррозионно-опасная кислая среда.

Положение несколько прояснилось, когда в более позднее время в НПО ЦКТИ, а затем в ИАЦ АО Ленэнерго при анализе отложений, снятых с элементов проточной части турбин, наряду с определением химического состава был введен контроль рН водной вытяжки из их измельченной матрицы. Некоторые результаты работ в этом направлении приведены в [таблице](#) и на [рисунке](#).

Как видно из [рисунка](#), в составе отложений из турбин СКД (аналогично и для турбин высокого давления) прослеживается важная закономерность: щелочекремниевое отношение $\text{Na}_2\text{O}/\text{SiO}_2$, достигающее 5 и более на первых ступенях ЦСД, затем снижается до неблагоприятного уровня менее 1.

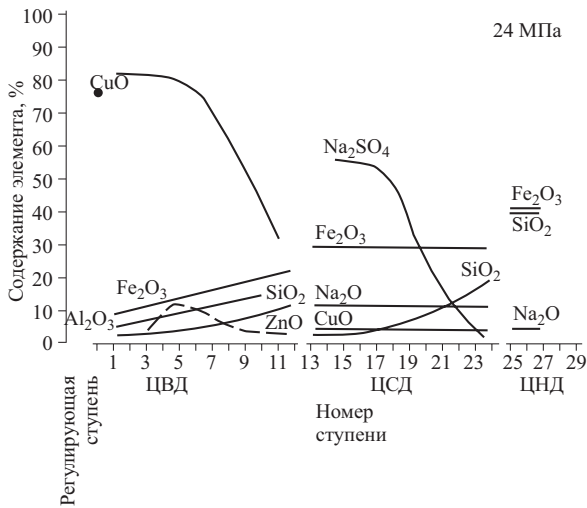
Выявляется и другая существенная особенность – различие в содержании отдельных компонентов отложений на рабочих и направляющих ло-

патках, а также на их вогнутой и выпуклой сторонах. В частности, на выпуклой стороне лопаток фиксируется большая доля SiO_2 , а на направляющих лопатках в целом – и натрия.

Ценная дополнительная информация была получена при анализе коррозионной картины в проточной части турбины на давление 10 МПа при ее простое в уникальном случае ограниченной фильтрации в ЦВД пара от стороннего источника. Оказалось при этом, что интенсивной коррозии подверглись только рабочие лопатки, в то время как на направляющих лопатках имелись лишь отдельные коррозионные язвочки либо их локальные скопления. Понять причины наблюдаемого явления в известной мере помогают данные по химическому составу отложений и значению рН их водной вытяжки.

Из [таблицы](#) видно, что значение рН водной вытяжки для отдельных образцов отложений колеблется в широчайших пределах: от 12,0 до 5,0. Для отложений на рабочих лопатках установлена кислая коррозионно-опасная среда с рН = 5,0. В то же время на направляющих лопатках зафиксирована сильнощелочная среда с рН = 12,0, которая, вероятно, и предопределила благоприятные защитные условия для металла. Это обстоятельство согласуется с более высоким содержанием натрия в отложениях на рабочих лопатках.

Механизм осаждения примесей пара в проточной части турбины, которые и формируют отложения, остается практически неизученным, как и 30 лет назад [2]. Считается, что в условиях высокой скорости пара и действия центробежной силы хо-



Состав отложений на рабочих лопатках турбины СКД К-300-240

рошая адгезия к металлу рабочих лопаток наиболее реальна для соединений, транспортируемых в виде парового раствора, например, для NaCl. В этом случае кристаллизация и образование твердой фазы из насыщенного парового раствора происходит в процессе срабатывания теплового перепада и расширения пара на рабочих лопатках.

Труднорастворимые соединения, такие, как оксиды железа, присутствующие в паре в виде высокодисперсных твердых частиц, могут отлагаться на поверхности лопаток по механизму соосаждения.

Нормируемое в паре содержание натрия и кремниевой кислоты с соотношением для ТЭЦ, равным 5/25, предопределяет присутствие последней в виде SiO₂, формирующей водонерастворимые отложения.

Едкий натр имеет достаточно низкую температуру плавления и поэтому транспортируется из котла как в виде парового раствора, так и распла-

ва. Последний легче закрепляется на направляющих лопатках, особенно на их выпуклой стороне в зоне аэродинамической тени.

В приведенном случае коррозии рабочих лопаток турбины высокого давления наиболее трудным явилось установление причины появления кислой реакции раствора на лопатках. Можно предполагать, что под воздействием горячего конденсата щелочные легкорастворимые соединения были удалены из отложений и кислую реакцию обусловил гидролиз хлорсодержащих соединений основного компонента отложений — железа. Ответ на этот вопрос мог бы дать рентгенофазовый анализ, так как количественное определение хлора в водорастворимой части отложений оказалось невозможным из-за окрашенности и мутности фильтрата.

Вместе с тем, параллельный анализ отложений с рабочих лопаток аналогичной турбины, работавшей от того же источника пара (и не подвергшейся стояночной коррозии), показывает, что в этом случае натрия находится в равных соотношениях в виде Na₂CO₃ и NaCl, а избыточный хлор (12,5%) мог находиться в соединении с железом. При этом рН водной вытяжки из отложений, отобранных как с рабочих, так и с направляющих лопаток, был равен 12,0.

Установленные закономерности требуют дальнейшего изучения с использованием всего арсенала средств идентификации химического и фазового состава отложений. Однако уже сейчас можно сделать некоторые выводы.

Появление кислого первичного конденсата и кислой реакции увлажненных отложений наиболее вероятно на электростанциях, где в паре котлов присутствуют потенциально кислые соединения, такие, как хлориды, сульфаты и органические кислоты. Штатный контроль за качеством пара котлов, при котором анализу подвергается только

Состав отложений на лопатках турбины Т-50-90

Составляющие отложений	Ступень № 8			Ступень № 14
	Рабочие лопатки	Направляющие лопатки		Рабочие лопатки
		вогнутая сторона	выпуклая сторона	
SiO ₂ , %	5,1	5,4	21,3	2,9
Al ₂ O ₃ , %	0,5	0,5	0,3	0,4
Fe ₂ O ₃ , %	54,2	60,0	20,0	72,3
CaO + MgO, %	3,6	3,6	3,3	4,0
CuO, %	1,4	2,5	0,8	3,2
ZnO, %	2,8	4,3	4,7	5,7
Na ₂ O, %	6,3	11,7	31,1	4,6
P ₂ O ₅ , %	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие
SO ₃ , %	0,5	0,6	0,4	0,7
Потери при прокаливании	24,3	6,5	16,0	7,2
рН водной вытяжки	5,0	12,0	12,0	5,0

содержание натрия и кремния, к сожалению, не позволяет правильно оценивать кислотную агрессивность пара.

В связи с этим было бы целесообразно введение требований по соотношению щелочных и кислых составляющих для малолетучей части загрязнителей пара, а также организация периодического контроля качества первичного конденсата с учетом рекомендаций [3].

Для защиты проточной части турбин от увлажнения в период простоя должны получить самое

широкое внедрение установки консервации осушенным либо осушенным и подогретым воздухом.

Список литературы

1. *Зависимость* надежности турбин от качества первичного конденсата / Василенко Г. В., Сутоцкий Г. П., Евтушенко В. М. и др. – Теплоэнергетика, 1984, № 4.
2. *Вихрев В. Ф., Шкроб М. С.* Водоподготовка. М.: Энергия, 1973.
3. *Сутоцкий Г. П., Верич В. Ф.* Получение представительной пробы первичного конденсата. – Электрические станции, 1987, № 10.



М О С К В А

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ





4-я международная специализированная выставка по энергосбережению

Основные темы выставки:

- энергоэффективные технологии в промышленности и малая энергетика
- возобновляемые источники энергии
- нетрадиционная энергетика
- вторичное использование энергии
- охрана окружающей среды



Выставка проводится при поддержке

- Министерства Энергетики Российской Федерации (МИНЭНЕРГО)
- Федеральной Энергетической Комиссии
- ОАО «Газпром»
- РАО «ЕЭС России»
- Ассоциации Энергоменеджеров
- Московского Дома Света
- ЗАО «Экспоцентр»

OWP

☎ (095) 967-04-61
967-03-62

☎ (095) 967-04-62

e-mail: owpmow@dialup.ptt.ru



АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

О формировании технической политики электростанций по модернизации систем контроля и управления и созданию полнофункциональных АСУ ТП

**Крайнов В. К., Шамко В. Н., инженеры, Тверской Ю. С., доктор техн. наук,
Мурин А. В., Таламанов С. А., кандидаты техн. наук**

Центрэнерго – ИГЭУ

В настоящее время на большинстве электростанций Центрэнерго сложилась ситуация, которая диктует необходимость ускорения работ по модернизации систем контроля и управления (СКУ) технологическим оборудованием. Это связано с моральным и физическим старением функционирующих в составе СКУ технических средств, их низкой надежностью, невозможностью дальнейшего наращивания функций традиционных СКУ и др. В сложившихся условиях есть основания прогнозировать рост числа отказов основного оборудования электростанций, связанных с неработоспособностью СКУ.

Вместе с этим в последние годы созданы и успешно эксплуатируются первые полнофункциональные АСУ ТП тепловых электростанций [1, 2]. Под полнофункциональной АСУ ТП понимается система, реализующая на основе современного программно-технического комплекса (ПТК) как информационно-вычислительные, так и управляющие функции (дисплейное дистанционное управление исполнительными устройствами; технологические защиты, блокировки и АВР; автоматическое регулирование; функционально-групповое управление, а также обеспечивающая возможность связи с АСУП электростанции и др.). Полнофункциональная АСУ ТП охватывает контроль и управление как тепломеханическим, так и электротехническим оборудованием электростанции (энергоблока). Основным системообразующим компонентом полнофункциональной АСУ ТП является базовый ПТК, в состав которого входят микропроцессорные контроллеры, ПЭВМ рабочих станций, сетевые средства и инструментальное “фирменное” программное обеспечение.

На рынке АСУ ТП в энергетике в настоящее время представлено более 30 отечественных и зарубежных фирм – поставщиков ПТК. Предлагаемые ими решения по модернизации СКУ существенно различаются по техническому уровню ПТК, объемам поставки и выполняемых работ, степени ответственности за работоспособность создаваемых АСУ ТП, имеющемуся опыту работы в энергетике и, наконец, по стоимости.

Кроме разработки АСУ ТП специализированными фирмами – поставщиками ПТК ведутся работы и по другим направлениям компьютеризации электростанций: автоматизированным системам управления производством (АСУП); корпоративным вычислительным сетям; информационно-поисковым системам и базам данных цехов и подразделений; компьютерным тренажерам и др. Организации и фирмы (как правило, фирмы-интеграторы), выполняющие эти работы, также предлагают собственные технические решения по АСУ ТП электростанций.

Наряду с указанными объективными обстоятельствами нельзя оставить вне рассмотрения и различные субъективные факторы: технические интересы цехов и подразделений электростанций, лоббирование интересов отдельных фирм – поставщиков ПТК и др. В результате имеет место многовариантность возможных технических решений по модернизации СКУ и созданию АСУ ТП электростанций.

Таким образом, в условиях дефицита (ограничений) по финансовым, временным и кадровым ресурсам, а также с учетом многовариантности и сложности технических решений перед электростанциями со всей остротой встает проблема выработки осознанной технической политики по модернизации СКУ и созданию АСУ ТП.

В дальнейшем под технической политикой будет пониматься последовательность действий (мероприятий), направленных на достижение конечных целей (например, создание полнофункциональной АСУ ТП) в заданном временном интервале при минимальных издержках.

Техническая политика формируется, в основном, на начальном этапе работ по модернизации СКУ, а также на стадии разработки и согласования технического задания на АСУ ТП. В настоящей статье рассматриваются вопросы формирования технической политики электростанций по модернизации СКУ и созданию полнофункциональных АСУ ТП, а также обещается опыт проведения начального этапа работ по модернизации СКУ энергоблоков ряда электростанций при участии независимых экспертов Центрэнерго.

Техническая политика начального этапа работ. Под начальным этапом модернизации СКУ электростанций понимается комплекс работ, связанных с анализом текущего состояния СКУ, определением целей модернизации (конечного облика создаваемой АСУ ТП), выбором базового ПТК.

Ошибки при проведении работ начального этапа могут породить комплекс проблем, таких, как [3]:

- распыление сил и средств в связи с отсутствием приоритетов при модернизации (создании) АСУ ТП, а также компьютеризации электростанции в целом;

- трудности эксплуатации разнородных технических средств;

- проблема сопряжения (стыковки) разнородных ПТК;

- трудности сопровождения, развития и последующей модернизации АСУ ТП.

Ключевым вопросом технической политики является задача определения последовательности действий при выполнении работ начального этапа, которая позволит избежать обозначенных проблем в будущем.

Накопленный за последние годы опыт проведения работ начального этапа по модернизации СКУ энергоблоков ряда электростанций Центрэнерго показал необходимость следующей последовательности действий.

1. Принятие решения руководством электростанции о необходимости модернизации СКУ и создания АСУ ТП соответствующего оборудования электростанции.

Как правило, полнофункциональная АСУ ТП создается на энергоблоках электростанции, имеющих перспективу длительной эксплуатации (10 – 15 лет) без замены основного технологического оборудования.

В соответствии с требованиями нормативных документов [4] выбор базового ПТК для создания полнофункциональной АСУ ТП должен проводиться на конкурсной основе.

2. Формирование концепции модернизации СКУ и создания полнофункциональной АСУ ТП.

Концепция должна включать:

- технологические основы модернизации СКУ (характеристика оборудования, анализ его текущего состояния и режимов работы; технологические направления совершенствования существующей СКУ);

- оценку текущего состояния существующей СКУ (анализ реализованных функций СКУ; оценка состояния технических средств СКУ, включая датчики и исполнительные устройства);

- основные решения по создаваемой полнофункциональной АСУ ТП (цели и основные задачи АСУ ТП; техническая структура; структура прикладного программного обеспечения – все это с

учетом прогнозируемых перспектив развития методов и средств автоматизации управления ТЭС);

- технология создания полнофункциональной АСУ ТП (определение работ по подготовке технологического оборудования, датчиков и исполнительных устройств к функционированию в составе новой АСУ ТП; определение общей границы модернизации СКУ и состава заменяемых технических средств; определение этапов работ по модернизации).

3. Разработка технических требований к создаваемой АСУ ТП для разработки технико-коммерческих предложений фирм, приглашаемых к участию в конкурсе.

Технические требования разрабатываются на основе концепции и содержат более детальную информацию о характеристиках и особенностях режимов работы технологического оборудования, планируемом составе функций АСУ ТП; количестве и типах входных сигналов и исполнительных устройств и др. Технические требования должны быть согласованы с основными цехами электростанции, а также с генеральным разработчиком АСУ ТЭС (если таковой имеется).

4. Анализ текущего состояния рынка ПТК в энергетике и выделение ведущих фирм-поставщиков для проведения конкурсных мероприятий по выбору базового ПТК для создаваемой АСУ ТП.

Ситуация на рынке ПТК изменяется достаточно быстро (появляются новые фирмы, фирмами приобретается опыт создания АСУ ТП по различным группам автоматизируемого оборудования и т.д.). Для каждого проводимого конкурса анализ текущего состояния рынка необходимо выполнять заново.

5. Образование конкурсной комиссии заказчика и утверждение регламента проведения конкурсных мероприятий.

Как правило, в конкурсную комиссию входят технические руководители электростанции и вышестоящих организаций, генеральный разработчик АСУ ТЭС, представители основных цехов и подразделений, независимые эксперты.

В регламенте определяются сроки представления технико-коммерческих предложений фирмами – поставщиками ПТК, подготовки экспертного заключения по результатам анализа технико-коммерческих предложений и подведения итогов конкурса (принятия решения).

6. Проведение работы по формированию технико-коммерческих предложений с фирмами-поставщиками ПТК, давшими согласие на участие в конкурсных мероприятиях.

Эти работы включают формирование и рассылку пакета конкурсной документации, а также консультации фирм, участвующих в конкурсе, по техническим вопросам.

В пакет конкурсной документации входят: технические требования электростанции к создаваем-

мой АСУ ТП; опросные листы (заполнение листов дает более глубокое представление о фирме-поставщике ПТК, опыте ее работы в энергетике и др.); требования к содержанию технико-коммерческого предложения и срокам его представления.

7. Анализ представленных на конкурс технико-коммерческих предложений и подготовка соответствующего экспертного заключения.

Анализ представленных фирмами технико-коммерческих предложений проводится по следующим группам критериев:

критерии, характеризующие технический уровень предлагаемого ПТК и его соответствие отраслевым нормативным документам;

критерии, характеризующие опыт фирмы в создании АСУ ТП электростанций;

объемы поставки ПТК, выполняемых работ (услуг), бюджетная оценка стоимости создания полнофункциональной АСУ ТП.

По результатам анализа определяются фирмы (2–3 фирмы), технико-коммерческие предложения которых в наибольшей степени удовлетворяют требованиям заказчика. Эти фирмы должны быть подвергнуты техническому аудиту на финальной стадии конкурса.

8. Выполнение работ по техническому аудиту.

Под техническим аудитом ПТК понимается проверка декларируемых технических параметров ПТК, заявленных в технико-коммерческих предложениях фирмы, на соответствие их фактическим значениям, а также знакомство с производством элементов и узлов ПТК, методами их диагностики и наладки. Объектами аудита могут быть электростанции, на которых функционируют АСУ ТП на базе предлагаемого ПТК, полигоны и стенды организаций – разработчиков АСУ ТП, заводы – изготовители ПТК и др.

Для участия в техническом аудите организуется рабочая группа в составе экспертов и представителей цехов (ТАИ, АСУ, КТЦ, электроцеха и др.) электростанции. До начала работ по аудиту межцеховая рабочая группа заказчика должна пройти обучение на полигоне ПТК по освоению современной технологии АСУ ТП.

Результаты технического аудита формулируются в соответствующем экспертном заключении и учитываются при принятии решения конкурсной комиссией.

9. Принятие заказчиком решения о выборе базового ПТК для АСУ ТП проводится, как правило, по совокупности результатов анализа технико-коммерческих предложений и технического аудита, а также подготовленных фирмами проектов контракта на создание АСУ ТП.

В приведенном цикле работ наиболее сложными и наукоемкими является разработка концепции и технических требований к создаваемой АСУ ТП. В этих документах должны быть сконцентрированы результаты глубокого обследования состояния

технологического объекта управления, анализа эффективности существующей СКУ и направлений ее совершенствования, оценки потенциальных возможностей современных ПТК. В целом концепция и технические требования должны формировать технический облик создаваемой полнофункциональной АСУ ТП.

Техническая политика этапа разработки и согласования технического задания на АСУ ТП. Техническое задание (ТЗ) является основным документом, по которому создаваемая АСУ ТП будет приниматься в эксплуатацию. ТЗ должно содержать исчерпывающую и однозначную информацию о целях создания АСУ ТП, требованиях, предъявляемых к системе, порядке и сроках проведения работ по созданию АСУ ТП, ее приемке при вводе в действие.

Сущность технической политики электростанции на этапе разработки и согласования ТЗ заключается в выработке таких технических решений, которые обеспечивают защиту интересов заказчика во всем цикле работ по проектированию и вводу в действие АСУ ТП.

Основной особенностью этапа разработки ТЗ является наличие конфликтной ситуации между заказчиком и организациями – разработчиками АСУ ТП, которым, как правило, поручается разработка ТЗ.

Объективность существования конфликтной ситуации заключается в различии (несовпадении) интересов заказчика (покупателя) и разработчика (продавца). Заказчик заинтересован в получении наилучшей в техническом отношении системы по минимальной (приемлемой) цене. Разработчик заинтересован в повышении цены при понижении себестоимости создания АСУ ТП и минимизации собственных обязательств перед заказчиком по техническому уровню создаваемой системы. Кроме того, заказчик также заинтересован в обеспечении прозрачности и ясности всего процесса разработки АСУ ТП с целью обеспечения эффективного контроля и управления им. В свою очередь, разработчик не заинтересован в выявлении скрытых технических проблем по разработке ПТК и АСУ ТП с целью переноса стоимости их реализации на заказчика.

Сложность разработки ТЗ на АСУ ТП также усугубляется тем обстоятельством, что действующие нормативные документы (например, [5]) не учитывают специфику создаваемых полнофункциональных систем управления и не могут однозначно регламентировать состав и содержание ТЗ.

При проведении электростанцией осознанной технической политики процесс разработки и согласования ТЗ на полнофункциональную АСУ ТП является, как правило, итерационной процедурой (исходная версия ТЗ подготавливается разработчиками АСУ ТП; специалистами электростанции и экспертами формулируются замечания; окончатель-

льная версия ТЗ вырабатывается согласительной комиссией).

В ходе этой процедуры путем взаимных уступок формируется окончательный облик создаваемой АСУ ТП и фиксируются обязательства разработчика АСУ ТП по техническому уровню (характеристикам) создаваемой системы. Одной из центральных фигур на этом этапе должен быть генеральный разработчик АСУ ТЭС (если таковой имеется в наличии).

Опыт практической реализации изложенной технической политики на ряде электростанций Центрэнерго показал целесообразность привлечения к проведению работ независимых экспертов. При этом основной задачей экспертов была защита технических интересов заказчика в ходе работ по АСУ ТП.

Выводы

1. Сформулированы основные положения технической политики электростанции на начальном этапе работ по модернизации СКУ и созданию полнофункциональной АСУ ТП с выбором базового ПТК на конкурсной основе.

2. Предлагаемая последовательность действий апробирована при проведении начального этапа

работ модернизации СКУ энергоблоков ряда электростанций Центрэнерго. Ее применение способствует становлению цивилизованного рынка АСУ ТП в отечественной энергетике.

3. Показана роль независимой экспертизы при защите технических интересов заказчика во всем цикле работ по созданию полнофункциональной АСУ ТП, а также важность опережающей подготовки технических специалистов электростанции по новой технологии ПТК АСУ ТП с использованием потенциала ведущих высших технических учебных заведений энергетического профиля.

Список литературы

1. АСУ ТП теплофикационного энергоблока на базе ПТК "Квинт"/ Давыдов Н. И., Назаров А. А., Смородов В. В. и др. – Теплоэнергетика, 1996. № 10.
2. Грехов Л. Л., Биленко В. А., Труков А. П. Модернизация системы управления блоком № 10 500 МВт Рефтинской ГРЭС. – Приборы и системы управления, 1998, № 8.
3. Модернизация АСУ ТП электростанций / Тверской Ю. С., Таламанов С. А., Мурин А. В., Тверской М. Ю. – Теплоэнергетика, 1998, № 10.
4. Положение о разработке новых АСУ ТП на конкурсной основе. РД 34.35.126-93. М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
5. ГОСТ 31.602-89. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы. М.: Изд-во стандартов, 1989.

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

Повышение квалификации и профпереподготовка руководящих работников и специалистов электроэнергетики (лиц. Минобразования РФ № 24-0050)


Тел. (095) 953-2583

<http://www.ipkgos.ru>

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


кафедра «Ремонт и модернизация энергооборудования»

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

 (095) 953-0525

кафедра «Эксплуатация электрических станций и тепловых сетей»

осуществляет повышение квалификации руководителей, специалистов и инженеров энергетической отрасли: тепловых и гидравлических электрических станций (ТЭС и ГЭС), предприятий тепловых сетей по всем вопросам, касающимся эксплуатации, управления и оптимизации режимов работы современного оборудования электростанций.

 (095) 953-3871

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Методы расчета технических потерь электроэнергии в сетях 380/220 В

Железко Ю. С., доктор техн. наук

АО ВНИИЭ

Электрические сети 380/220 В представляют собой, как правило, радиальные линии, связывающие шины 0,4 кВ распределительных трансформаторов (РТ) 6 – 20/0,4 кВ с вводными устройствами зданий. Сети 380/220 В крупных городов выполняются преимущественно кабельными линиями, а небольших городов и сельских населенных пунктов – воздушными.

Расчет потерь электроэнергии в линии 380/220 В при известной ее схеме и нагрузках в узлах не представляет трудностей и может выполняться аналогично расчету потерь в радиальных линиях 6 – 20 кВ. При отсутствии данных о нагрузках зданий и наличии данных только об энергии, отпускаемой от РТ по головному участку линии, расчет может проводиться исходя из задания в узлах величин, предположительно пропорциональных нагрузкам. В сетях 6 – 20 кВ в качестве таких величин используют установленные мощности РТ, в сетях 380/220 В может применяться, например, число квартир в здании.

На балансе АО-энерго обычно находится некоторое количество сетей 380/220 В, преимущественно сельских. Данные о схемах и нагрузках этих сетей либо отсутствуют, либо из-за их большого объема не могут быть достаточно быстро обработаны и введены в компьютер. Обработка схем сетей является практической одноразовой операцией с последующим внесением текущих изменений. Это позволяет предполагать, что в будущем информация о них будет введена в базы данных.

Получение же ежемесячных данных об энергии, отпускаемой в каждую линию 380/220 В, практически нереально, так как счетчики в РТ отсутствуют. Поэтому располагаемой информацией о схемах и нагрузках этих сетей, на основе которой может быть проведена оценка потерь электроэнергии в них без проведения дополнительных измерений, являются суммарная длина и число линий разных сечений и оценка суммарной электроэнергии, отпускаемой в них. Метод, использующий эти данные, назовем методом оценки потерь электроэнергии по суммарной длине линий.

Данные о суммарной длине и числе линий различных сечений могут быть получены сравнительно легко, так как они отражаются в материальном балансе АО-энерго. Отпуск электроэнергии в эти

сети можно лишь рассчитать, так как полезный отпуск электроэнергии, оплаченный абонентами, является лишь частью суммарного отпуска в линии с шин 0,4 кВ РТ. В последний входят также технические потери в сетях 380/220 В, потери, обусловленные погрешностями приборов учета электроэнергии [1], и неоплаченный отпуск, значения которого в настоящее время существенны. Поэтому отпуск электроэнергии в сети 380/220 В обычно определяют в виде доли фиксируемой счетчиками электроэнергии, отпускаемой в сети 6 – 20 кВ. Значение указанной доли определяют на основе контрольных замеров, анализа динамики изменения оплаты за электроэнергию и т.п. Важно, что именно установленное значение доли и определяет ежемесячные значения энергии, отпускаемой в сети 380/220 В.

Известен также другой оценочный метод, использующий взаимосвязь между относительными значениями потерь напряжения и потерь мощности в элементе сети. Для его использования необходимо провести замеры напряжений на шинах РТ и в наиболее удаленной от него точке каждой линии, определить относительные потери напряжения и на их основе рассчитать потери электроэнергии для заданного отпуска ее в линию. Этот метод назовем методом оценки потерь электроэнергии по потерям напряжения.

Очевидно, что ни суммарная длина линий, ни потери напряжения в них не в состоянии однозначно определить потери электроэнергии. Значение последних в существенной степени определяется распределением нагрузок вдоль линии и разветвленностью ее схемы. В связи с этим возникает необходимость охарактеризовать схемы сетей какими-либо количественными показателями, более-менее легко определяемыми по объективным данным, а затем вывести оценочные выражения потерь от этих показателей. Далее рассмотрено влияние на потери таких обобщенных показателей, выведены формулы для расчета потерь и их нормативных характеристик и определены доверительные интервалы расчетных значений потерь для обоих охарактеризованных методов.

Влияние на потери электроэнергии распределения нагрузок вдоль линии. Линии, питающие жилую застройку, можно считать линиями с

равномерно распределенной нагрузкой, особенно в сельской местности, где к линии, идущей вдоль улицы, через приблизительно одинаковые расстояния подключены жилые дома с примерно одинаковым уровнем электропотребления. Производственные предприятия сельской местности (животноводческие, зернообрабатывающие и др.) находятся обычно в стороне от жилых зданий и к ним идут отдельные линии, которые можно считать линиями с сосредоточенной нагрузкой.

Нагрузочные потери электроэнергии в линии определяют по формуле [2]

$$\Delta W = \frac{W^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) k_{\Phi}^2}{24 D U^2} R_{\text{эк}}, \quad (1)$$

где W – электроэнергия, отпущенная в линию за D дней; $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности; k_{Φ} – коэффициент формы графика нагрузки; U – напряжение, кВ; $R_{\text{эк}}$ – эквивалентное сопротивление линии, Ом.

Эквивалентное сопротивление зависит от конфигурации линии и распределения нагрузок по ее длине. Очевидно, что для линии постоянного сечения с нагрузкой, сосредоточенной в ее конце, $R_{\text{эк}} = r_0 L$, где r_0 – удельное сопротивление провода, Ом/км, а L – длина линии, км, т.е. $R_{\text{эк}}$ соответствует физическому сопротивлению линии.

Для такой же линии с равномерно распределенной нагрузкой

$$R_{\text{эк}} = \frac{r_0}{P_{\Gamma}^2} \int_0^L p^2(l) dl, \quad (2)$$

которое с учетом выражения

$$p(l) = P_{\Gamma} \frac{L-l}{L}, \quad (3)$$

приводит к результату $R_{\text{эк}} = r_0 L/3$.

Из этого следует, что при одинаковых длинах линий, сечениях проводов и отпущенной энергии потери в линии с равномерно распределенной нагрузкой в 3 раза меньше, чем в линии с сосредоточенной нагрузкой.

В теоретическом случае изменения сечения линии пропорционально уменьшению нагрузки (линия с постоянной плотностью тока) в уравнение (2) вместо r_0 следует подставить

$$r(l) = r_0 \frac{L}{L-l}, \quad (4)$$

В результате получим $R_{\text{эк}} = r_0 L/2$, т.е. в этом предельном случае потери в линии с равномерно распределенной нагрузкой в 2 раза меньше, чем в линии с сосредоточенной нагрузкой, и коэффициент, учитывающий влияние на потери распреде-

ленности нагрузок вдоль линии k_L , находится в диапазоне 0,33 – 0,5.

На практике всю линию или ее основную магистральную часть выполняют проводом одного сечения и лишь в конце линии и на ответвлениях от нее могут использоваться провода меньшего сечения. Расчеты 144 реальных схем линий без ответвлений с распределенными нагрузками показали, что значения k_L находятся в пределах $0,37 \pm 0,04$.

Метод оценки потерь электроэнергии по суммарной длине линий. В диапазоне сечений алюминиевых проводов 35 – 120 мм², обычно используемых на таких линиях, справедливо соотношение $r_0 \approx 32,25/F$, где F – сечение провода. Подставляя в формулу (1) $U = 0,38$ кВ и $R_{\text{эк}} = r_0 L = 32,25 L k_L / F$ для линии без ответвлений, получим

$$\Delta W = 9,3 \frac{W^2(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) k_{\Phi}^2 k_L}{D} \frac{L}{F}, \quad (5)$$

где $k_L = 1,0$ для линий с сосредоточенной нагрузкой и 0,37 для линий с распределенной нагрузкой.

При наличии ответвлений потери энергии при той же суммарной длине линии уменьшаются, так как плотность тока в ответвлениях существенно ниже, чем в магистрали.

Обозначим отношение плотностей тока в ответвлениях и в головном участке магистрали $k_j = j_0/j_m$, а относительную длину ответвлений $k_{\text{разв}} = L_0/L_{\Sigma}$ назовем коэффициентом разветвленности линии (для неразветвленной линии $k_{\text{разв}} = 0$). Удельные потери в ответвлениях в k_j^2 меньше, чем в магистрали, в связи с чем при использовании в формуле (5) суммарной длины линии в нее должен быть введен понижающий коэффициент

$$k_{\text{отв}} = 1 - k_{\text{разв}}(1 - k_j^2). \quad (6)$$

Значения коэффициента k_j существенно ниже единицы. Например, для идеализированной линии с 10 одинаковыми нагрузками ток в каждом ответвлении составляет 1/10 тока головного участка линии. Если ответвление выполнено тем же проводом, что и магистраль, то $k_j^2 = 0,01$. При проводах в 2 и 3 раза меньшего сечения k_j^2 будет равен 0,04 и 0,09 соответственно. В практических расчетах можно принять среднее значение $k_j^2 = 0,05$ и формула (6) приобретает вид

$$k_{\text{отв}} = 1 - 0,95 k_{\text{разв}}. \quad (7)$$

Формула (5) справедлива для линии с одинаковыми (симметричными) нагрузками фаз. Вместе с тем, несимметрия нагрузок фаз – явление весьма распространенное в линиях 380/220 В. Коэффици-

ент увеличения потерь в линии с несимметричной нагрузкой фаз определяют по формуле [2]

$$k_{\text{нес}} = \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3I_{\text{ср}}^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\phi}}, \quad (8)$$

где I_A, I_B, I_C – токи фаз; R_0 и R_{ϕ} – сопротивления нулевого и фазного проводов.

На практике замеры токов фаз во всех линиях 380/220 В, находящихся на балансе АО-энерго, осуществить трудно, поэтому в практических расчетах целесообразно использовать средние значения коэффициента $k_{\text{нес}}$. При относительном отклонении токов фаз от их среднего значения в диапазоне 0,3 – 0,5 и $R_0/R_{\phi} = 1 \div 1,5$ коэффициент $k_{\text{нес}}$ изменяется в диапазоне от 1,15 до 1,55 ($k_{\text{нес}} = 1,35 \pm 0,2$). Это значение коэффициента может быть применено к линиям с распределенной нагрузкой, представляющей собой нагрузку жилых зданий, преимущественно однофазную. Сосредоточенные нагрузки имеют, как правило, большой вес симметричных трехфазных нагрузок, поэтому $k_{\text{нес}}$ для таких линий находится в диапазоне $1,05 \pm 0,05$.

В соответствии с изложенным при известной доле распределенных нагрузок d_p коэффициенты k_L и $k_{\text{нес}}$ могут быть выражены формулами

$$k_L = 1 - 0,63d_p; \quad (9)$$

$$k_{\text{нес}} = 1,05 + 0,3d_p. \quad (10)$$

Квадрат коэффициента формы графика k_{ϕ}^2 определяют по формуле [3]

$$k_{\phi}^2 = (1 + 2k_3)/3k_3, \quad (11)$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика нагрузки (относительное число часов максимальной нагрузки $k_3 = T_m/T$).

При определении потерь в N линиях с известным суммарным отпуском энергии в них в формуле (5) возникает еще один повышающий коэффициент – k_N , учитывающий неодинаковость плотности тока на головных участках разных линий. При относительном разбросе их значений $\pm \gamma_j$ коэффициент k_N определяют по формуле [2]

$$k_N = 1 + \gamma_j^2. \quad (12)$$

При γ_j в диапазоне 0,2 – 0,4 значения k_N находятся в диапазоне 1,04 – 1,16 ($k_N = 1,1 \pm 0,06$).

С учетом формул (7) – (12) окончательная формула для расчета потерь в N_F линиях с сечением головных участков F и суммарной длиной L_F приобретает вид

$$\Delta W_F = 9,3 \frac{W_F^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) k_{\phi}^2 L_F}{N_F^2 D F} k_{\text{нес}} k_{\text{отв}} k_L k_N. \quad (13)$$

Для использования формулы (13) необходимо знать суммарную энергию W_F , отпускаемую в линии этого сечения. Очевидно, что при наличии проблем с определением суммарного отпуска электроэнергии в сети 0,4 кВ в целом оценить значение энергии, отпускаемой в линии определенного сечения, можно только расчетным способом. Единственным допущением, на основе которого можно это сделать, является допущение об одинаковой средней плотности тока на головных участках линий разных сечений. Влияние этого допущения отражается коэффициентом k_N . В этом случае формула для расчета суммарных потерь во всех линиях 0,4 кВ АО-энерго [предприятия электрических сетей (ПЭС), района (РЭС), подстанции или фидера 6 – 20 кВ] приобретает вид

$$\Delta W_{0,4} = 9,3 k_{\phi}^2 k_{\text{нес}} k_{\text{отв}} k_L k_N (1 + \text{tg}^2 \varphi) \frac{\sum_{i=1}^n F_i L_i}{F_{\Sigma}^2} \frac{W_{0,4}^2}{D}, \quad (14)$$

где n – число групп линий 380/220 В с различными сечениями головных участков, получающих питание от рассматриваемого объекта; F_{Σ} – суммарное сечение головных участков этих линий; $W_{0,4}$ – электроэнергия, отпущенная в них, определенная по заданной доле зарегистрированного отпуска в фидеры 6 – 20 кВ.

Значения $k_{\text{нес}}$, $k_{\text{отв}}$, k_L рассчитывают по формулам (7), (9), (10) по данным о коэффициенте разветвленности сетей, определяемом на основе анализа их типовых схем, и доле коммунально-бытовых нагрузок d_p в общем потреблении энергии в сетях 380/220 В, определяемой на основе отчетности о полезном отпуске электроэнергии (форма 46-ЭС, строки “производственные сельскохозяйственные потребители” и “сельское население”). Коэффициент k_N рекомендуется принимать на уровне его среднего значения 1,1 (для его уточнения необходимо обработать данные замеров токов на линиях, что противоречит исходной постановке задачи – оценке потерь электроэнергии без проведения режимных измерений). При использовании среднего значения $k_N = 1,1$ значение 9,3 в формуле (13) необходимо заменить на 10,23.

Следует иметь в виду, что формулы (13) и (14), использующие величину d_p , основаны на допущении о распределении суммарной энергии, длины и числа линий между линиями с распределенной и сосредоточенной нагрузкой пропорционально этой величине. Поэтому при наличии информации об энергии, длине и числе линий отдельно для линий с распределенной и сосредоточенной нагрузкой целесообразно проводить отдельные расчеты,

подставляя характерные для этих линий значения коэффициентов $k_{нec}$ и k_L .

Метод оценки потерь электроэнергии по потерям напряжения в линии. Для линии с сосредоточенной в конце нагрузкой отношение относительных потерь мощности к относительным потерям напряжения имеет вид [2]

$$k_{м/н} = \frac{\Delta P_{\%}}{\Delta U_{\%}} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}, \quad (15)$$

где $\xi = x_0/r_0$.

Для линии с равномерно распределенной нагрузкой

$$\Delta P_{\%} = \frac{P_{\Gamma}(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) r_0 L}{U^2} \cdot 100; \quad (16)$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{100}{U^2} (1 + \xi \operatorname{tg} \varphi) P_{\Gamma} r_0 \times \int_0^L \frac{L-l}{L} dl = \frac{100}{U^2} (1 + \xi \operatorname{tg} \varphi) P_{\Gamma} r_0 \frac{L}{2}. \quad (17)$$

Разделив (16) на (17), получим

$$k_{м/н} = \frac{2}{3} \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}. \quad (18)$$

Коэффициент $2/3$ в выражении (18) ранее был получен в [4], где он не совсем удачно назван коэффициентом разветвленности линии. В такой трактовке для неразветвленной линии коэффициент разветвленности не равен нулю. Физическая же суть этого коэффициента – учет неодинаковой плотности тока вдоль линии; $2/3$ – это нижняя граница значений данного коэффициента, соответствующая равномерному распределению нагрузки вдоль линии. В действительности нагрузки подключены в дискретных точках на определенном расстоянии друг от друга. В [4] показано, что уже при 10 участках значение этого коэффициента снижается с 1 до 0,7. В [5] приведены результаты расчетов этого коэффициента для идеализированных схем большой разветвленности. При числе участков 20 его значения находились в диапазоне 0,75 – 0,82.

Следует отметить, что результаты расчетов для идеализированных схем на практике можно использовать только в виде рекомендуемых средних значений. Каждая реальная сеть отличается от идеализированной: длины участков в реальных сетях не одинаковы, ответвления в некоторых узлах могут отсутствовать, а в других присутствовать более одного и т.п. Попытки поставить конкретную схему в соответствие с определенным типом идеализированной схемы приводят к большим затратам труда, чем ввод ее в компьютер для проведения точного расчета. Рассмотрение конкретных

схем тем более невозможно, когда речь идет об оценке суммарных потерь во всех сетях 380/220 В, находящихся на балансе АО-энерго. Поэтому для практических расчетов можно принять единое значение этого коэффициента для линий с распределенной нагрузкой равным 0,75. Для линий с сосредоточенной нагрузкой он равен 1. Для комбинированной нагрузки рекомендуется использовать значение $k_{м/н}$, определяемое по формуле

$$k_{м/н} = (1 - 0,25d_p) \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \xi \operatorname{tg} \varphi}. \quad (19)$$

Учитывая, что для воздушных линий $x_0 \approx 0,4$ Ом/км и $r_0 \approx 32,25/F$ Ом/км, $\xi = x_0/r_0 \approx 0,0125F$. Для кабельных линий $x_0 \approx 0$ и $\xi \approx 0$. Так как конечные участки воздушных линий иногда выполнены проводом меньшего сечения, чем головной участок, а на некоторых старых линиях на таких участках использованы даже стальные провода, рекомендуется для воздушных линий принимать $\xi = 0,01F$.

Максимальная нагрузка линии при известном отпуске энергии в нее за $24D$ часов

$$\Delta P_{\max} = W/(24Dk_3). \quad (20)$$

С учетом этого потери мощности в максимум нагрузки

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U_{\%}}{100} P_{\max} k_{м/н} = \frac{\Delta U_{\%} W k_{м/н}}{100 D \cdot 24 k_3}, \quad (21)$$

а потери электроэнергии

$$\Delta W = \Delta P_{\max} \tau = 24 \Delta P_{\max} D \frac{k_3 + 2k_3^2}{3}, \quad (22)$$

где последняя дробь представляет собой τ в относительных единицах [3]. Наличие ответвлений от магистрали при том же значении $\Delta U_{\%}$ до наиболее удаленной ее точки увеличивает потери энергии по сравнению с неразветвленной линией, поэтому коэффициент $k_{отв}$ окажется в знаменателе формулы. Подставляя выражение (21) в уравнение (22) и учитывая коэффициенты $k_{нec}$ и $k_{отв}$, получим окончательную расчетную формулу

$$\Delta W = \frac{\Delta U_{\%}}{100} W \frac{1 + 2k_3}{3} \frac{k_{м/н} k_{нec}}{k_{отв}}. \quad (23)$$

Пример. Рассчитать потери электроэнергии за апрель ($D = 30$) в воздушной линии с сосредоточенной нагрузкой длиной 1 км, выполненной проводом А-95 ($r_0 = 0,34$ Ом, $x_0 = 0,4$ Ом). За месяц в линию отпущено 10 тыс. кВт·ч. Остальные параметры, используемые в расчете, следующие: $\operatorname{tg} \varphi = 0,5$; $k_3 = 0,3$; $k_{нec} = 1,05$; $k_N = 1$. Так как данная ли-

ния является линией с сосредоточенной нагрузкой, то $d_p = 0$, $k_{разв} = 0$ и по формуле (7) $k_{отв} = 1$.

Решение. Максимальные значения активной и реактивной нагрузок составляют

$$P_{\max} = \frac{W}{24 \Delta k_3} = \frac{10000}{24 \cdot 30 \cdot 0,3} = 46,3 \text{ кВт},$$

$$Q_{\max} = 0,5 \times 46,3 = 23,15 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии и потери напряжения в максимум нагрузки:

$$\Delta W = \frac{46,3^2 + 23,15^2}{0,38^2} \cdot 0,34 \frac{0,3 + 2 \cdot 0,3^2}{3} \times$$

$$\times 30 \cdot 24 \cdot 1,05 \cdot 10^{-6} = 0,76 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{46,3 \cdot 0,34 + 23,15 \cdot 0,4}{0,38^2} \cdot 100 \cdot 10^{-3} = 17,3\%.$$

По расчетному выражению (13) потери электроэнергии составляют

$$\Delta W = 9,3 \frac{10^2 \cdot 1,25}{30 \cdot 95} \frac{1 + 2 \cdot 0,3}{3 \cdot 0,3} \cdot 1,05 = 0,76 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

В соответствии с формулой (19)

$$k_{м/н} = 1 \frac{1,25}{1 + (0,4 \cdot 0,5)/0,34} = 0,787$$

и потери энергии по расчетному выражению (23) составляют

$$\Delta W = \frac{17,3}{100} \cdot 10 \frac{1 + 2 \cdot 0,3}{3} \cdot 1,05 \cdot 0,787 = 0,76 \text{ тыс. кВт}\cdot\text{ч}.$$

Полученные результаты показывают, что для такой простой линии результаты расчетов по оценочным выражениям совпадают с результатом точного расчета. Погрешности оценки потерь в реальных сетях более сложных конфигураций будут определяться погрешностями задания коэффициента разветвленности сети и доли распределенных нагрузок.

Удельные потери электроэнергии в линиях 380/220 В. Оценим удельные потери электроэнергии в линии (тысячи киловатт-часов на 1 км в год) по формуле (13) при средних значениях: $d_p = 0,5$; $k_{разв} = 0,3$; $\text{tg } \varphi = 0,5$; $k_3 = 0,3$; $k_N = 1,1$. Подставив указанные значения в формулу (13) при $N = 1$, $L_N = 1$ км и $D = 365$, получим

$$\Delta W_{уд} = 0,032 W^2 / F. \quad (24)$$

Электроэнергия, отпускаемая в линию за год, составляет (в тысячах киловатт-часов)

$$W = \sqrt{3} U F j_m k_3 \cdot 8760 \cdot 10^{-3} = 1,73 F j_m. \quad (25)$$

Подставив выражение (25) в уравнение (24), получим

$$\Delta W_{уд} = 0,097 F j_m^2. \quad (26)$$

Удельные потери электроэнергии, рассчитанные по формуле (26) при плотности тока на головном участке линии $j_m = 1$ А/мм², приведены далее

Сечение, мм ²	Удельные потери, тыс. кВт·ч/км в год
95	9,12
70	6,74
50	4,81
35	3,37

Как следует из формулы (26), удельные потери существенно зависят от плотности тока на головном участке. Например, при $j_m = 0,7$ А/мм² их значения уменьшатся вдвое. Кроме того, они рассчитаны при значениях d_p , $k_{разв}$ и других коэффициентов, принятых для примера. Поэтому значения удельных потерь могут использоваться для весьма приближенной их оценки, а использование в целях их нормирования единой цифры 6 тыс. кВт·ч/км в год для любых сетей, как это сделано в [6], представляется мало обоснованным.

Нормативные характеристики потерь электроэнергии в сетях 380/220 В. Зависимость потерь электроэнергии в сети от отпуска электроэнергии в нее называется характеристикой потерь электроэнергии, а зависимость, откорректированная с учетом имеющихся резервов снижения потерь, – нормативной характеристикой [7]. Для рассматриваемых сетей она имеет простой вид

$$\Delta W_{0,4} = A_{0,4} W_{0,4}^2 / D. \quad (27)$$

Из сопоставления формул (14) и (27) непосредственно следует расчетное выражение для коэффициента $A_{0,4}$ при использовании первого метода расчета потерь электроэнергии. Способ расчета этого коэффициента при применении второго метода требует дополнительных пояснений.

Расчеты потерь электроэнергии в практике работы АО-энерго проводят ежемесячно, в то время как замеры потерь напряжения в линиях 380/220 В проводят (если проводят) эпизодически и, как правило, в ограниченной выборке сетей. Замеры соответствуют месяцу с базовым потреблением W_6 и числом дней D_6 . Относительные потери в другие месяцы изменяются пропорционально изменению величины $W_{0,4}/D$ по сравнению с ее базовым значением W_6/D_6 . Поэтому выражение (23) для любого месяца при известных значениях $\Delta U_{\%}$ и W для базового месяца запишется в виде

$$\Delta W_{0,4} = \frac{\Delta U_{\%} D_6}{100 W_6} \frac{1 + 2 k_3}{3} \frac{k_{м/н} k_{нec}}{k_{отв}} \frac{W_{0,4}^2}{D}, \quad (28)$$

откуда также непосредственно следует выражение для $A_{0,4}$.

Расчет коэффициента $A_{0,4}$ и использование затем в помесечных расчетах простого выражения (27) позволяют учесть особенности схем и загрузки сетей 380/220 В конкретного объекта и гораздо более обоснованно определять нормативные потери в них.

Интервалы неопределенности расчетных потерь электроэнергии в сетях 380/220 В. Погрешности расчета потерь электроэнергии по выражению (13) или (14) определяются погрешностями величин k_{ϕ}^2 , $\text{tg } \phi$, $k_{\text{разв}}$, k_L , k_N и d_p . Погрешности, обусловленные неточностью величины k_{ϕ}^2 , в соответствии с [8] зависят от значения k_3 и его погрешности. Если принять для нагрузок сетей 380/220 В $k_3 \approx 0,3$ и возможную погрешность в этом значении $\pm 10\%$, то в соответствии с [8] погрешность в определении потерь составит $\delta_{\Sigma k\phi} = \pm 20,3\%$ (все погрешности здесь и далее даны для уровня вероятности 0,95).

Погрешность $\text{tg } \phi$ примем равной $\pm 20\%$, при этом в величине $1 + \text{tg}^2 \phi$ она составит $\delta_{\phi} = 8\%$.

Учитывая, что коэффициент разветвленности характеризует отношение суммарной длины ветвей дерева схемы к длине магистрали, представляется, что на основе проектных и фактических данных о характерных схемах линий экспертная оценка этого коэффициента может быть сделана достаточно объективно. Для иллюстрации метода оценки интервала неопределенности потерь примем, что погрешность значения $k_{\text{разв}}$ составляет $\pm 20\%$. Тогда погрешность значения $k_{\text{отв}}$ при подстановке $k_{\text{разв}} = 0,3$ в формулу (6) составит $\delta_{\text{отв}} = \pm 8\%$. Примем также, что погрешность в определении доли нагрузки коммунально-бытового характера d_p в суммарном потреблении энергии отсутствует, так как указанная доля определяется по данным оплаты за электроэнергию. В этом случае погрешность коэффициента k_L определится по формуле

$$\delta_{kL} = [1 - 0,63d_p - 1 + 0,63(1 + 0,04/0,37)d_p] \cdot 100 / (1 - 0,63d_p) = 6,8d_p / (1 - 0,63d_p).$$

Погрешность коэффициента $k_{\text{нec}}$ определится по формуле

$$\delta_{\text{нec}} = [(0,2/1,35)d_p + (0,05/1,05)(1 - d_p)] \cdot 100 = 14,8d_p + 4,8(1 - d_p).$$

При $d_p = 0,5$ значение $\delta_{kL} = 5,0\%$, а $\delta_{\text{нec}} = 9,8\%$.

Погрешность, вносимая использованием среднего значения k_N , составляет

$$\delta_N = (0,06/1,1) \cdot 100 = 5,5\%.$$

Суммарная погрешность вычисления по формуле (13) потерь электроэнергии в N линиях одного сечения составит

$$\delta_{\Sigma 1} = \sqrt{20,3^2 + 8^2 + 8^2 + 5,0^2 + 9,8^2 + 5,5^2} = 26,3\%.$$

Для определения суммарной погрешности значения потерь в линиях n сечений (при F , равном 35; 50; 70; 95 мм² $n = 4$) погрешность $\delta_{\Sigma 1}$ необходимо умножить на

$$\sqrt{\sum_{i=1}^n d_i^2},$$

где d_i – доля энергии, отпускаемой в линии i -го сечения.

При оценке погрешности формулы (23) принимаем, что погрешность коэффициента $k_{\text{м/н}}$ (19) практически отсутствует, так как значение d_p известно достаточно точно, а погрешность $\text{tg } \phi$ в значении дроби в (19) практически нивелируется из-за наличия $\text{tg } \phi$ в числителе и знаменателе. Погрешность в величине $1 + 2k_3$ при $k_3 = 0,3 \pm 10\%$ составляет $\pm 3,8\%$, а значения $k_{\text{нec}}$ и $k_{\text{отв}}$ имеют те же погрешности, что и в первом методе. В результате суммарная погрешность формулы (23) без учета погрешности $\Delta U_{\%}$ составит $\delta_{\Sigma 2} = \sqrt{3,8^2 + 9,8^2 + 8^2} = 13,2\%$.

Погрешности же $\Delta U_{\%}$ зависят от способа его получения. Даже при реальном проведении натуральных измерений они велики. Это обусловливается не всегда высокими классами точности приборов, используемых при измерениях, возможными разнонаправленными погрешностями приборов в начале и конце линии, трудностями одновременного снятия их показаний, случайными колебаниями нагрузки в течение измерений и т.п. Здравый смысл подсказывает, что при зафиксированном при измерениях значении $\Delta U_{\%}$ действительное его значение при классах точности приборов 1,0 вряд ли можно принять точнее, чем $\pm 2\%$, т.е. при измеренном $\Delta U_{\%} = 8\%$ действительные потери напряжения могут быть и 6, и 10%, а погрешность $\pm 25\%$.

Еще большая погрешность возможна, когда потери оцениваются экспертно. В этом случае оценка погрешности в $\pm 35\%$ не кажется завышенной. Поэтому погрешность расчета потерь этим методом в группе линий, которым ставится в соответствие одинаковое значение $\Delta U_{\%}$, может быть оценена значением $\delta_{\Sigma 2} = \sqrt{13,2^2 + 35^2} = 37,4\%$.

Для определения погрешности значения потерь электроэнергии в n группах линий применяют такой же множитель, как для $\delta_{\Sigma 1}$. Расчеты, проведенные для реальных сетей, показали, что погрешности в расчетных значениях суммарных по-

ть в сетях 380/220 В АО-энерго составляют: $\delta_{\Sigma 1} = 14 \div 15\%$; $\delta_{\Sigma 2} = 20 \div 21\%$. При этом оценку $\delta_{\Sigma 1}$ можно считать достаточно объективной, а оценка $\delta_{\Sigma 2}$ содержит существенную часть трудно оцениваемой погрешности значений $\Delta U\%$.

Оба описанных в статье метода расчета реализованы в программе РАП-10/95 аттестованного программного комплекса РАП-95.

Выводы

1. При современном состоянии информации о схемах и нагрузках сетей 380/220 В для расчета потерь электроэнергии в сетях этого напряжения, находящихся на балансе АО-энерго, целесообразно использовать оценочные методы, не предполагающие проведения электрических расчетов.

2. Из описанных в статье оценочных методов предпочтительнее использовать метод, основанный на данных о суммарной длине и числе линий с различными сечениями головных участков, так как эти данные более объективны, чем данные о потерях напряжения, для получения которых необходимо проводить специальные измерения.

3. Погрешности оценочных методов расчета составляют 15 – 21%. Из-за отсутствия возможности более точного определения потерь на основе обобщенной информации об их схемах и нагрузках эти методы можно рекомендовать для обоснования суммарных потерь в сетях 380/220 В. Для

определения небалансов электроэнергии по конкретным подстанциям 6 – 20/0,4 кВ необходимо использовать схемотехнические методы расчета потерь.

Список литературы

1. Железко Ю. С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения. – Электрические станции, 2001, № 8.
2. Железко Ю. С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат 1989.
3. Железко Ю. С., Савченко О. В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях. – Электрические станции, 2001, № 10.
4. Левин М. С., Лецинская Т. Б. Влияние разветвленности сети на соотношение потерь напряжения и потерь мощности в ней. – Электрические станции, 1997, № 4.
5. Калинин М. А. Совершенствование методик и алгоритмов расчета технических потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях в условиях функционирования АСУ ПЭС: Автореф. дис. на соиск. учен. степени канд. техн. наук. М., 2000.
6. Нормативы технологического расхода электрической энергии (мощности) на ее передачу (потерь), принимаемые для целей расчета и регулирования тарифов на электрическую энергию. – Информационный бюллетень ФЭК, 2000, № 11.
7. Железко Ю. С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. – Электрические станции, 2001, № 9.
8. Железко Ю. С. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии. – Электрические станции, 2001, № 11.



Потери на транзит электроэнергии и их распределение между участниками энергообмена¹

Толасов А. Г., канд. техн. наук

ОДУ Центра

Под транзитом электроэнергии понимается ее передача между участниками энергообмена, не имеющими общих электрических границ и связанными посредством “буферных” сетей прочих участников параллельной работы. Несмотря на то, что для последних такая передача имеет сквозной характер, они несут расходы по обслуживанию и ремонту своих транзитных сетей и в силу действующей инструкции [1] на их баланс списываются потери энергии от этих транзитных перетоков. В целях обоснования взаиморасчетов между получателями электроэнергии и владельцами транзитных сетей необходимо решить по меньшей мере две задачи:

1) определить (оценить) общий объем транзитных потерь в сети;

2) распределить его между участниками энергообмена.

Первая задача имеет очень простое решение, если при известном полном объеме потерь в сети сначала рассматривается задача 2.

Распределение потерь между участниками рынка энергии и мощности. Метод передаточных коэффициентов. Рассмотрим простейшую схему транзита электроэнергии (рис. 1). Энергосистемы 1 и 2 покрывают свой дефицит мощности (энергии) внешним перетоком от избыточной ЭЭС 3 через “пассивную” сеть с эквивалентным сопротивлением Z_c . В ней отсутствуют собственные источники генерации и нет промежуточных отборов. Полагаем известными перетоки W_1 , W_2 , W_3 и потери в сети ΔW . Объем последних в данном случае будет совпадать с объемом потерь на транзит. Для простоты положим, что указанные перетоки явля-

¹ Первоначальная идея принадлежит Холостову С. В. (Ленэнерго) и Тимченко В. Ф. (ВНИИЭ).

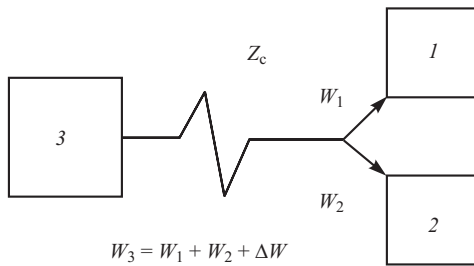


Рис. 1. Схема простейшего транзита электроэнергии

ются перетоками активной мощности, хотя принципиальных трудностей для того, чтобы оперировать комплексными величинами или их модулями, не существует. Подчеркнем, что получатели электроэнергии (для начала) находятся в совершенно одинаковых условиях: обоих снабжает один и тот же поставщик, получение энергии происходит с одних и тех же шин. Покажем, что для определения потерь каждого партнера в этом случае не требуются проведение режимных расчетов и знание параметров сети.

Транзитные нагрузочные потери в сети Z_c в каждый момент времени пропорциональны выражению

$$\Delta W \approx (W_1 + W_2)^2 Z_c = (W_1^2 + 2W_1W_2 + W_2^2)Z_c. \quad (1)$$

Отсюда видно, что потери каждого получателя определяются квадратом его собственного перетока, а также частично общим перетоком $2W_1W_2$. Следовательно, можно сказать, что для случая рис. 1 вторая из сформулированных ранее задач сводится к распределению между адресатами перетоков линейного члена $2W_1W_2$. Разделив последний на части, пропорциональные составляющим его величинам W_1 и W_2

$$2W_1W_2 = 2W_1W_2 \{W_1/(W_1 + W_2) + W_2/(W_1 + W_2)\}, \quad (2)$$

можем определенно указать на потери, за которые “несет ответственность” первый или второй участник,

$$\Delta W_i \approx \{W_i^2 + 2W_iW_jW_i/(W_i + W_j)\}Z_c, \quad (3)$$

где индексом i обозначен номер интересующего нас получателя транзита, а индексом j – номер его партнера. Избавиться от неизвестного Z_c можно, поделив уравнение (3) на (1). В результате получим выражение доли потерь i -го получателя в общих потерях на транзит

$$d_i = \Delta W_i / \Delta W = W_i^2(W_i + 3W_j) / (W_i + W_j)^3. \quad (4)$$

На рис. 2 показана зависимость доли потерь (4) одного из двух участников энергообмена от доли перетока этого участника в суммарном транзитном перетоке $dW_i = W_i / (W_i + W_j)$. Отклонение построенной долевой зависимости от координатного угла

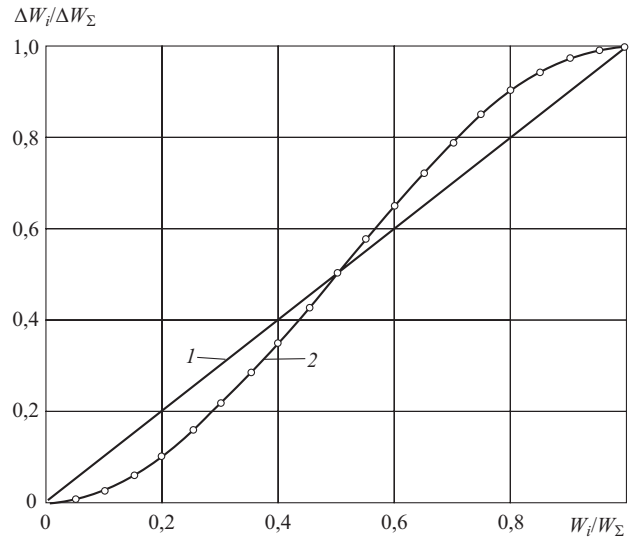


Рис. 2. График зависимости доли потерь одного из двух партнеров от доли его перетока в суммарном при одинаковых условиях транзита (2):

1 – биссектриса координатного угла

показывает большую или меньшую степень “виновности” данного участника энергообмена в образовании общих потерь на транзит. Можно отметить, что оплата транзита электроэнергии получателями по одинаковому тарифу, несмотря на, казалось бы, совершенную очевидность, так как они находятся в равных условиях, на самом деле обоснована только в случае приблизительного равенства их перетоков. Если же, например, переток одного из партнеров составляет 20% суммарного, то, как можно видеть, транзит необходимой энергии обойдется ему вдвое дороже, чем это есть на самом деле. Такая же тенденция имеет место и для большего числа партнеров.

На рис. 3 показано семейство кривых, описывающих долю потерь одного из трех партнеров (5) при постепенном долевым нарастании его перетока в суммарном. При этом величина перетока какого-либо из двух оставшихся партнеров определенным образом фиксируется, например, на уровне 50, 40 или 30% суммарного перетока.

$$d_i = \frac{W_i^2(W_i + 3W_j + 3W_k) + 2W_iW_jW_k}{(W_i + W_j + W_k)^3}. \quad (5)$$

Естественно, уравнение (1) можно обобщить на произвольное число партнеров n . Выражение доли потерь каждого из них тогда примет следующий вид:

$$d_i = W_i^2 \left\{ W + \left[\sum_{j=1}^n W_j \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n W_k \right] \right\} / W^3, \quad (6)$$

где $W = \sum_{i=1}^n W_i$ – сумма перетоков всех участников.

Распределение потерь согласно выражению (6) может с успехом применяться в случае, когда сеть Z_c представлена всего одним элементом: линией электропередачи или трансформатором. Описанный подход также можно считать применимым, если:

1) “точки транзита” в сложной сети (т.е. узлы, куда поступают и откуда снимаются потоки энергии) для всех участников совпадают или электрически близки по сравнению с маршрутом транзита;

2) собственная генерация и потребление в сети, по которой осуществляется транзитный оборот, существенно меньше объема транспортируемой энергии и первыми можно пренебречь;

3) соблюдается одновременность замеров исходных величин или иная синхронность в их сборе.

В реальных сетях указанные требования чаще всего не соблюдаются, за некоторым исключением для условия 3.

Усложним первоначальную задачу. Пусть получатели транзита имеют различную электрическую удаленность от узлов поступления энергии в сеть Z_c . Если бы для каждого рассматриваемого момента (периода) времени были известны оценки входных сопротивлений сети относительно интересующих нас точек транзита, то методом “активного двухполюсника” упрощенно можно было бы без особенных трудностей вычислить потери для каждого получателя транзита.

Чем меньше электрическая удаленность генерирующих узлов от выбранной точки (сечения), тем меньше входное сопротивление относительно него и соответственно меньше удельные потери на передачу электроэнергии. Следовательно, “удаленность” транзита энергии для каждого получателя могла бы определяться соотношением мгновенных или усредненных значений входных со-

противлений сети относительно узлов получения электроэнергии. Недостаток такого способа заключается в трудоемкости определения входного сопротивления активной (с источниками генерации) сети. Возможность натуральных замеров маловероятна, теоретические расчеты сложны, требуют знания параметров всех электросетевых элементов и узловых токов в схеме замещения. При этом достоверность расчетов становится весьма условной.

Как можно решить данную задачу, не прибегая к этому или другим трудоемким методам? Представим сложную сеть с позиций принципа “черного ящика”, в соответствии с которым изучение любого объекта не связано с вопросом об его внутреннем устройстве, – достаточно выяснить характерные реакции на заданные внешние воздействия, т.е. определить его передаточные функции. Входными величинами для нашей исследуемой системы являются транзитные перетоки энергии, выходными – потери на транзит.

Получение передаточных функций сети физически будет соответствовать следующей постановке вопроса: “Как соотносятся потери участников энергооборота, если величины их транзитных перетоков в фиксированный момент времени одинаковы?” Ответ будет также характеризовать относительную электрическую удаленность участников энергообмена друг относительно друга. Передаточные функции в реальных сетях могут быть получены при помощи отработанного математического аппарата, описанного, например, в [2]. Рассмотрим, что для этого необходимо.

В матричном виде реакция динамической системы на внешнее воздействие может быть записана как $Y(t) = H(t)X(t)$. Допустим, что с учетом:

линейности токов друг относительно друга;

единовременности замеров исходных параметров и/или одинаковости интервалов времени, на которых они суммируются или усредняются;

постоянства местоположения точек транзита и мест замеров параметров,

Т а б л и ц а 1

Численные оценки передаточных коэффициентов сетей различных классов номинального напряжения АО Ленэнерго по потерям на транзит для участников рынка оборотов энергии

“Адрес” (назначение) перетока	Класс номинального напряжения сетей, кВ			
	330	220	110	35
В Финляндию	–	–	0,1174	–
В Эстонию	0,2462	–	–	–
В Карелию	0,2216	0,2866	0,1508	0,0582
В Новгород	0,1804	–	0,1221	0,3019
В Вологду	–	–	0,3202	–
Собственное потребление АО Ленэнерго	–	0,1893	0,1106	0,4037
Трансформация в сети других $U_{ном}$	0,3518	0,5241	0,1787	0,2362
Оценка r^2 моделей	0,876	0,592	0,917	0,817

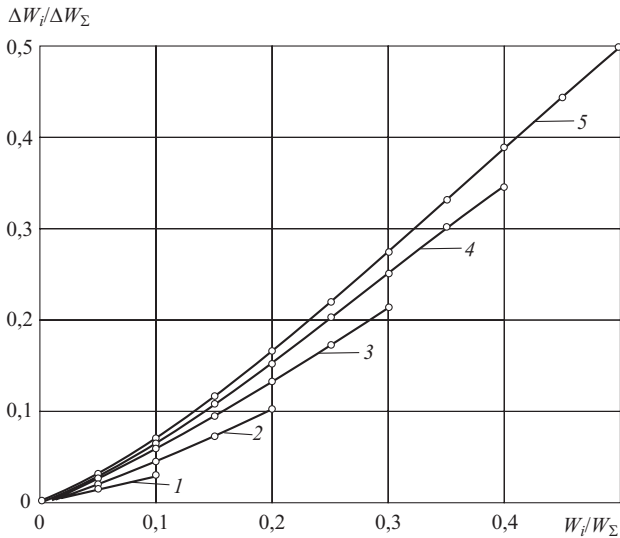


Рис. 3. График зависимости доли потерь одного из трех партнеров от доли его перетока в суммарном при одинаковых условиях транзита:

доля потерь одного из двух оставшихся партнеров фиксировалась в объеме: 1 – 90% суммарного перетока; 2 – 80%; 3 – 70%; 4 – 60%; 5 – 50%

выражение (1), обобщенное на n получателей транзита, может быть записано так

$$\Delta W \approx (h_1 W_1 + \dots + h_n W_n)^2 Z_c, \quad (7)$$

где $H = (h_1 \dots h_n)$ – вектор-столбец передаточных функций сети, которые, как уже говорилось, при равенстве транзитных перетоков отражают электрическую разноудаленность точек транзита от источников поступления энергии в сеть.

Пренебрегая (на первом этапе) различием напряжения в разных точках сети и учитывая названные факторы, можно отметить, что эти передаточные функции должны являться практически постоянными величинами. Поэтому далее их будем называть передаточными коэффициентами.

Пусть в результате каких-либо мероприятий нам известен вектор H значений передаточных коэффициентов рассматриваемой сети для всех n участников рынка оборотов энергии. Тогда по аналогии с получением формулы (6) можно вывести выражение доли потерь i -го участника в суммарных транзитных потерях

$$D_i = (h_i W_i)^2 \left\{ HW + \left[\sum_{j=1}^n \left(h_j W_j \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n h_k W_k \right) \right] / (h_i W_i) \right\} / (HW)^3, \quad (8)$$

где $HW = \sum h_i W_i$ – сумма перетоков всех участников со своими передаточными коэффициентами.

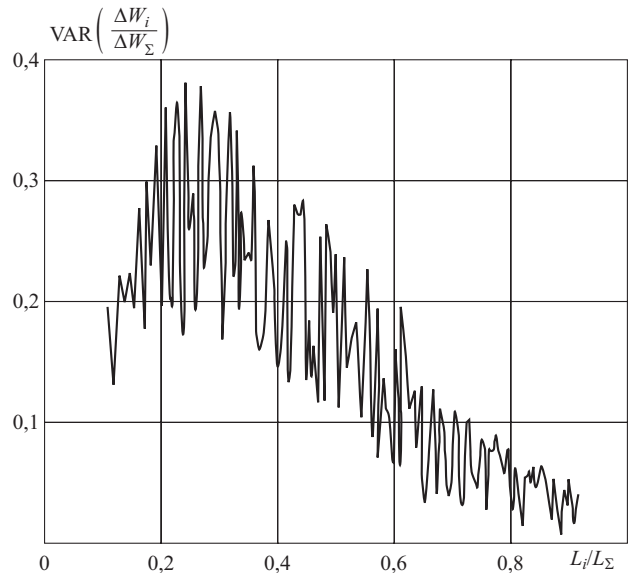


Рис. 4. График характерных изменений вариации нагрузочных потерь электроэнергии в зависимости от объема (доли) произвольно выбранной части сети:

потери взяты в долях суммарных; данные эквивалентированной сети ВЛ 330 кВ АО Ленэнерго за 1994 – 1997 гг.

Применение выражения (8) позволит, таким образом, кардинально решить проблему: транзитные потери энергии будут распределяться, во-первых, в зависимости от электрической удаленности всех заинтересованных сторон от источников поступления энергии в сеть; во-вторых, в рассмотренной зависимости от доли их перетоков в суммарном.

Владелец сети рассматривается как еще один участник рынка оборотов в дополнение к собственным получателям транзита. Этим достигается решение первой поставленной задачи об определении общего объема потерь на транзит.

Сначала суммарные отчетные потери распределяются между всеми участниками рынка оборотов электроэнергии, включая владельца сети, затем из полученных компонент находится сумма потерь истинных участников транзита. Таким образом, определение потерь на транзит базируется на стандартной процедуре получения обычных отчетных потерь; осуществляется с той же точностью и периодичностью; не зависит от дополнительной информации.

На базе данной методики также может быть представлена количественная оценка того, в какой мере снабжение выбранного потребителя осуществляется за счет поступления от смежных ЭЭС, трансформацией из других классов напряжения, собственной генерацией в сети данного $U_{ном}$ и т.д. Для этого в качестве исходных данных будут затребованы другие величины, подход останется прежним.

Получение передаточных коэффициентов транзита в реальной сети. При выводе формул

(4) – (8) сопротивление сети Z_c не имело никакого значения (сокращалось в процессе вывода). Также сократится любой отличный от нуля множитель, стоящий на его месте. Следовательно, применительно к нашей задаче, т.е. при получении долей, можно в выражениях (7) – (8) “заранее”, если так можно выразиться, сократить все постоянные множители и вместо знака пропорциональности поставить знак равенства. Извлекая из обеих частей (8) квадратный корень, получим следующее выражение:

$$\sqrt{\Delta W} = h_1 W_1 + \dots + h_n W_n, \quad (9)$$

где правая часть является аналитическим представлением множественной линейной регрессии без нулевого члена, а параметры $h_1 \dots h_n$ последней могут интерпретироваться как коэффициенты чувствительности функции потерь к изменению того или иного транзитного перетока.

Вычисление неизвестных параметров формулы (9) – обычная задача регрессионного анализа, однако в данном случае вычисляются не абсолютные значения параметров регрессии, а ее, так называемые, частные коэффициенты (*ЧКР*), основное свойство которых – численная оценка степени влияния того или иного аргумента. Не вдаваясь в подробности, отметим, что получение *ЧКР* – стандартная процедура специализированного математического обеспечения ПЭВМ, описание которой также можно найти, например, в [2].

В табл. 1 на примере сети АО Ленэнерго для укрупненных получателей транзита по отчетным данным структуры баланса 1995 – 1997 гг. приводятся расчетные значения передаточных коэффи-

циентов транзита. Как можно видеть, качество подгонки регрессионных моделей является довольно высоким, а дополнительные исследования подтвердили высокую временную стабильность их параметров.

Расчеты потерь электроэнергии при транзите на основании данной методики в информационных целях проводились на протяжении ряда лет в сетях региона Ленэнерго и показали, что распределение потерь между РАО и АО, осуществляемое согласно [1], не соответствует действительности.

Проверка возможности “административно-го” распределения потерь. “Административное” распределение потерь между АО и РАО (согласно [1]) заключается в том, что на баланс АО или РАО списываются полные потери в принадлежащих им электросетевых элементах вне зависимости от “адресата” перетоков. Расчеты по описанной методике показали, что передаточные коэффициенты транзита РАО и собственных перетоков АО в ВЛ 330 кВ различной юридической принадлежности имеют близкие значения, что свидетельствует о неправильном выборе юридически закрепленной за ними части сети (с точки зрения маршрутов транзитных перетоков). Назначенные части сети должны иметь значительно более высокие коэффициенты чувствительности к перетокам тех, за кем они закреплены.

Оказалось, что при существующем административном распределении потерь доля потерь РАО в суммарных потерях практически остается постоянной: ее вариация лежит в пределах 2 – 6%, в то время как доля перетоков РАО варьирует вплоть до 27%. С физической точки зрения этого не может быть, так же, как и того, что среднее значение

Т а б л и ц а 2

Список ВЛ 330 кВ АО Ленэнерго, находящихся в юридической принадлежности РАО и АО

РАО			АО		
Диспетчерский №	Начало ВЛ	Конец ВЛ	Диспетчерский №	Начало ВЛ	Конец ВЛ
Л-416	ПС Восточная	ПС Выборг	Л-383	ПС Южная	ПС Восточная
Л-417	ПС Восточная	ПС Выборг	Л-371	ПС Колпино	ПС Восточная
Л-374	Эстония	ПС Ленинградская	Л-350	ПС-42	ПС Южная
Л-375	Эстония	ПС Ленинградская	Л-376	ПС Ленинградская	ПС Южная
Л-383	ГРЭС-16	ПС Восточная	Л-377	ПС Ленинградская	ПС Южная
Л-380	ГРЭС-19	ПС Восточная	Л-381	ПС Ленинградская	ПС Южная
Л-372	ПС Кингисепп	ПС-42	Л-386	ПС Южная	ПС Западная
Л-384	ГРЭС-16	ПС-42	Л-385	ГРЭС-16	ПС Западная
Л-387	ГРЭС-19	ПС-37	Л-421	ПС Восточная	ПС Северная
Л-379	ГРЭС-19	ПС-49	Л-422	ПС Восточная	ПС Северная
Л-382	ГРЭС-19	ПС Восточная	Л-423	ГРЭС-19	ПС-261
Л-373	Эстония	ПС Кингисепп	Л-352	ПС-49	ПС Ленинградская
Л-389	ПС-37	Карелия	Л-370	ПС Ленинградская	ПС Колпино

П р и м е ч а н и е . Полу жирным выделена та часть линий РАО, колебания потерь в которых с приемлемой точностью могут соответствовать колебаниям транзитных перетоков РАО.

последнего составляет приблизительно 25%, а доля вызываемых им потерь – уже около 75%!

Административное распределение укрупненно может достаточно хорошо отражать потери участников рынка перетоков, если за каждым из них юридически “закреплена” правильно выбранная часть сети. Необходимым, но недостаточным условием для этого является требование, чтобы характерные изменения долей суммарных потерь в выбранной части сети, характеризующиеся среднеквадратической величиной, были не меньше “сигмы” перетока данного участника.

На рис. 4 показано, как изменяется вариация нагрузочных потерь в произвольном сочетании ВЛ 330 кВ, “длина по потерям” которых эквивалентирована (пересчитана) в длину типовой линии. Можно видеть, что, если доля перетока интересующего нас участника энергооборота не слишком мала или велика по сравнению с другими партнерами, то существует достаточно много возможностей подобрать такую часть сети, потери в которой с приемлемой точностью (возможно, с применением корректирующего множителя) отражали бы колебание реальных потерь от его транзитных перетоков. Например, для РАО в пределах региона Ленэнерго и сети ВЛ 330 кВ это возможно в варианте, приведенном в табл. 2. Существующую долю сети РАО при расчетах потерь на транзит следовало бы уменьшить примерно с 65% по приведенной длине типовой линии до 30%.

Выводы и направления дальнейшей работы. Применение метода передаточных коэффициентов к расчету потерь электроэнергии на транзит в сетях различных классов номинального напряжения позволяет получить ряд существенных преимуществ.

Во-первых, значительно снижаются требования к необходимому объему исходной информации по сравнению, например, со “схемно-техническими” методами расчета. Не требуется знания режимных параметров и параметров электросетевых элементов, нет необходимости в составлении схемы замещения сети.

При минимальных требованиях к исходным данным, основанным на действующей отчетности по потерям, методика гарантированно имеет ту же степень достоверности, что и отчетные потери, по способу и времени получения данных, методам их обработки и точности. Расчеты могут проводиться за любой период: месяц, день, час, минуту – все определяется наличием исходных данных и непо-

средственными требованиями ведущейся отчетности.

Во-вторых, применение методики не ограничивается возможностью разделения потерь на транзит между субъектами ФОРЭМ, АО-энерго; в описанном варианте она обобщена на произвольное число участников рынка оборотов энергии и мощности. Следовательно, имеется возможность ее применения на любом уровне производства и распределения электроэнергии, включая предприятия и районы электрических сетей, а также отдельных независимых производителей и потребителей энергии.

В-третьих, при сохранении “административного” способа распределения потерь методика позволяет дать обоснованные количественные рекомендации по выбору “прикрепляемой” части сети, потери в которой будут более реально соответствовать потерям на транзит каждого из партнеров. Оценка потерь на транзит каждого из участников с помощью методики передаточных коэффициентов может обеспечить контроль и дополнительное обоснование взаиморасчетов между ними.

Усовершенствование описанной методики возможно в следующих направлениях. На данном этапе распределение потерь энергии (мощности) между любым ее получателем обосновано в пределах одного выбранного класса напряжения. При наличии исходных данных отсутствуют принципиальные трудности по вычислению и контролю потерь от транзитных перетоков в сети нескольких номинальных напряжений. Невелики будут отличия использования методики при обработке комплексных (включающих реактивную мощность) значений перетоков и потерь. Кроме того, на практике обычно рассматриваются нагрузочные (переменные) потери от транзитных перетоков, хотя при необходимости в сетях могут быть учтены и сопутствующие им условно-постоянные компоненты технологического расхода электроэнергии: на коронирование высоковольтных линий, намагничивание трансформаторов, расхода на собственные нужды промежуточных подстанций и т.д.

Список литературы

1. РД 34.09.101-94. Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. М.: ОРГРЭС, 1995.
2. Дрейнер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. М.: Финансы и статистика, 1987, кн. 2.

Влияние метеорологических факторов на электропотребление

Макоклюев Б. И., канд. техн. наук, Павликов В. С., Владимиров А. И., Фефелова Г. И., инженеры

ВНИИЭ – Мосэнерго

Существенное влияние на электропотребление оказывают метеорологические факторы, в первую очередь, – температура и освещенность. Указанные факторы в значительной степени определяют глубокие сезонные колебания и суточную неравномерность графиков потребления. Устойчивые сезонные и суточные циклы колебаний метеофакторов и их влияние могут быть описаны аналитически и использоваться при разработке прогнозов ожидаемых значений потребления на всех циклах планирования и управления режимами. Коэффициент влияния температуры, используемый энергообъединениями (ЭО) на практике для анализа и прогноза потребления, был достаточно стабильным и колебался в диапазоне 0,5 – 1% на 1°C [1].

Вместе с тем, в последние годы возникли два обстоятельства, которые делают необходимым более точный и полный учет влияния метеорологических факторов при планировании и управлении режимами ЭО.

В первую очередь – это общее изменение структуры потребления: снижение доли промышленной и увеличение коммунально-бытовой и

осветительной нагрузки и, как следствие, увеличение влияния метеофакторов на потребление. Второе – возникновение в последние годы устойчивых аномальных отклонений метеорологических факторов, особенно температуры наружного воздуха.

Аномальными считаются значительные отклонения метеофакторов от устойчивых среднесезонных тенденций. Указанные колебания метеофакторов вызывают резкие скачки электропотребления, заставляющие срочно вводить дополнительные генерирующие мощности, со всеми сопутствующими этой ситуации проблемами – нарушениями диспетчерских графиков, внеплановым расходом топлива, снижением надежности и экономичности режимов ЭО.

Аномальные колебания особенно сильно сказываются в весенний и осенний периоды, непосредственно примыкающие к отопительному сезону. Отопление в эти периоды отключено полностью или частично или еще не включено, и волны эпизодических похолоданий заставляют население прибегать к альтернативным источникам тепла,

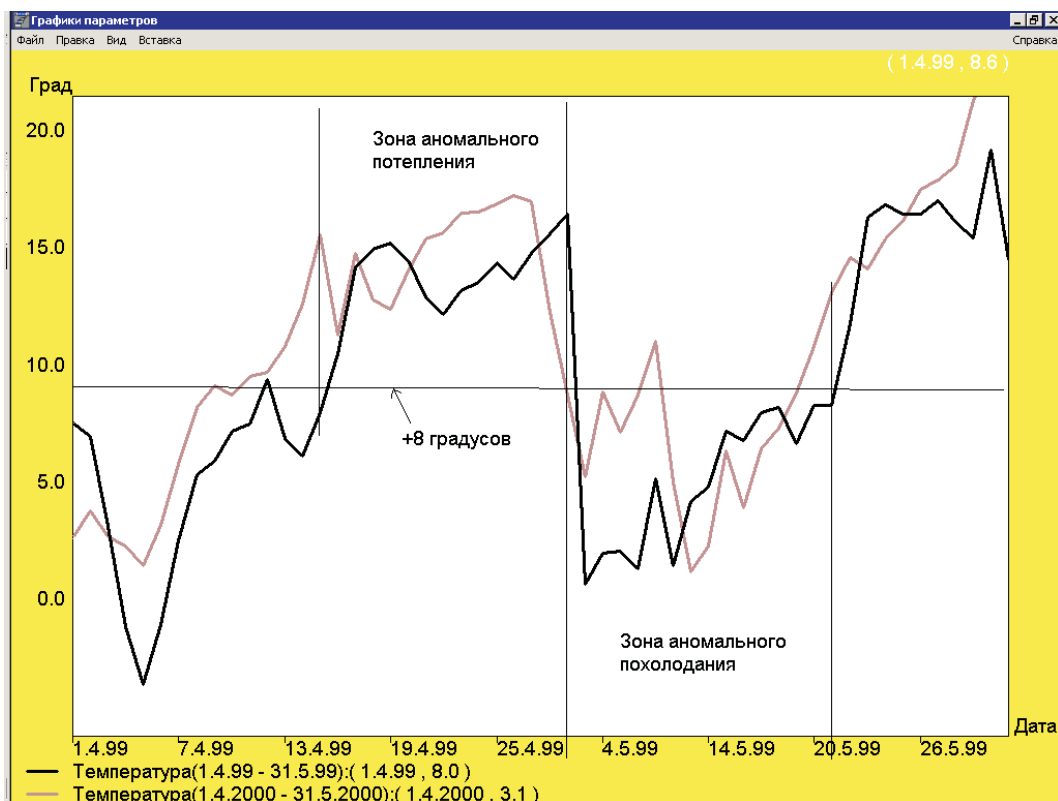


Рис. 1. Температура апреля и мая 1999 и 2000 гг. Московского региона

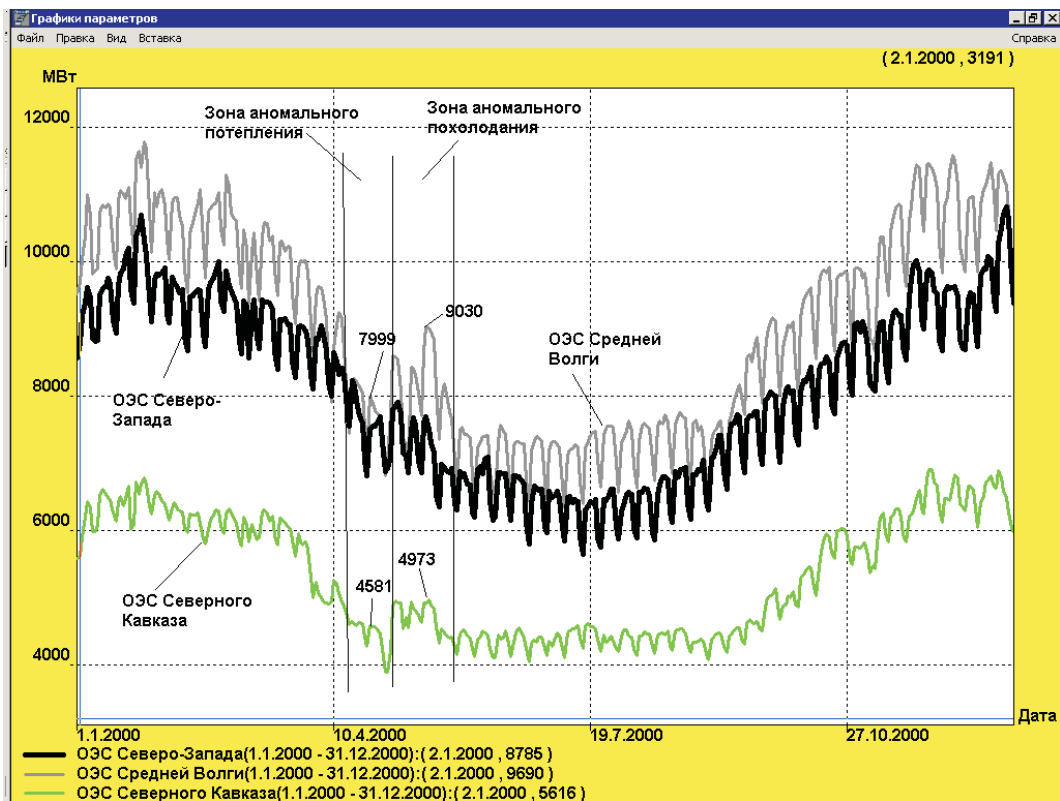


Рис. 2. Среднесуточная нагрузка ОЭС Северо-Запада, Средней Волги и Северного Кавказа за 2000 г.

которыми, большей частью, становятся всевозможные виды электронагревателей.

Анализ данных температуры последнего десятилетия показывает, что только весна 1996 г. прошла без существенных похолоданий. В 1997, 1999, 2000 и 2001 гг. во второй половине апреля наступает волна резкого, достаточно длительного потепления. В конце апреля устанавливалась аномально высокая, иногда практически летняя, температура наружного воздуха. Затем, обычно в первую половину мая, тепло сменялось волной более или менее глубокого и продолжительного похолодания. Как правило, в большинстве регионов эти похолодания наступали при отключенном центральном отоплении.

В данной статье приведен анализ влияния метеофакторов в этот период. Анализ осуществлялся с помощью программного комплекса планирования режимных параметров “Энергостат” [2]. На рис. 1 построены графики среднесуточных температур Московского региона в апреле – мае 1999 и 2000 гг.

Отчетливо выделяется зона апрельского потепления, заканчивающегося резким спадом температуры, приходящимся на 30 апреля.

На рис. 2 изображены графики среднесуточных значений электропотребления ОЭС Северо-Запада, Средней Волги и Северного Кавказа в 2000 г. Отчетливо видны локальные спады электропотребления в конце апреля и последующие

аномальные его увеличения, приходящиеся на период майских холодов.

На рис. 3 показаны графики электропотребления ОЭС Центра на интервале апрель – май 1999 и 2000 гг.

Рассмотрим более подробно ситуацию весны 2000 г. Во второй половине апреля 2000 г. стабильно установилась аномально теплая погода. Достаточно сказать, что 25 апреля в Москве термометр показывал днем $+25^{\circ}\text{C}$ – вполне летняя температура (среднесуточная составила $+17,3^{\circ}\text{C}$). Среднесуточное электропотребление ОЭС Центра в рабочие дни на интервале 25 – 28 апреля колебалось в пределах 21 740 – 22 265 МВт.

Относительно теплая (среднесуточная выше 10°C) погода держалась вплоть до 30 апреля, после которого началось резкое похолодание. Следует отметить, что действующие нормативы считают необходимым для включения центрального отопления установление среднесуточной температуры $+8^{\circ}\text{C}$ в течение 3 сут, чему соответствует температура внутри помещений $+18^{\circ}\text{C}$ (за счет внутренних тепловыделений – приборы освещения, кухонные плиты, горячее водоснабжение).

Однако значительная часть населения считает достаточно комфортной комнатную температуру не ниже $+20^{\circ}\text{C}$. Для достижения этого помещения следует начинать отапливать уже при устойчивой среднесуточной температуре наружного воздуха $+10^{\circ}\text{C}$. Если централизованное отопление при

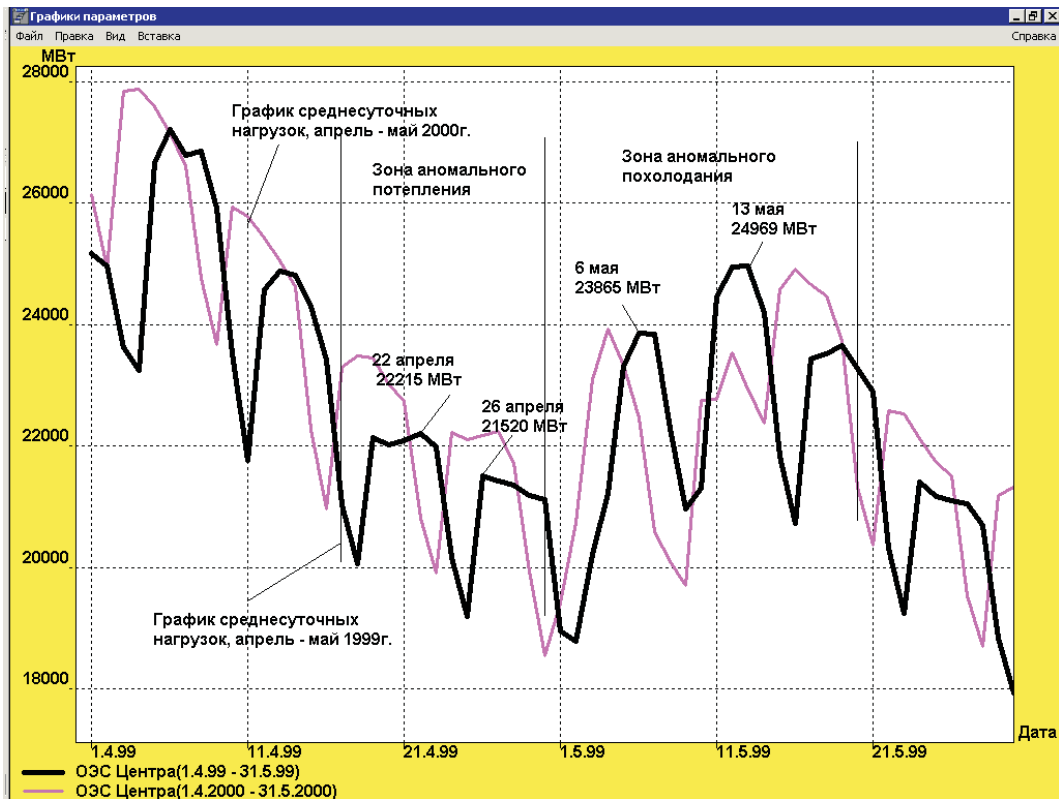


Рис. 3. Среднесуточная нагрузка ОЭС Центра апреле и мае 1999 и 2000 гг.

данной температуре не функционирует, население начинает активно компенсировать его отсутствие электронагревательными приборами.

30 апреля в ОЭС Центра среднесуточная температура опустилась до $+5,3^{\circ}\text{C}$, 1 мая — уже до $+3,3^{\circ}\text{C}$. В первый день похолодания сказалась тепловая инерция помещений и по отношению к предыдущему дню (29 апреля) среднесуточное потребление ОЭС Центра возросло всего на 885 МВт (188 МВт, или $0,7\%/^{\circ}\text{C}$). Здесь и далее влияние температуры на электропотребление оценивается коэффициентом влияния, показывающим, на сколько процентов увеличивается электропотребление при изменении температуры на 1°C . На следующий день (2 мая) потребление возросло еще на 1328 МВт, хотя среднесуточная температура практически не изменилась. Коэффициент влияния температуры, подсчитанный для 2 мая, составил уже $1,67\%/^{\circ}\text{C}$. В последующие два рабочих дня (3 и 4 мая) среднесуточная температура несколько повысилась — до $+5,1$ и $+6,7^{\circ}\text{C}$, но осталась ниже температуры, начиная с которой должно функционировать центральное отопление.

К мощности электронагревателей, обогревавших в праздничные дни жилые помещения, добавилась нагрузка нагревателей, включенных в производственных помещениях. Рост потребления 4 мая по отношению к ожидаемому потреблению (примерно 22 200 МВт) составил около $7,9\%$, или $2,4\%/^{\circ}\text{C}$.

Температура воздуха нормализовалась только 5 мая (поднялась до среднесуточной $+9,6^{\circ}\text{C}$), но тепловая инерция охлажденных помещений сохранила повышенное электропотребление, которое восстановилось до нормальных значений только 6 мая — до следующей волны похолодания, которая началась 12 мая. 12 мая температура опять снизилась до точки, при которой должно включаться отопление. Электропотребление пятницы оказалось выше, чем в четверг, и превысило ожидаемое на 1840 МВт. В субботу, 13 мая, локальное похолодание достигло экстремальных значений — среднесуточная температура опустилась до $+2,3^{\circ}\text{C}$ и электропотребление в этот день возросло по отношению к показателю субботы 29 апреля на 15% ($1,95\%/^{\circ}\text{C}$). 14 мая температура несколько поднялась — до $3,1^{\circ}\text{C}$, что сопровождалось незначительным снижением потребления, характерным на интервале суббота — воскресенье. Однако максимальный эффект этой волны проявился с началом рабочей недели. 16 мая — на четвертые сутки стояния низких температур — среднесуточное потребление ОЭС Центра достигло рекордного за этот период значения — 24 940 МВт ($+12,3\%$ по отношению к среднему потреблению рабочих дней последней недели апреля, или $2,62\%/^{\circ}\text{C}$), максимальное суточное значение потребляемой мощности превысило 28 050 МВт — показатель, характерный для первой половины апреля.

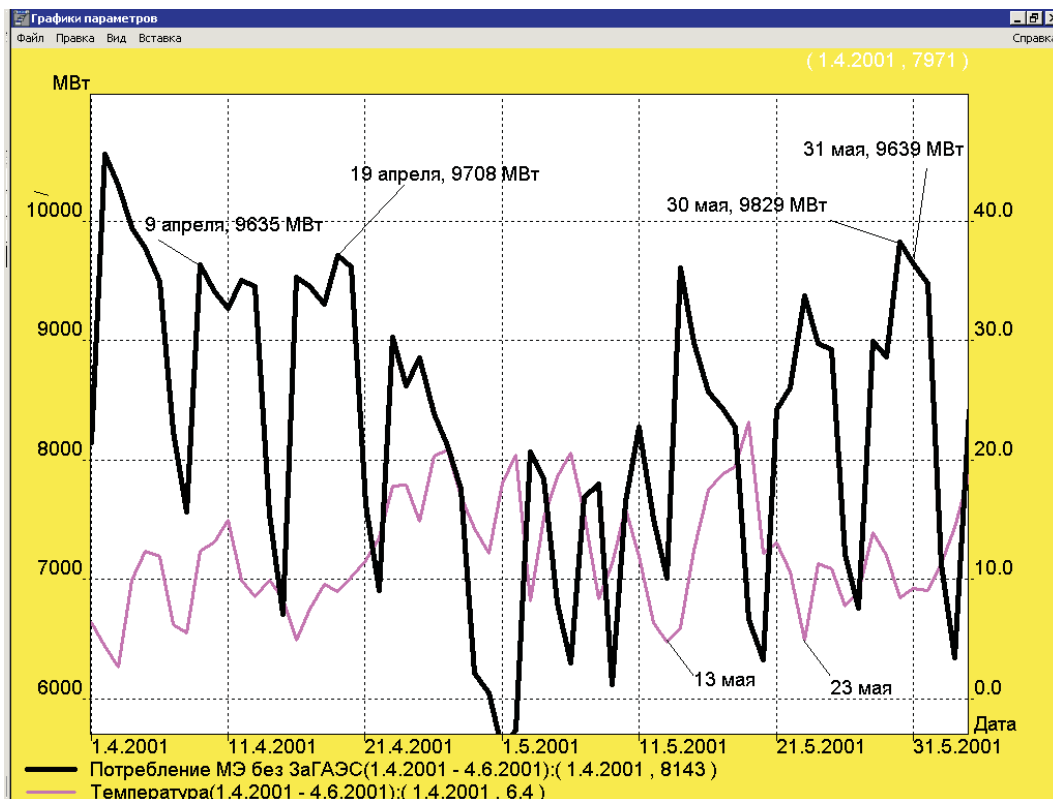


Рис. 4. Нагрузка и температура в час максимума АО Мосэнерго для апреля и мая 2001 г.

18, 19 мая температура вернулась к уровню +8°C, затем, в воскресенье, 21 мая, достигла +11,8°C. Следом, с суточным лагом, снизилось до нормальных значений и электропотребление.

Из рассмотрения этого показательного периода следует, что учет влияния температуры на электропотребление не может быть выражен простой линейной зависимостью с коэффициентами влияния порядка 0,5 – 1,0%/°C. Целесообразно рассматривать три зоны коррелированности электропотребления по отношению к температуре наружного воздуха:

летний период (сезон без отопления). Электропотребление слабо зависит от температуры наружного воздуха;

зимний период (отопительный сезон). Связь между температурой и потреблением существенна и может быть описана достаточно простыми линейными моделями;

переходные весенний и осенний периоды. При отключенном центральном отоплении и снижении температуры ниже 10°C влияние температуры на электропотребление резко возрастает и их связь становится нелинейной – начиная с +8°C каждый градус снижения температуры сопровождается все большим приростом электропотребления. Коэффициент влияния колеблется от 1 до 3 %/°C.

При расчетах ожидаемого электропотребления в подобных ситуациях следует также учитывать тепловую инерцию помещений или, другими сло-

вами, запаздывание влияния температуры на электропотребление. По этой причине резкие (до заморозков), но краткосрочные весенние похолодания практически не вызывают скачков потребления, тогда как длительное небольшое снижение температуры воздуха ниже 10°C может обусловить устойчивое повышение электропотребления, масштабы которого определяются амплитудой температурных аномалий.

Для энергообъединений с концентрированной коммунально-бытовой и осветительной нагрузкой к температурному влияющему фактору добавляются факторы естественной освещенности (облачности) и некоторые дополнительные – влажность, сила ветра. Рассмотрим это на примере АО Мосэнерго.

На рис. 4 построены графики потребления в час максимума и соответствующие значения температуры на интервале 1 апреля – 3 июня 2001 г. Здесь, так же, как и в предыдущие 2 года, наблюдалось устойчивое потепление во второй половине апреля – вплоть до первых чисел мая. Но в отличие от двух предыдущих лет в мае 2001 г. не было такого затяжного похолодания – температура постоянно колебалась, трех-пятидневные похолодания, при которых среднесуточные температуры опускались ниже +10°C (пики похолоданий 13, 23, 26 мая), перемежались относительными, краткими потеплениями. Несмотря на это, общий уровень электропотребления оказался на 6 – 8% выше ожидаемого, что особенно заметно на пиках нагрузки,

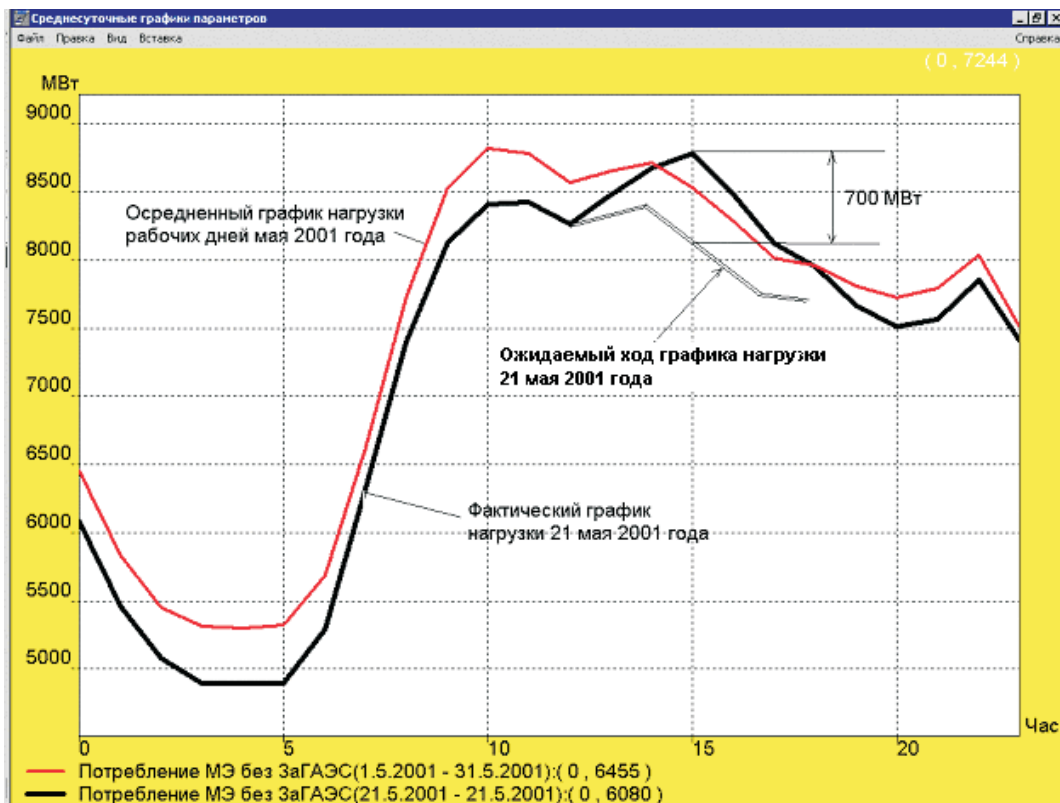


Рис. 5. Суточные графики нагрузки АО Мосэнерго

пришедшихся на 30 – 31 мая. В эти, практически летние, дни нагрузка последней апрельской недели была превышена на 10%, хотя среднесуточные температуры за эти дни были не так уж низки – соответственно 9,1 и 9,4°C. Например, локальное похолодание 13 – 14 мая, когда среднесуточные температуры были соответственно 5 и 6,7°C, отозвалось все-таки не столь высоким повышением электропотребления.

Если весь прирост нагрузки попытаться отнести только на снижение температуры воздуха, мы получим аномально высокий коэффициент влияния – около 10%/°C. Для объяснения столь значительного роста нагрузки необходимо принять во внимание также другие влияющие факторы, а не ограничиваться рассмотрением влияния одной лишь температуры.

В эти дни относительно небольшое похолодание сопровождалось ненастной дождливой погодой с ветром. Устойчивая плотная облачность явилась причиной повышенной осветительной нагрузки, когда, особенно в момент интенсивного выпадания дождя, свет зажегся даже в дневное время, не говоря уже об утреннем и вечернем периодах. Вместе с тем, несмотря на относительно небольшие похолодания 30 и 31 мая, все-таки активно использовались нагревательные приборы в жилищах и на рабочих местах, поскольку высокая влажность воздуха и ветер, при достаточно низкой температуре в помещениях (на уровне 17 – 18°C), создают ощущение дискомфорта и население при-

бегает к доступным и привычным обогревающим средствам. Поэтому столь высокая нагрузка 30 – 31 мая объясняется совместным одновременным действием нескольких факторов – температуры, облачности, влажности и ветра. Факторы влажности и ветра обычно не рассматриваются как определяющие для электропотребления, однако они способны значительно усилить действие основных влияющих факторов – температуры и естественной освещенности.

Более подробно рассмотрим эффект изменений естественной освещенности на примере суточного графика потребления АО Мосэнерго в понедельник 21 мая 2001 г. График показан в сопоставлении с усредненным графиком рабочих дней мая 2001 г. на рис. 5.

На графике понедельника хорошо заметно локальное повышение нагрузки в 15 ч, превышающее ожидаемое значение на 700 МВт(!). Это превышение вызвано низкой плотной облачностью, интенсивным дождем и одновременным резким локальным снижением температуры на 5°C.

Выводы

В связи с изменением структуры потребления электроэнергии энергообъединений в последние годы возросло влияние метеорологических факторов на потребление. Наиболее существенно влияние метеофакторов в весенний и осенний периоды при отключенном центральном отоплении.

Учет влияния температуры нельзя оценивать простым линейным коэффициентом размерностью $0,5 - 1\%/^{\circ}\text{C}$. Для точной оценки необходимо рассматривать три временных периода и учитывать нелинейность коэффициентов влияния температуры в переходные периоды. В совокупность факторов необходимо включать данные основных влияющих факторов – температуры, естественной освещенности, а также дополнительных – влажности, силы ветра.

Сбор и обработка метеорологической информации должны производиться на уровне энергообъединений с дискретностью фиксации, соответствующей дискретности диспетчерских графиков и суточной ведомости (получасовые или часовые значения). Учет совокупности метеорологических факторов необходим для точного анализа и про-

гнозирования электропотребления. Введение данных факторов в математические модели, используемые при прогнозировании, позволит существенно повысить точность прогнозов режимных параметров энергообъединений и соответственно повысить эффективность планирования и управления режимами.

Список литературы

1. *Макоклоев Б. И., Федоров Д. А.* Оперативное прогнозирование нагрузки ЭЭС с учетом метеофакторов. Советчики диспетчеров по оперативной коррекции режимов работы ЭЭС. Иркутск, 1984.
2. *Макоклоев Б. И., Антонов А. В., Костиков В. Н.* Программный комплекс анализа и планирования режимных параметров энергообъединения “Энергостат-1.1”. – Вестник ВНИИЭ, 1996.

Индукционная плавка гололеда на грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи

Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Крайчик Ю. С., Краснова Б. П., кандидаты техн. наук,
Лозина Н. Г., инж., **Мазуров М. И.**, канд. техн. наук

НИИПТ

Для плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных ВЛ в выпущенных Минэнерго методических указаниях [1] рекомендуются схемы с близкой структурой и общими принципами действия. Они содержат устройства плавки гололеда в виде источников энергии, присоединяемых непосредственно к тем элементам ВЛ, на которых требуется расплавлять гололед, а именно, к проводам – при плавке гололеда на проводах и к тросам – при плавке гололеда на тросах. Схемы плавки гололеда на проводах ВЛ, предложенные в [1], прошли достаточную практическую проверку. С плавкой гололеда на грозозащитных тросах сложилось другое положение в связи со следующими особенностями.

1. Грозозащитные тросы на большинстве ВЛ имеют заземления на всех опорах или на значительной их части. Для того, чтобы в схемах плавки гололеда с непосредственным присоединением источников энергии к тросам получились требуемые контуры тока, все эти заземления, кроме одного (на противоположном от источника конце участка плавки), должны быть сняты.

Таким образом, плавка гололеда на тросах по схемам с непосредственным присоединением к тросам источников энергии требует подвески тросов на изоляторах со снятием заземлений либо на время каждой плавки гололеда, либо на весь гололедный сезон. Совершенно очевидны технические и организационные трудности таких мер.

2. Грозозащитные тросы, даже будучи изолированными от земли, имеют класс изоляции гораздо более низкий, чем провода ВЛ. Это ограничивает напряжение источников энергии, присоединяемых к тросам, и, как следствие, предельную длину участков плавки.

3. Стальные грозозащитные тросы оказывают постоянному току сопротивление, в десятки раз большее, чем сталеалюминиевые провода обычно применяемых сечений. Поэтому использование выпрямителей, позволяющее увеличить предельную длину участков плавки гололеда на проводах, не дает возможности достичь этого при плавке гололеда на тросах.

Перечисленные особенности препятствуют плавке гололеда на тросах путем непосредственного присоединения к ним источников энергии и побуждают к поиску принципиально иных методов.

Одним из таких методов является индукционный, при котором источники энергии, используемые для плавки гололеда на тросах, присоединяются не к тросам, а к рабочим проводам ВЛ. При этом благодаря электромагнитной связи между контурами “провод – земля” (П – З) и “трос – земля” (Т – З) в тросах наводится ток и выделяется тепло, необходимое для плавки гололеда. Плавку гололеда такими методами далее называем индукционной, а контуры “провод – земля” и “трос – земля” соответственно первичным и вторичным. Первичный контур может быть выполнен с одним,

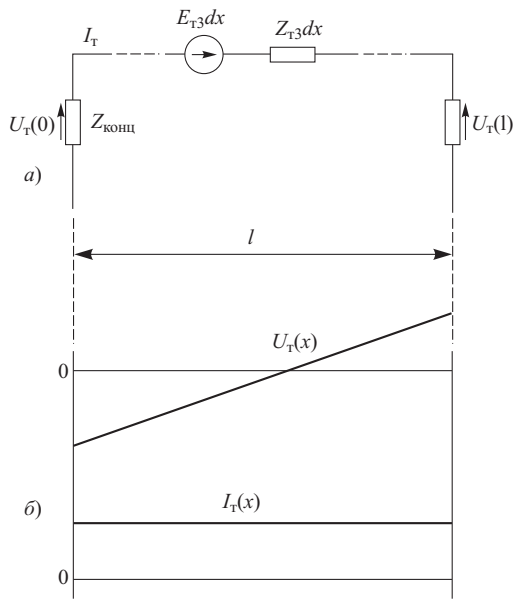


Рис. 1. Эпюры тока и напряжения вдоль троса, заземленного по концам

двумя или тремя параллельно соединенными рабочими проводами.

Далее такие варианты выполнения первичного контура обозначаем 1П – 3, 2П – 3 и 3П – 3, сохраняя общее обозначение П – 3. Схему в целом при этих вариантах обозначаем соответственно 1П – Т – 3, 2П – Т – 3 и 3П – Т – 3. Вторичный контур (Т – 3) имеет разный вид в зависимости от того, заземлен ли трос только по концам участка плавки или еще и внутри него. При всех видах контура Т – 3 энергия во время индукционной плавки гололеда на тросах вводится в контур Т – 3 не локально – в начале участка плавки, как это происходит при непосредственном присоединении источника к тросу, а по всей длине участка плавки. В результате между любыми точками троса (в частности, соседними точками его заземления, сколь бы близки они ни были друг к другу) в контуре Т – 3 оказывается свой источник энергии. Это позволяет применять индукционную плавку гололеда на тросах, заземленных не только по концам, но и внутри участков плавки.

Предложение плавить гололед на тросах наведенными в них токами было сделано Н. Н. Щедриным, о чем упоминается в [2], где указывается, что методы, основанные на этом предложении, могут быть использованы при подвеске хорошо проводящих тросов. Данная статья посвящена использованию методов для плавки гололеда на стальных грозозащитных тросах, не обладающих хорошей проводимостью, т.е. в условиях, заведомо более тяжелых, чем те, о которых говорилось в [2].

Токи, требуемые для плавки гололеда на тросах, так же, как для плавки гололеда на проводах ВЛ, зависят от их параметров (активного сопротивления, теплоемкости, площади соприкосно-

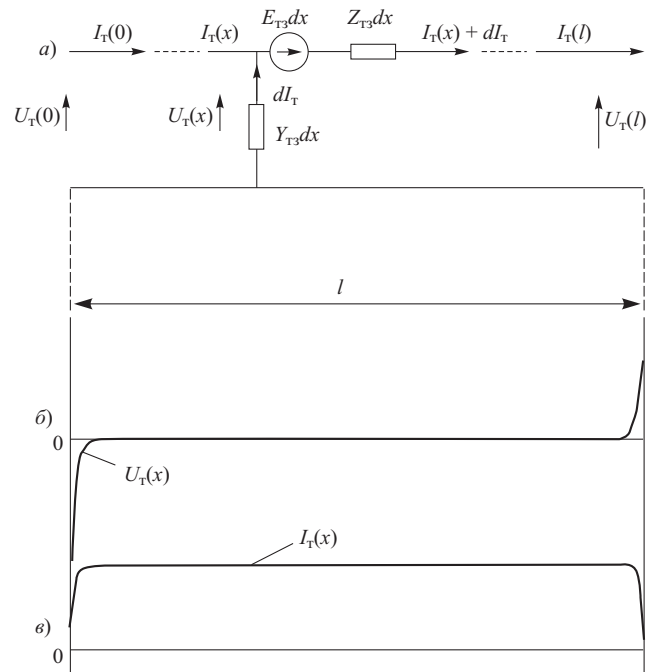


Рис. 2. Эпюры тока и напряжения вдоль троса, непрерывно заземленного по длине ВЛ

вения с гололедом), от толщины гололеда, от погодных условий (температуры воздуха и скорости ветра), при которых ведется плавка и, наконец, от времени τ , отпускаемого на плавку.

Здесь для конкретных расчетов принимаются тросы типа С-35, С-50 и С-70; толщина гололеда до 20 мм; температура воздуха и скорость ветра соответственно -5°C и 10 м/с.

В табл. 1 приведены токи $I_T(\tau)$, обеспечивающие при описанных условиях плавку гололеда за время 1 и 2 ч.

В табл. 1 приведен также ток $I_T(\infty)$, отвечающий бесконечному времени плавки, т.е. предельный ток, ниже которого плавка гололеда при данных условиях вообще не происходит. Ток $I_T(\infty)$ определяется из уравнения теплового баланса, имеющего вид

$$I_T^2(\infty)R_{\text{эл.т}} = \frac{\Delta t}{R_{\text{тепл.г}} + R_{\text{тепл.г.в}}},$$

где $R_{\text{эл.т}}$ – электрическое сопротивление троса; $R_{\text{тепл.г}}$ и $R_{\text{тепл.г.в}}$ – тепловые сопротивления при переходах тепла через слой гололеда и с наружной поверхности гололеда в воздух; Δt – разница между температурами провода и воздуха.

Следует отметить, что условия, принятые при составлении табл. 1, являются достаточно тяжелыми. При более легких условиях (толщина гололеда до 10 мм и безветрие) для плавки гололеда требуются токи, меньшие на 30 – 40%.

Параметры, определяющие передачу энергии из контуров “провод – земля” в контур “трос – земля”, включают в себя собственные со-

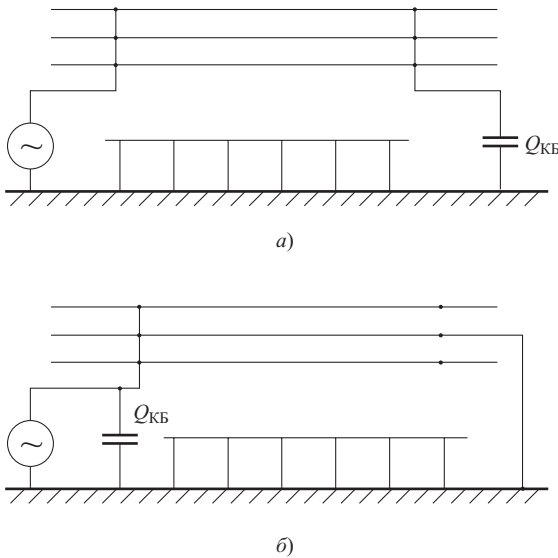


Рис. 3. Последовательное (а) и параллельное (б) включение конденсаторных батарей в первичный контур при индукционной плавке гололеда на тросах

противления $Z_{ПЗ}$ и $Z_{ТЗ}$ каждого из этих контуров, а также взаимное сопротивление Z_M между этими контурами, учитывающее как индуктивную связь между ними, так и связь через общее для них активное сопротивление земли.

Для расчета этих сопротивлений использовалась методика, изложенная в [3]. Результаты расчета для ВЛ 110 кВ с проводом АСО-240 и тросом С-70 приведены в табл. 2.

Расчет токов плавки гололеда при разных схемах заземления троса. Случай заземления троса только по концам участка плавки рассматривается по расчетной схеме рис. 1, а, замещающей контур “трос – земля”. На схеме обозначено:

l – длина участка плавки; $Z_{конц}$ – сопротивления устройств, заземляющих трос по концам этого участка; $Z_{ТЗ}$ – сопротивление контура “трос – земля” (на единицу длины ВЛ); $E_{ТЗ}$ – ЭДС, которая возникает в контуре “трос – земля” под действием токов, протекающих в контурах “провод – земля” (на единицу длины ВЛ).

Непосредственно по схеме рис. 1, а имеем следующие выражения для тока в тросе и напряжения троса относительно земли на расстоянии x от начала рассматриваемого участка

$$I_T = \frac{E_{ТЗ} l}{Z_{ТЗ} l + 2Z_{конц}},$$

$$\dot{U}_T(x) = \frac{2I_T Z_{конц}}{l} \left(x - \frac{l}{2} \right).$$

Из последнего выражения и отвечающего ему графика (рис. 1, б) видно, что напряжение троса относительно земли в середине участка равно

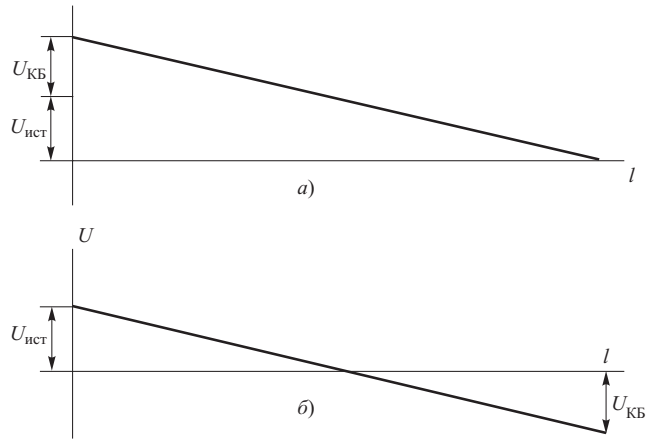


Рис. 4. Эпюры напряжения на проводах ВЛ при последовательном присоединении КБ:

а – в начале ВЛ; б – в конце ВЛ

нулю, а по концам достигает максимальных (по модулю) значений

$$|\dot{U}_T(0)| = |\dot{U}_T(l)| = |I_T Z_{конц}|.$$

Для сравнения отметим, что при плавке гололеда на тросе тем методом, который рекомендован в [1] (при непосредственном присоединении источника энергии к тросу в начале участка плавки и КЗ троса на его конце), в тросе был бы такой же ток I_T , но напряжение троса относительно земли в начале участка плавки составляло бы

$$\dot{U}_T(0) = I_T (Z_{ТЗ} l + Z_{конц}).$$

Сравнивая последние два выражения и учитывая, что $Z_{ТЗ} l > Z_{конц}$, видим, что при индукционной плавке гололеда на тросе напряжение троса оказывается примерно в $Z_{ТЗ} l / Z_{конц}$ раз меньше, чем при непосредственном присоединении источника энергии к тросу. Такое отличие придает индукционной плавке серьезное преимущество перед плавкой гололеда с непосредственным присоединением источников энергии к тросу.

Так, при плавке гололеда на тросе С-70 в случаях, когда длина участка плавки $l > 50$ км, а ток плавки взят по табл. 1, напряжение троса относительно земли при непосредственном присоединении источника энергии к тросу получается

Т а б л и ц а 1

Зависимость токов плавки гололеда от времени плавки и марки троса

Марка троса	Ток плавки $I_T(\tau)$, А		
	$\tau = 1$ ч	$\tau = 2$ ч	$\tau = \infty$
С-35	85	75	70
С-50	105	95	85
С-70	130	120	115

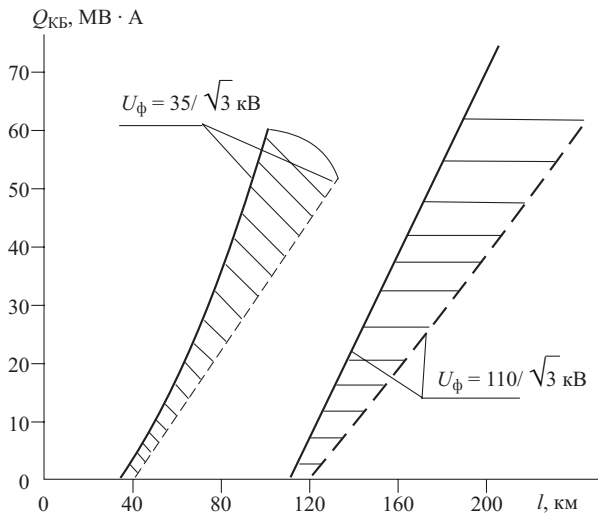


Рис. 5. Мощность последовательно включенных конденсаторных батарей, позволяющих использовать для индукционной плавки гололеда на тросе трансформаторы со стандартными напряжениями:

сплошные линии – $\rho_3 = 7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; пунктирные линии – $\rho_3 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$

$U_T(0) > 23 \text{ кВ}$, что может приводить к пробоем искровых промежутков, шунтирующих тросовые изоляторы. При меньших сечениях троса и более протяженных участках плавки напряжение троса относительно земли оказывается еще большим. Уменьшить его путем снижения сопротивления концевых заземляющих устройств невозможно.

В связи со сказанным при непосредственном присоединении источников энергии к тросу приходится ограничивать длину участков плавки или увеличивать напряжение источников энергии с соответствующим усилением изоляции троса и увеличением пробивных напряжений искровых промежутков, защищающих эту изоляцию. В противоположность плавке гололеда путем непосред-

ственного присоединения источников энергии к тросам при индукционной плавке напряжение троса относительно земли не зависит ни от сечения троса, ни от длины участка плавки. При фиксированном токе плавки оно зависит исключительно от сопротивлений концевых заземляющих устройств. Причем, соблюдение требований по термической устойчивости и безопасности концевых заземляющих устройств (требований, одинаковых при обоих методах плавки) приводит к тому, что напряжение троса относительно земли при индукционной плавке получается столь малым, что никакого влияния на искровые промежутки и изоляцию троса оно не оказывает.

Случай непрерывного заземления троса по всему участку плавки рассматривается по расчетной схеме рис. 2, а. В эту расчетную схему вводится распределенная проводимость троса на землю

$$Y_{ТЗ} = 1/R_{оп} l_{оп},$$

где $l_{оп}$ – среднее расстояние между опорами с заземлениями троса (на единицу длины троса); $R_{оп}$ – сопротивление заземления на каждой опоре; остальные обозначения такие же, как и в предыдущем случае.

Схеме рис. 2, а соответствует система дифференциальных уравнений

$$- \frac{d\dot{I}_T}{dx} = \dot{U}_T Y_{ТЗ};$$

$$- \frac{d\dot{U}_T}{dx} = \dot{I}_T Z_{ТЗ} - \dot{E}_{ТЗ}.$$

Характеристическое уравнение этой системы имеет корни

$$\alpha = \pm \sqrt{Z_{ТЗ} Y_{ТЗ}}.$$

Граничные условия состоят в том, что токи в тросе в начале и конце ВЛ равны нулю

$$\dot{I}_T(0) = \dot{I}_T(l) = 0.$$

При этих граничных условиях система имеет следующие решения:

$$\dot{I}_T(x) = \frac{\dot{E}_{ТЗ}}{Z_{ТЗ}} \left[1 - \frac{\text{ch}\alpha(x-l/2)}{\text{ch}\alpha l/2} \right];$$

$$\dot{U}_T(x) = \frac{\dot{E}_{ТЗ}}{a} \frac{\text{sh}\alpha(x-l/2)}{\text{ch}\alpha l/2}.$$

Графики полученных решений показаны на рис. 2, б, в.

Максимальное (по модулю) значение тока в тросе достигается в середине участка плавки и составляет

$$I_{T\max} = I_T(l/2) = \frac{E_{ТЗ}}{Z_{ТЗ}} \left[1 - \frac{1}{\text{ch}\alpha l/2} \right].$$

Т а б л и ц а 2

Параметры ВЛ 110 кВ с проводами АСО-240 и тросом С-70

Параметр	1П – Т – 3		3П – Т – 3	
	$\rho_3 = 7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_3 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_3 = 7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_3 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$
$Z_m, \text{ Ом/км}$	0,369	0,609	0,358	0,598
$R_m, \text{ Ом/км}$	0,08	0,085	0,085	0,097
$X_m, \text{ Ом/км}$	0,360	0,603	0,348	0,590
$Z_{пз}, \text{ Ом/км}$	0,698	0,928	0,468	0,707
$R_{пз}, \text{ Ом/км}$	0,18	0,185	0,118	0,13
$X_{пз}, \text{ Ом/км}$	0,675	0,91	0,453	0,695
$Z_{тз}, \text{ Ом/км}$	3,63	3,77	3,63	3,776
$R_{тз}, \text{ Ом/км}$	3,08	3,085	3,085	3,097
$X_{тз}, \text{ Ом/км}$	1,93	2,17	1,92	2,16
$\frac{Z_m}{Z_{тз}}$	0,102	0,162	0,10	0,158

Максимальные по модулю значения напряжений троса достигаются по концам участка плавки и составляют

$$U_{\text{тmax}} = |U_{\text{т}}(0)| = |U_{\text{т}}(l)| = \frac{E_{\text{тз}}}{a} \text{th}\alpha l/2.$$

Сделаем некоторые предельные оценки. Будем считать, что сопротивление стального троса является активным, причем значение его находится в пределах 3 – 6 Ом/км (нижний предел относится к тросу С-70, верхний – к тросу С-35). При заземлении троса на каждой опоре расстояние между соседними точками заземления составляет 0,2 – 0,4 км. Сопротивление каждого заземления находится в пределах 5 – 10 Ом. При этом $0,9 \leq \alpha \leq 2,5$ 1/км. При длине участка плавки, превышающей 10 км, имеем $\alpha l/2 \geq 4,5$, чему соответствуют

$$0 < \frac{1}{\text{ch}\alpha l/2} < 0,03,$$

$$0,97 < \text{th}\alpha l/2 < 1.$$

Отсюда следует, что $I_{\text{тmax}} \approx E_{\text{тз}}/Z_{\text{тз}}$, $U_{\text{т max}} \approx E_{\text{тз}}/\alpha$.

Таким образом, при перечисленных (практически всегда выполняющихся) условиях максимальные значения тока в тросе не зависят ни от сопротивлений заземления троса, ни от расстояния между соседними точками заземления. Вблизи от концов участка плавки, а именно при значениях x , удовлетворяющих одному из неравенств

$$|\alpha x| \leq 3 \text{ или } |\alpha(l-x)| \leq 3,$$

ток в тросе изменяется от 0 до 95% своего максимального значения. Даже при самых малых значениях α , составляющих 0,9 1/км, длина концевых частей участка плавки не превосходит 3,5 км. На всей остальной длине участка плавки

$$\frac{3}{\alpha} \leq x \leq l - \frac{3}{\alpha}$$

ток в тросе отличается от своего максимального значения не более чем на 5%, т.е. остается практически постоянным. Постоянство тока в тросе по всему участку плавки благоприятствует равномерному его нагреванию.

Т а б л и ц а 3

Ток троса и суммарный ток проводов, требуемые для индукционной плавки гололеда на тросе за 1 ч

Марка троса	$I_{\text{т}}(\tau = 1 \text{ ч}), \text{ А}$	$I_{\text{п}}, \text{ А}$	
		$\rho_3 = 7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_3 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$
С-35	85	1600	1020
С-50	105	1360	860
С-70	130	1300	825

Небезынтересно, что в тросе, идеально заземленном по всей длине участка плавки (т.е. при $Y_{\text{тз}} = \infty$), ток получается таким же, как и в тросе, идеально заземленном только по его концам.

Электродвижущая сила, наводимая в контуре “трос – земля”, определяется током в контуре “провод – земля” и взаимным сопротивлением между этими контурами

$$\dot{E}_{\text{тз}} = \dot{I}_{\text{п}} Z_{\text{м}}.$$

Ток, протекающий под действием ЭДС $E_{\text{т}}$ в контуре “трос – земля”, при идеальном заземлении троса во всех его точках составляет

$$\dot{I}_{\text{т}} = \dot{E}_{\text{тз}}/Z_{\text{тз}}.$$

Отсюда следует, что при идеальном заземлении троса между токами в проводах и тросе имеется соотношение

$$I_{\text{п}}/I_{\text{т}} = Z_{\text{тз}}/Z_{\text{м}}.$$

Оно не зависит ни от длины участка плавки, ни от сопротивления проводов и позволяет рассчитать ток, который надо иметь в проводах, чтобы плавка гололеда на тросе происходила за заданное время. Результаты такого расчета приведены в табл. 3.

Для неидеально заземленного троса (т.е. при конечных значениях $Y_{\text{тз}}$) полученные результаты являются приближенными, справедливыми для тех частей участка плавки, которые находятся на расстоянии, большем, чем $3/\alpha$ от его концов.

Между максимальными значениями напряжения и тока троса выполняется соотношение

$$U_{\text{тmax}} = I_{\text{тmax}} \sqrt{Z_{\text{тз}}/Y_{\text{тз}}}.$$

При реальных параметрах троса и устройств его заземления на опорах имеем

$$1 < \sqrt{Z_{\text{тз}}/Y_{\text{тз}}} < 2 \text{ Ом}.$$

Следовательно, при $I_{\text{тmax}} = 130 \text{ А}$, что отвечает табл. 1, получаем $U_{\text{тmax}} = 260 \text{ В}$. Таким образом, высокого напряжения на тросах не требуется.

Т а б л и ц а 4

Сочетания между марками проводов и троса, при которых во время индукционной плавки гололеда на тросе по схеме ЗП – Т – З не происходит недопустимого перегрева проводов

Трос	Провод	
	$\rho_3 = 7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_3 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$
С-35	АС-120 и большие сечения	АС-50 и большие сечения
С-50	АС-95	
С-70	АС-70	

Для уменьшения максимальных значений напряжения на тросе и максимальных значений тока, протекающего через заземляющие устройства троса на крайних опорах ВЛ, может возникнуть необходимость присоединять тросы к контурам заземления подстанций. Последние во всех схемах плавки с использованием земли должны быть проверены на безопасность и термическую устойчивость при протекании через них токов, указанных в табл. 3.

В табл. 4 даны сочетания марок проводов и тросов, при которых во время индукционной плавки гололеда на тросе не происходит недопустимого перегрева проводов. Они относятся к плавке гололеда по схеме ЗП – Т – З в предположении, что плавка ведется при неблагоприятной погоде и завершается за 1 ч.

Потребление мощности при индукционной плавке гололеда можно определить из выражения

$$\dot{S} = (I_{\Pi}^2 Z_{\Pi} + I_{\Gamma}^2 Z_{\Gamma} + |\dot{I}_{\Pi} - \dot{I}_{\Gamma}|^2 Z_{\text{M}}) l,$$

вещественная и мнимая части которого определяют соответственно активную P и реактивную мощность Q .

Мощность, потребляемая при обычной плавке гололеда на тросах, определяется из выражения

$$\dot{S} = I_{\Gamma}^2 Z_{\Gamma} l.$$

Потребление активной мощности на 1 км линии 110 кВ с проводами АСО-240 и тросом С-70 при индукционной плавке гололеда на тросах в схеме ЗП – Т – З и при обычной плавке приведено в верхней части табл. 5.

Из таблицы видно, что индукционная плавка требует в 2,3 – 4,5 раза большей активной мощности по сравнению с мощностью при непосредственном присоединении источников энергии к тросам, если бы последнее было возможно. Повышенное потребление активной мощности объясняется тем, что при индукционной плавке обтекает ток не только контур “трос – земля”, но и контура “провод – земля”. Для уменьшения энергозат-

рат целесообразно производить одновременную плавку гололеда на проводах и тросах.

С увеличением ρ_3 мощность, потребляемая при индукционной плавке, уменьшается.

Потребление и компенсация реактивной мощности при индукционной плавке гололеда на тросах. Из нижней части табл. 5 видно, что индукционная плавка требует в 10 – 20 раз большей реактивной мощности, чем обычная плавка. Основная часть реактивной мощности, потребляемой при индукционной плавке, обусловлена процессом передачи энергии из контуров “провод – земля” в контур “трос – земля”. Эта часть (аналогичная намагничивающей мощности трансформатора) при схеме ЗП – Т – З составляет 80% всей потребляемой реактивной мощности.

Вследствие столь большого потребления реактивной мощности могут возникнуть трудности в использовании для индукционной плавки имеющих на подстанции трансформаторов. Они могут оказаться перегруженными как по напряжению $U_{\Pi}(0) > U_{\text{тр.ном}}$, так и по току $I_{\Pi} > I_{\text{тр.ном}}$. Предотвратить такие перегрузки можно включением конденсаторных батарей в контур первичного тока. Для предотвращения перегрузок по напряжению батареи следует включать последовательно с проводами ВЛ, а для предотвращения перегрузок по току – параллельно вторичным обмоткам трансформатора (рис. 3).

Мощность батарей следует выбирать по условиям

$$Q_{\text{КБпосл}} \geq [U_{\Pi}(0) - U_{\text{тр.ном}}] I_{\Pi};$$

$$Q_{\text{КБпар}} \geq [I_{\Pi} - I_{\text{тр.ном}}] U_{\text{тр.ном}}.$$

Последовательные батареи могут включаться как в начале, так и в конце участка плавки. В последнем случае провода ВЛ и батареи имеют меньшие напряжения относительно земли (рис. 4). За счет включения конденсаторных батарей в контур “провод – земля” можно полностью скомпенсировать индуктивное сопротивление контура и, тем самым, свести к минимуму напряжение и мощность источника питания для получения требуемого тока плавки. Сопротивление конденсаторных батарей (на единицу длины линии), дающих мак-

Т а б л и ц а 5

Мощности, требуемые для индукционной (схема ЗП – Т – З) и обычной плавки гололеда на тросах ВЛ 110 кВ

Параметр	$\rho_3 = 7 \text{ Ом}\cdot\text{м}$	$\rho_3 = 400 \text{ Ом}\cdot\text{м}$
$P_{\text{индукц}}$, кВт/км	235	120
$P_{\text{обычн}}$, кВт/км	52	52
$P_{\text{индукц}}/P_{\text{обычн}}$	4,5	2,3
$Q_{\text{индукц}}$, кВ·А/км	735	415
$Q_{\text{обычн}}$, кВ·А/км	32	37
$Q_{\text{индукц}}/Q_{\text{обычн}}$	23	11,2

Т а б л и ц а 6

Параметры конденсаторных батарей и источников энергии при разных схемах индукционной плавки

Параметр	1П – Т – 3		3П – Т – 3	
	ρ_3 , Ом·м			
$X_{\text{КБ}}$, Ом/км	7	400	7	400
$Q_{\text{КБ}}$, кВ·А/км	0,64	0,83	0,42	0,62
$U_{\text{ист}}$, кВ/км	1060	550	720	420
$U_{\text{ист}}$, кВ/км	0,26	0,2	0,18	0,15
$P_{\text{ист}}$, кВт/км	350	165	235	120

симальный эффект, определяется как мнимая часть выражения

$$X_{\text{КБ}} = \text{Im} \left(Z_{\text{ПЗ}} - \frac{Z_{\text{М}}^2}{Z_{\text{ТЗ}}} \right).$$

Если параметры конденсаторных батарей выбраны исходя из приведенного выражения, то напряжение источника и его мощность определяются только активными потерями. Сопротивление, определяющее эти потери, есть вещественная часть того же выражения. Таким образом, задавая ток провода, можно рассчитать напряжение и мощность источника питания для случая полной компенсации индуктивного сопротивления контура. В табл. 6 приведены результаты расчетов параметров конденсаторных батарей, напряжения и мощности источника (на единицу длины участка плавки).

Полученные результаты были подтверждены расчетами на цифровых моделях схем 1П – Т – З и 3П – Т – З.

Можно подобрать компенсирующие устройства таким образом, чтобы использовать имеющиеся на подстанции источники питания с заданным напряжением. На рис. 5 построены зависимости мощности компенсирующих устройств от длины линии при двух значениях питающего напряжения $U_{\text{ист}} = 110/\sqrt{3}$ кВ и $U_{\text{ист}} = 35/\sqrt{3}$ кВ. Точка пересечения данных кривых с осью абсцисс определяет длину линии, на которой приложенное напряжение обеспечивает требуемый ток плавки без дополнительных устройств.

Выводы

Индукционная плавка гололеда на грозозащитных тросах воздушных ВЛ является важной в

практическом отношении альтернативой плавке гололеда обычными методами, при которых внешние источники энергии присоединяются непосредственно к тросам.

Такая плавка гололеда не уступает по равномерности прогрева тросов плавке гололеда обычными методами, поскольку ток, наведенный в тросе, даже при многократных заземлениях последнего сохраняет неизменность почти по всей длине ВЛ.

Индукционная плавка гололеда на тросах особенно нужна для тех ВЛ, длина которых больше удвоенной предельной длины участка плавки обычными методами, поскольку в средней части таких ВЛ при обычных методах имеется зона недоступности, в которой гололед на тросах не плавится ни с одной из примыкающих подстанций.

Вместе с тем, следует учитывать, что индукционная плавка гололеда на тросах обладает рядом особенностей и недостатков (увеличенная активная и реактивная мощности; низкий коэффициент мощности, требующий применения фазокомпенсирующих КБ; усложнение заземлений и др.), которые усложняют и удорожают процесс плавки. Для повышения эффективности индукционной плавки гололеда целесообразно осуществлять одновременно плавку гололеда на проводах и на тросах воздушных линий электропередачи.

Список литературы

1. МУ 34-70-027-82. Методические указания по плавке гололеда переменным током. М., 1983.
2. Бургсдорф В. В. Сооружение и эксплуатация линий электропередачи в сильногололедных районах. М.-Л.: Государственное энергетическое издательство, 1947.
3. Перельман Л. С. Таблицы интегралов Карсона для использования в расчетах волновых процессов в линиях с учетом земли. – Известия НИИПТ, 1965, № 11.



Опыт сбора и анализа информации об аварийных нарушениях по записям РАС

Барсуков И. В., Миронов А. В., инженеры

СРЗА ЦДУ ЕЭС России

Регистрация процессов и событий, происходящих в электроэнергетических системах при аварийных нарушениях, является необходимой и ответственной задачей диспетчерского управления.

Полученная аварийная информация главным образом используется в двух направлениях:

а) для экспертной оценки случившегося аварийного нарушения оперативным персоналом на всех уровнях диспетчерского управления, в том

числе для определения места повреждения на линиях электропередачи;

б) для анализа функционирования устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики и разработки на основе этого анализа мероприятий по совершенствованию устройств РЗ и ПА.

В течение длительного времени работа по анализу аварийных нарушений базируется на показаниях реле аварийной сигнализации и записи пере-

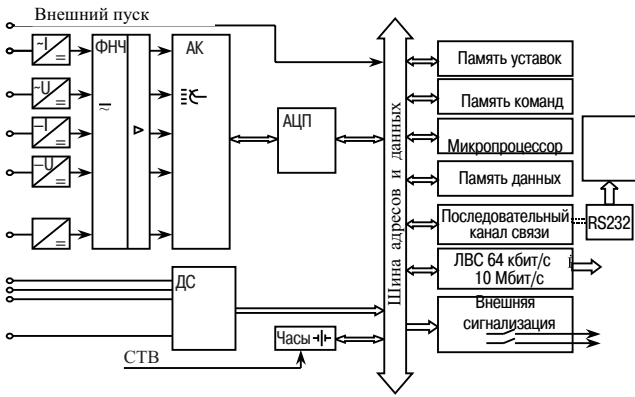


Рис. 1. Структурная схема аварийного цифрового регистратора:

ФНЧ – фильтр низких частот; АК – аналоговый коммутатор; ДС – блок дискретных сигналов; СТВ – система точного времени; ЛВС – локальная вычислительная сеть

ходных электромагнитных процессов с помощью аварийных светолучевых осциллографов, запись в которых производится на фотобумагу с последующим ее проявлением.

Опыт эксплуатации магнитографов и светолучевых осциллографов выявил ряд недостатков:

- низкую надежность;
- слабую помехозащищенность;
- большие трудозатраты на обслуживание;
- недостаточное качество записанных сигналов;
- невысокую точность и др.

Развитие цифровой техники и создание на ее основе цифровых регистраторов аварийных событий позволили поднять на качественно новый уровень систему регистрации, обработки и анализа аварийной информации, при котором происходит:

- резкое увеличение объема регистрируемых сигналов и событий;
- повышение оперативности и качества обработки аварийной информации;
- возможность детальной обработки электрических сигналов, позволяющей всесторонне исследовать электромагнитные переходные процессы и сформировать на этой основе рекомендации по совершенствованию средств РЗ и ПА;
- возможность создания эффективной интегрированной системы регистрации и обработки аварийной информации, что позволит более качественно и глубоко исследовать процессы, происходящие в ЭЭС.

Всего отечественными предприятиями разработано и внедрено с учетом модификаций около 40 различных систем цифровой регистрации аварийных сигналов. Технические характеристики и функциональные возможности этих устройств существенно различаются между собой.

Несмотря на различие аппаратно-программной реализации устройств цифровой регистрации аварийных событий, всем им присущи некоторые об-

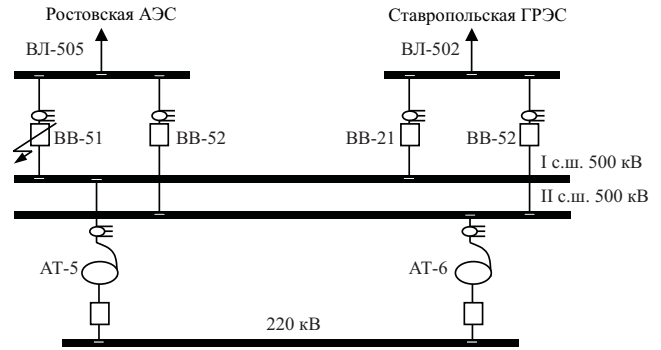


Рис. 2. ПС Тихорецкая 500 кВ

щие функции, и все они имеют общие элементы аппаратной части. На рис. 1 представлена структурная схема аварийного цифрового регистратора.

Общие функции аварийных цифровых регистраторов:

- слежение (непрерывная кольцевая запись в нормальном режиме работы контролируемых сигналов, что позволяет обеспечивать фиксацию предшествующего режима);
- автоматический пуск при любой нестационарности, входящей в зону пуска;
- запись электрических величин и их хранение в ОЗУ с привязкой ко времени и дате;
- обмен информацией с верхним уровнем по каналам связи;
- самодиагностика и сигнализация.

В качестве примера анализа событий по записям устройств ЦРАС можно рассмотреть аварию, произошедшую 4/ХІІ 1999 г. на ПС Тихорецкая 500 кВ (рис. 2).

В момент времени I (0,07 с) в колонке выключателя ВВ-51 на ВЛ-505 ПС Тихорецкая произошло КЗ фазы С. По факту замыкания сработала ДЗ ошиновки и в момент времени II (0,18 с) отключила ВВ-51. После размыкания отделителей и замыкания контактов в гасительной камере ВВ-51 вследствие наличия напряжения на ВЛ-505 КЗ возобновилось в момент времени III (0,41 с).

В период времени III – VI (0,41 – 0,67 с) вследствие обрыва нулевого провода токовых цепей на Ставропольской ГРЭС следующим образом работала защита ДФЗ-503 ВЛ-502. В момент времени IV (0,61 с) вследствие отказа избирательного органа ДФЗ со стороны СтГРЭС пусковые органы защиты излишне сработали на отключение всех трех фаз, и на ПС Тихорецкая была послана команда на отключение трех фаз без запрета ТАПВ. Отключение ВЛ-502 со стороны ПС Тихорецкая произошло в момент времени VI (0,67 с).

После возобновления КЗ фазы С выключателя ВВ-51 на ПС Тихорецкая ВЛ-505 была отключена УРОВ ВВ-51, действовавшим на отключение ВВ-52 в момент времени V (0,64 с). Отключение

ВВ-52 произошло в момент времени VII (0,73 с). Со стороны РАЭС ВЛ-505 отключилась в момент времени VIII (0,765 с).

В настоящее время наблюдается тенденция расширения функций регистраторов и использования их для контроля за текущим состоянием энергообъектов и для диагностики первичного высоковольтного оборудования. Началось внедрение цифровых систем защиты, автоматики, контроля, управления и диагностики, обладающих большими возможностями в части получения и передачи информации с энергообъектов на любые уровни диспетчерского управления. Назрела необходимость систематизации сбора и передачи информации новыми устройствами на всех уровнях диспетчерского управления – от энергообъекта до ЦДУ ЕЭС.

На рис. 3 представлен в общем виде вариант структурной схемы регистрации аварийных и текущих параметров энергообъекта.

Системы регистрации и передачи на различные уровни диспетчерской иерархии аварийных нарушений в электрической части ЭЭС получили широкое распространение в энергосистемах России в последние годы. Количество новых устройств, уже находящихся в эксплуатации, исчисляется тысячами. В основном это устройства серийного выпуска, имеющие различные варианты и модификации, улучшающиеся по результатам опыта эксплуатации, а также в связи с совершенствованием микропроцессорной техники.

Построение систем сбора и передачи данных осложняется тем, что устройства цифровой регистрации событий каждого из производителей записывают данные в своем уникальном формате. Для обработки и анализа таких данных требуется специальное ПО, поставляемое производителем ЦРАС. При наличии в системе устройств нескольких производителей необходимое ПО может занимать значительный объем памяти и ресурсов ПЭВМ. Кроме того, от персонала служб РЗА требуется умение пользоваться ПО, поставляемого с каждым видом устройств ЦРАС.

Для обмена и анализа данных, записанных устройствами ЦРАС различных производителей, необходим единый формат представления данных. В 1991 г. был разработан стандарт COMTRADE, который определял общий формат для хранения цифровых записей переходных процессов. В этом формате запись состоит из трех файлов: текстово-

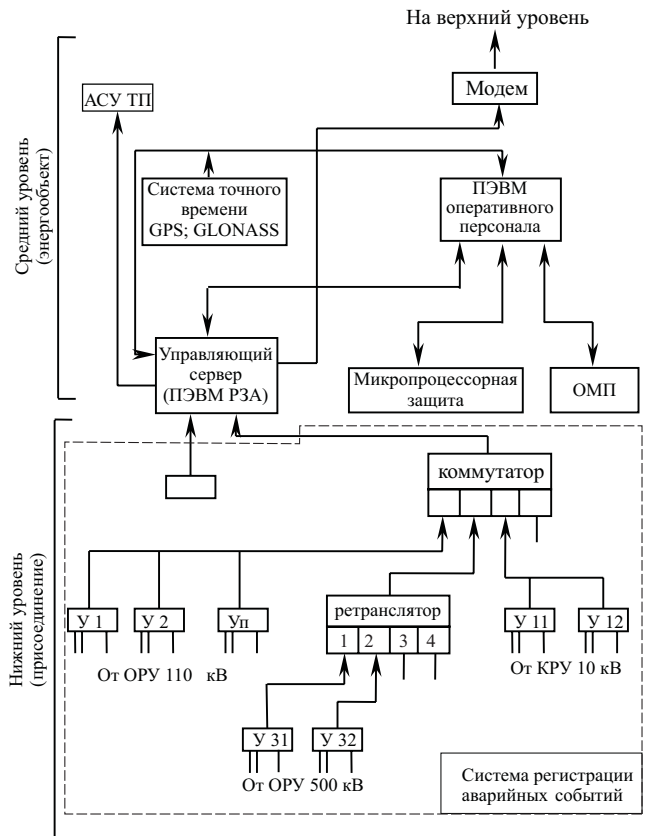


Рис. 3. Структурная схема регистрации аварийных и текущих параметров энергообъекта

го файла заголовка, файла конфигурации и файла данных.

При эксплуатации системы сбора данных регистраторами “Черный ящик” (НТЦ “ГОСАН”, г. Москва) и “АУРА” (предприятие “Свей”, г. Екатеринбург) обнаружено, что файлы осциллограмм, записанные в формате COMTRADE, часто слишком велики для передачи по ныне существующим каналам связи из-за низкой пропускной способности каналов. Тем же недостатком обладают файлы осциллограмм, записанные в индивидуальных форматах некоторых устройств ЦРАС.

Таким образом, можно сформулировать требования, предъявляемые к записи событий устройствами ЦРАС:

возможность автоматической записи событий в едином формате (COMTRADE);

автоматическая архивация данных для хранения и передачи на другие уровни диспетчерской иерархии.

Релейная защита линий 110 – 220 кВ при разрывах фаз

Маруда И. Ф., инж.

АО Волгоградэнерго

Такие нарушения нормального режима, как разрывы фаз на линиях, возникающие в результате неполнофазных коммутаций, разрывов шлейфов проводов, нарушений контактов и по другим причинам, в настоящее время не обеспечены релейной защитой.

Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [1] релейная защита при разрывах фаз не предусматривается и к защитам линий предъявляются требования, чтобы они были отстроены по принципам действия или параметрам срабатывания от неполнофазного нагрузочного режима [2].

Однако на практике эти требования часто оказываются невыполнимыми, а в отдельных случаях и нецелесообразными.

Например, обеспечивая дальнейшее резервирование в сетях, во многих случаях появляются такие ступени токовых защит нулевой последовательности (НП), которые оказываются затем чувствительными к токам НП при разрывах фаз на линиях в нагрузочных режимах. И поэтому их следует оценивать с точки зрения разрывов фаз, чтобы они обладали в них селективностью, не приводили к излишним отключениям или обесточению потребителей.

В ряде случаев полезной может оказаться сигнализация о появлении разрывов фаз на линиях.

В Волгоградэнерго в 2000 г. имели место два случая неселективного действия релейной защиты линий 110 – 220 кВ при разрывах фаз.

В первом случае при разрыве фазы на одной из параллельных линий 220 кВ Арчеда 1, Арчеда 2 отключились обе линии направленными четвертыми ступенями токовых защит НП, что значительно снизило надежность электроснабжения района.

Во втором случае разрыв фазы был на одной из двух линий связи 110 кВ Камышинской ТЭЦ с системой. Релейной защитой разрыв фазы не был выявлен и сигнализация о нем отсутствовала. Поэтому при выводе в ремонт другой линии связи произошло отделение Камышинской ТЭЦ от системы токовой защитой НП с погашением потребителей и тяжелыми последствиями для ТЭЦ.

Сигнализация о наличии разрыва фазы здесь была бы полезной.

В обоих случаях релейная защита на линиях от таких видов повреждения, как разрывы фаз, была необходима.

Далее излагаются предложения по выполнению такой защиты.

Из признаков, характеризующих разрывы фаз (появление несимметричных составляющих токов и напряжений, отсутствие тока в фазе с разрывом и др.) релейную защиту при разрывах фаз предлагается выполнять, используя токи и напряжения нулевой последовательности.

По току это должна быть ступень с чувствительной уставкой, включенная совместно с устройствами, обеспечивающими ее селективность. К ним относятся:

1. *Реле направления мощности.* Расчеты показывают, что в протяженных распределительных сетях 110 – 220 кВ реле направления мощности, как правило, обеспечивает селективность чувствительных ступеней токовых защит НП линий к разрывам фаз. В местах, где реле направления мощности типа РБМ-178 находится на грани чувствительности, полезной может оказаться замена его на более чувствительное реле типа РМ12.

2. В случаях, когда селективность токовых ступеней с помощью реле направления мощности обеспечить не удастся, предлагается *включать их с селективным органом.* Это случаи на ПС с мощными источниками питания, когда напряжение НП на шинах при разрывах фаз на линиях настолько мало, что реле направления мощности с блокирующим сигналом не срабатывает и на неповрежденной линии не выводит чувствительную ступень из действия, в результате чего она отключается неселективно одновременно с линией с разрывом.

По этой причине имело место отключение параллельных линий 220 кВ Арчеда 1, Арчеда 2.

По принципу действия селективный орган обладает избирательностью по току. При включении плечами на токи НП присоединений в нем сравниваются по абсолютному значению токи присоединений и в плече с наибольшим значением тока срабатывает исполнительный орган, вводит защиту этого присоединения, защиты остальных присоединений блокируются несработанными исполнительными органами в их плечах [3].

Устройства селективного органа, разработанные в Волгоградэнерго, имеют чувствительность 0,1 и 0,2 А. Она достаточна для самых чувствительных ступеней в 60 (40) А – первичных или $(0,1 \div 0,05) I_n$ вторичных [4].

Рассмотрим примеры выполнения защиты с селективным органом.

1. **Параллельные линии.** На рис. 1 приведена принципиальная схема включения чувствитель-

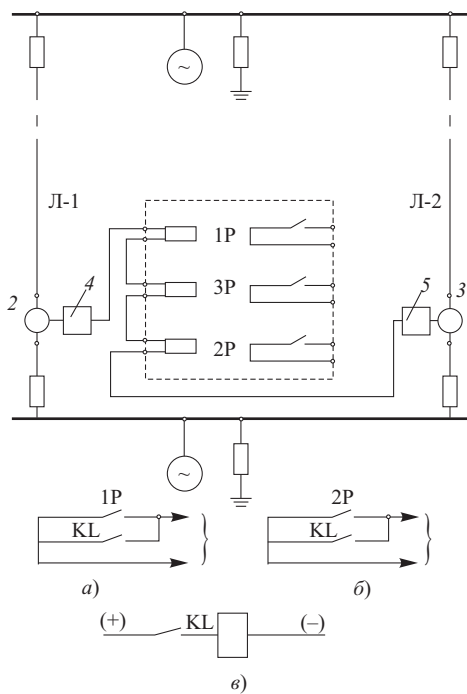


Рис. 1. Принципиальная схема включения чувствительных ступеней токовых защит НП параллельных линий с селективным органом:

1 – селективный орган; 2, 3 – трансформаторы тока линий; 4, 5 – токовые защиты НП линий; а, б – в цепи работы чувствительной ступени токовой защиты НП линий Л-1, Л-2; в – реле-повторитель исполнительного органа плеча 3P селективного органа

ных ступеней токовых защит НП параллельных линий с селективным органом.

В защите селективный орган содержит три плеча: первое и второе включены на токи нулевой последовательности линий и третье на их сумму (магнитную или электрическую).

Правильная работа чувствительных ступеней токовых защит линий селективным органом обеспечивается следующим образом:

а) при разрывах фаз: в линии с разрывом протекает полный ток НП, в неповрежденной параллельной – доля тока, в третьем плече протекает разность токов линий, которая по значению также меньше тока линии с разрывом и в результате сравнения токов в селективном органе срабатывает исполнительный орган плеча линии с разрывом и вводит ее чувствительную ступень в действие, чувствительная ступень неповрежденной линии блокируется;

б) при коротком замыкании в зоне резервирования защиты: при КЗ в смежной сети в линиях протекают одинаковые токи, в третьем плече селективного органа протекает сумма токов обеих линий.

В селективном органе срабатывает исполнительный орган третьего плеча и вводит в действие одновременно чувствительные ступени защит обе-

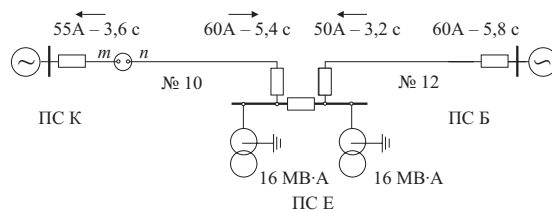


Рис. 2. Схема подстанции 110 кВ Волгоградэнерго, расположенной между двумя подстанциями с мощными источниками:

mn – разрыв фазы

их линий, аналогично действию при включении их с реле направления мощности.

Отключение линии при разрыве фаз достаточно производить с одной стороны. Однако в общем случае вопрос, выполнять релейную защиту с одной или двух сторон параллельных линий, решается исходя из результата анализа поведения чувствительных ступеней защит смежных сетей при разрыве фаз на параллельных линиях.

2. Распределительные сети. На рис. 2 приведен пример подстанции 110 кВ Волгоградэнерго, расположенной между подстанциями с мощными источниками. По режиму сеть характеризуется наличием перетока мощности через ПС Е. При разрывах фаз на линиях № 10 и 12 напряжение нулевой последовательности на шинах ПС Е мало и не обеспечивает работу реле направления мощности с блокирующим сигналом в защитах линий и селективность последних поэтому ими не обеспечивается.

Рассмотрим пример отключений при разрыве фаз на линии в этой сети.

До выполнения релейной защиты при разрывах фаз:

при разрыве фазы на линии № 10 срабатывает и отключает линию № 12 IV ступень защиты на ПС Е с уставкой 50 А – 3,2 с, как имеющая в транзите наименьшую выдержку времени. Следующей отключается на ПС К линия с разрывом № 10 от нагрузочного тока двух трансформаторов ПС Е (нейтрали трансформаторов заземлены). В результате оказалась излишне погашенной ПС Е.

Селективное отключение будет достигнуто, если на линиях 110 кВ ПС Е выполнить релейную защиту при разрывах фаз.

На рис. 3 приведена принципиальная схема включения чувствительных ступеней токовых защит НП с селективным органом линий на ПС со схемой “Мостик с выключателями в цепях линий”.

Селективный орган имеет два плеча, которыми включается на токи НП линий. Токи в линиях отличаются друг от друга на величину токов нейтралей трансформаторов, что обеспечивает работу селективного органа по выбору поврежденной линии.

Именно так выполняется защита на ПС Е.

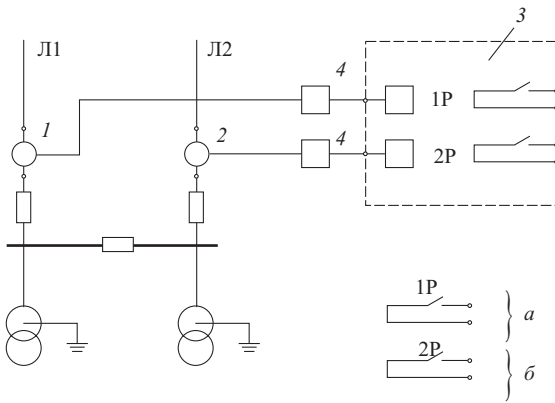


Рис. 3. Принципиальная схема включения чувствительных ступеней токовых защит НП с селективным органом линий на ПС со схемой “Мостик с выключателями в цепях линий”:

1, 2 – трансформаторы тока защит линий; 3 – селективный орган; 4 – токовые защиты НП линий

После выполнения релейной защиты при разрывах фаз на ПС Е: при том же разрыве на линии № 10 ток НП в линии № 12 на ПС Е меньше тока линии № 10 и селективным органом будет блокирована IV ступень токовой защиты линии № 12 и введена IV ступень линии № 10.

По времени IV ступень защиты линии № 10 сработает раньше на ПС К и неполнофазный режим работы линии ликвидируется, что предотвращает погашение ПС Е.

3. Пример выполнения защиты с действием на сигнал. На рис. 4 приведена принципиальная схема релейной защиты линий 110 кВ при разрыве фаз на Камышинской ТЭЦ (Волгоградэнерго).

На линиях связи 110 кВ ТЭЦ с системой предложено выполнить такую защиту с использованием устройства релейной защиты при разрыве фаз. Устройство содержит два токовых реле и селективный орган, включенные на токи нулевой последовательности линий.

Для расширения зоны действия защиты уставка токовых реле принимается минимально возможной $(0,05 \div 0,1)I_n$. При появлении разрыва защита выявляет его и подает сигнал.

Аналогичным образом может быть выполнена защита с использованием реле направления мощности, где они обеспечивают селективность.

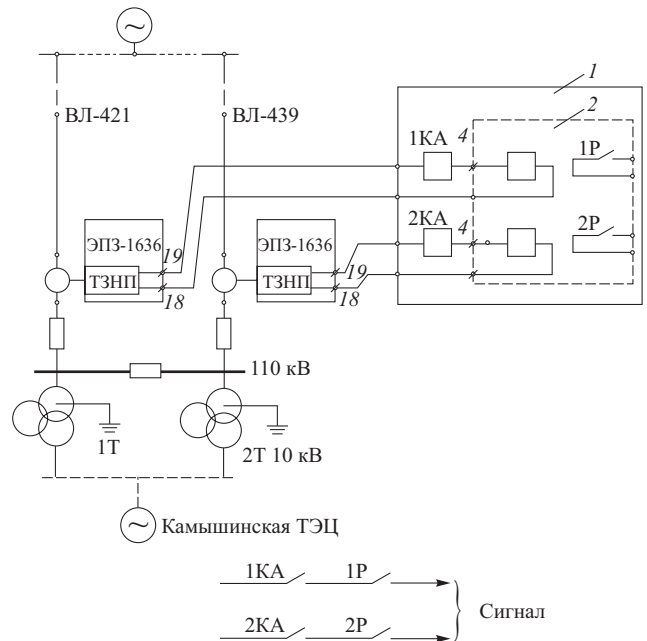


Рис. 4. Принципиальная схема релейной защиты линий 110 кВ при разрывах фаз на Камышинской ТЭЦ:

1 – устройство релейной защиты линий при разрывах фаз; 2 – селективный орган

Выводы

1. Целесообразно рассмотреть и внести в ПУЭ положение о необходимости выполнения на линиях 110 – 220 кВ селективной релейной защиты при разрывах фаз, предотвращающей тяжелые последствия при разрывах фаз.

2. В качестве релейной защиты линий при разрывах фаз могут использоваться чувствительные ступени токовых защит нулевой последовательности, включенные с реле направления мощности или селективным органом, или устройства релейной защиты при разрывах фаз.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. М.: Энергоатомиздат, 1985.
2. Чернин А. Б. Вычисление электрических величин и поведение релейной защиты при неполнофазных режимах в электрических системах. М.-Л.: ГЭИ, 1963.
3. Маруда И. Ф. Токовые защиты нулевой последовательности автотрансформаторов. – Электрические станции, 1997, № 6.
4. Руководящие указания по релейной защите “Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110 – 500 кВ”. М.: Энергия, 1980.


Дворец Спорта
Ростов-на-Дону

27 февраля
1 марта

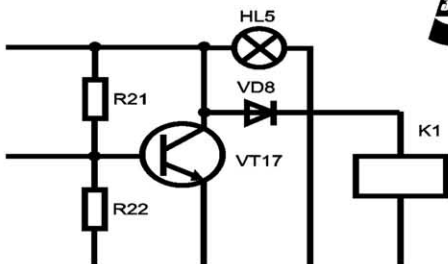
ЭЛЕКТРО 2002
Электротехника
и Энергетика

Информационная поддержка

Компания **Groteck**



Организатор:



(8632) 670 - 433, 679 - 106

E-mail: expo-don@aaanet.ru

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

О контроле состояния и настройке щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов

Попов И. Н., Зражевский С. М., Калмыков А. В., инженеры

НИИЭлектромаш – ООО “Научно-производственная фирма “ЭЛИСА”, Санкт-Петербург

Обслуживание щеточно-контактных аппаратов на электростанциях России должно основываться на “Типовой инструкции по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше” [1], введенной в действие с 01/VI 2000 г.

Первые два пункта этой типовой инструкции определяют главную задачу обеспечения основной функции ЩКА и его безаварийной работы:

“1.1. Оптимальная настройка работы щеточно-контактного аппарата (ЩКА) и его регулирование в процессе эксплуатации заключается в обеспечении максимально равномерной загрузки по току каждой из параллельно включенных электрощеток.

1.2. Измерение уровня тока каждой из параллельно включенных электрощеток следует производить с помощью клещей-индикаторов постоянного тока или специально оттарированного милливольтметра постоянного тока (приложение 1).”

“2.2.3. Не реже одного-двух раз в неделю в дневное время ремонтный персонал электроцеха обязан для каждого из обслуживаемых генераторов:.... производить регулирование распределения тока между щетками, стремясь по возможности к равномерной загрузке их током. Следует считать достаточным для прекращения регулирования достижение отношения уровней токов максимально и минимально нагруженных щеток 4:1. Не следует допускать работы щеток марки ЭГ-4 с током более 80 А, 6110М и ЭГ2АФ с током более 100 А.”

Многочисленные поездки на различные электростанции показали, что эти два пункта инструкции нигде не соблюдаются. Кроме того, пункты инструкции, касающиеся контроля усилия нажатия щеток, на станциях также не выполняются. Часто это требование нельзя выполнить из-за конструктивных особенностей ЩКА конкретного генератора.

Можно сделать достоверное заключение, что настройка и контроль работы такого ответственного узла, как ЩКА, совершенно не обеспечено технически и отдано под ответственность слесарям, имеющим “набитую руку” и интуитивно чувствующим ЩКА. Руководство электроцехов полностью полагается на их опыт и ответственность. Объективной оценки качества работы нет.

Следует отметить, что число отказов турбогенераторов из-за нарушения работы ЩКА до 1986 г., т.е. в период систематического документирования всех аварий, сохранялось из года в год на высоком уровне и в среднем составляло 10% общего числа отказов [2]. В настоящее время происходит постепенное снижение квалификации обслуживающего персонала, падает техническая культура.

Эти факторы закономерно приводят к авариям, в том числе обусловленным ЩКА. Из известных нам случаев последних лет можно отметить аварию на ГРЭС в Грузии, где произошло расплавление контактных колец.

Аварии на щеточно-контактных аппаратах совсем не свидетельствуют о плохом качестве щеток или некачественном изготовлении этого узла генератора. При расследовании таких аварий совершенно не принимается во внимание уровень обслуживания конкретного ЩКА в период эксплуатации. Качество обслуживания не подвергается сомнению по той простой причине, что проконтролировать его невозможно.

Совершенно очевидно, что основной и чуть ли не единственной характеристикой качества настройки и обслуживания ЩКА является равномерность токораспределения.

В настоящее время практически на всех электростанциях “постсоветского” пространства, где эксплуатируются генераторы с щеточно-контактными аппаратами, настройка ЩКА оценивается по одинаковости усилия нажатия щеток. При этом предполагается коррелированная равномерность токораспределения. Мало того, что сила прижатия не контролируется прибором, полностью выпадают из контроля такие факторы, как состояние контакта между клеммой щетки и траверсой ЩКА, неравномерность характеристик установленных щеток, состояние поверхности контактного кольца и другие факторы. Это приводит к тому, что реальное токораспределение ЩКА не коррелирует с распределением усилий нажима щеток и носит случайный характер. Об этом свидетельствует приборный контроль токораспределения ЩКА, проведенный на многих (более 20) электростанциях.

Контроль токораспределения ЩКА во всех приводимых далее примерах проводился с помо-

щью специального прибора для контроля тока щеток ПКТЩ, разработанного ООО “Научно-производственная фирма “ЭЛИСА” (Патент РФ № 2157033). Прибор работает как токовые клещи постоянного тока, кроме того, имеет большую энергонезависимую память, позволяющую сохранить значения токов щеток 15 генераторов (до 100 щеток на полюсе). Записанные данные легко переносятся в любой компьютер для последующего анализа. Результаты контроля могут быть распечатаны в виде протокола, на котором выведены измеренные значения токов каждой щетки в виде таблицы и гистограммы, а также результаты статистической обработки токораспределения. Одновременно на протоколе выводятся рассчитанная сумма всех щеток, а также средний ток щетки на полюсе и некоторые комментарии.

Картина токораспределения щеточно-контактного аппарата, получаемая на компьютере, позволяет объективно оценить качество обслуживания ЩКА и своевременно провести необходимые мероприятия.

19 мая 2000 г. во время посещения Литовской ГРЭС в г. Электренай был проведен контроль состояния ЩКА генератора ТГ-1. Из девяти генераторов, имеющихся на станции, в тот момент работал один. Результаты контроля, приведенные на соответствующем протоколе, оказались шокирующими для обслуживающего персонала станции. На каждом полюсе – 56 щеток. На одном полюсе половину тока несли 4 щетки, 19 – практически нулевые; на втором полюсе половину тока несли 7 щеток, 23 – нулевые. При проведении контроля ток некоторых щеток превышал 250 А. Достоверность полученных результатов не вызвала сомнения. Ограниченность времени не позволила провести немедленную приборную настройку ЩКА. Было проведено обсуждение полученных результатов, выданы рекомендации по обслуживанию ЩКА.

Вскоре руководство станции приняло решение перенести нагрузку на другой генератор, предварительно подготовив и настроив ЩКА с учетом полученных рекомендаций.

16 июня во время повторного посещения Литовской ГРЭС был проведен контроль состояния ЩКА генератора ТГ-2, введенного в работу вместо ТГ-1. Настройку ЩКА можно было оценить как хорошую на одном полюсе и удовлетворительную на втором.

Следует отметить, что на всей территории б. Советского Союза на электростанциях используются одни и те же эксплуатационные инструкции и ситуация с настройкой и обслуживанием ЩКА одинакова.

В качестве примера можно привести обследование состояния настройки ЩКА на всех генераторах одной из ТЭЦ Ленэнерго 6 апреля 2000 г.

Обслуживание ЩКА всех генераторов станции проводится одним слесарем, имеющим многолетний опыт. Качество настройки ЩКА большинства генераторов станции можно оценить как “хорошее”, однако обнаружилось заметное различие в настройке ЩКА генераторов. Измерения показали неудовлетворительную настройку ЩКА на некоторых полюсах генераторов. Была сделана попытка провести коррекцию настройки путем некоторого подгужения “нулевых” щеток (изменением нажатия пружины при одновременном контроле тока щетки). В некоторых случаях откорректировать настройку удалось. В то же время было обнаружено, что во многих случаях “передерживание” и поджим “нулевой” щетки не приводит к появлению на ней тока. После анализа ситуации оказалось, что наблюдается полная потеря электрического контакта между клеммой поводка щетки и тоководущей консолью (траверсой) ЩКА. После снятия такой щетки, зачистки места контакта и установки щетки на место она взяла на себя токовую нагрузку.

Приведенный пример показывает, что выполнение эксплуатационных инструкций даже при большом опыте не обеспечивает нормативное качество настройки ЩКА и не гарантирует безаварийную работу генератора в целом. Это объясняется тем, что эксплуатационные инструкции не обязывают приборный контроль настройки, хотя “Типовая инструкция” [1] предписывает использовать токовые клещи.

Можно подвергать сомнению некоторые положения инструкции (например, требование “отношение уровней токов максимально и минимально нагруженных щеток 4:1” не соблюдается ни на одном из обследованных генераторов, ни на одной станции). В то же время, эксплуатация такого ответственного узла, каким является щеточно-контактный аппарат генератора, должна обеспечиваться хотя бы минимальным приборным контролем и качество его работы должно оцениваться количественно. Вибрация подшипников, давление масла, температура, влажность водорода и прочие эксплуатационные характеристики всех систем и узлов генератора основаны на объективном приборном контроле и нормированы. Действующие на станциях инструкции по обслуживанию щеточно-контактных аппаратов не ориентированы на приборный контроль правильности регулирования, поэтому настройка и контроль щеточно-контактного аппарата повсеместно ведутся “мануальным” методом, т.е. вручную.

Во время посещения электростанций выявилась очень тревожная тенденция снижения технической культуры станционного руководящего звена. Иногда отсутствие эксплуатационной инструкции для ЩКА конкретного генератора позволяет руководству электроцеха станции оправдывать пассивную позицию в вопросах обеспечения эксп-

луатационной надежности оборудования. Так, например, на одной из станций начальник электроцеха заявил, что действующая в то время типовая инструкция по обслуживанию ЩКА не имеет отношения к генераторам его станции, так как их мощность меньше 165 МВт.

Кажущаяся нормальная работа ЩКА генераторов в последние годы обусловлена снижением электрической нагрузки на генераторах, что привело к появлению ресурсного запаса узлов генератора.

По нашему мнению, при разработке новых эксплуатационных инструкций необходимо опираться на “Типовую инструкцию” и одновременно ориентироваться на современные методы диагностики и на активное применение средств вычислительной техники.

Прибор для контроля тока щеток (любые токовые клещи постоянного тока) должен быть обязательным на каждой станции. Обязательным должно быть компьютерное документирование результатов контроля. При этом не имеет значения, какое используется программное обеспечение и каким образом заносятся результаты контроля в память ЭВМ. Также не имеет значения класс точности прибора для контроля тока. Как показала практика, ток конкретной щетки – величина нестабильная в течение короткого времени. Главным показателем точности прибора должно быть совпадение суммы измеренных им токов щеток с током ротора по показаниям прибора на главном щите (в случае изолированных щеткодержателей).

На основе опыта приборного контроля состояния настройки щеточно-контактных аппаратов различных генераторов можно предложить общие подходы к диагностике и оценке качества настройки.

Технической функцией щеточно-контактного аппарата является равномерное распределение токовой нагрузки по поверхности контактного кольца генератора. Конструкция щеточно-контактного узла генератора и число щеток определяются, в первую очередь, мощностью генератора (максимальным током ротора). Чем мощнее генератор, тем больше ток ротора, тем больше щеток в щеточно-контактном узле. Средняя плотность тока подвижного контакта, на которую рассчитаны щетки, составляет 10 А/см^2 . Электрофизические процессы, происходящие в щеточном узле, практически не зависят от типа генератора, поэтому и общие подходы в оценке его настройки должны быть едиными для всех типов генераторов.

Настройка щеточно-контактного аппарата должна сводиться к попытке обеспечения одинакового тока всех щеток. Одинаковый ток каждой щетки – это средний ток щетки, который равен току ротора, деленному на число щеток на полюсе. Если ток конкретной щетки точно равен среднему току, то можно предположить, что для нее точно обеспечены все необходимые условия для нормальной ра-

боты. Если ток конкретной щетки отличается от среднего тока, то для нее конкретно и для щеточно-контактного аппарата в целом не обеспечены одинаковые и оптимальные условия токопрохождения. Степень отклонения тока конкретной щетки от среднего значения есть основная численная характеристика точности настройки конкретной щетки и ЩКА в целом. Так как в процессе токораспределения одновременно принимают участие все щетки полюса и каждая щетка оказывает влияние на все остальные, то при оценке качества настройки ЩКА необходимо использовать методы статистического анализа, хотя бы в минимальном виде.

Для оценки качества настройки щеточно-контактного аппарата генератора необходимы следующие его характеристики:

- число щеток на каждом полюсе ЩКА;
- номинальный и допустимый ток конкретного типа щеток (по данным завода-изготовителя);
- ток ротора (по показаниям прибора на главном щите);
- гистограмма токораспределения по щеткам (номер щетки – ток щетки);
- статистика токораспределения (ток щетки – число щеток с таким током).

Ток ротора и число щеток необходимы для расчета среднего тока щетки в данном режиме работы генератора и последующего сравнения с ним статистики токораспределения. Допустимый ток данного типа щеток позволяет оценить запас надежности или степень опасности ненормального режима.

Качественную оценку настройки щеточно-контактного аппарата, не привлекая математический аппарат статистического анализа, можно сделать по внешнему виду картин статистики токораспределения и гистограммы токораспределения.

С теоретической точки зрения идеальной картиной токораспределения является такая, при которой все щетки несут средний ток. При этом гистограмма токораспределения представляет собой горизонтальную прямую на уровне среднего тока, а статистика – один вертикальный столбик, высота которого равна общему числу щеток полюса ЩКА (рис. 1).

Идеальной картиной токораспределения с технической точки зрения, с учетом статистического разброса характеристик щеток, неравномерности прижима щеток и других аналогичных факторов, является нормальное распределение, т.е. симметричная колоколообразная кривая с максимумом точно равным среднему току и полным отсутствием нулевых щеток (щеток, не несущих токовой нагрузки). При этом гистограмма токораспределения будет представлять набор столбиков, незначительно отличающихся по высоте от среднего тока. Такая настройка щеточно-контактного аппарата мо-

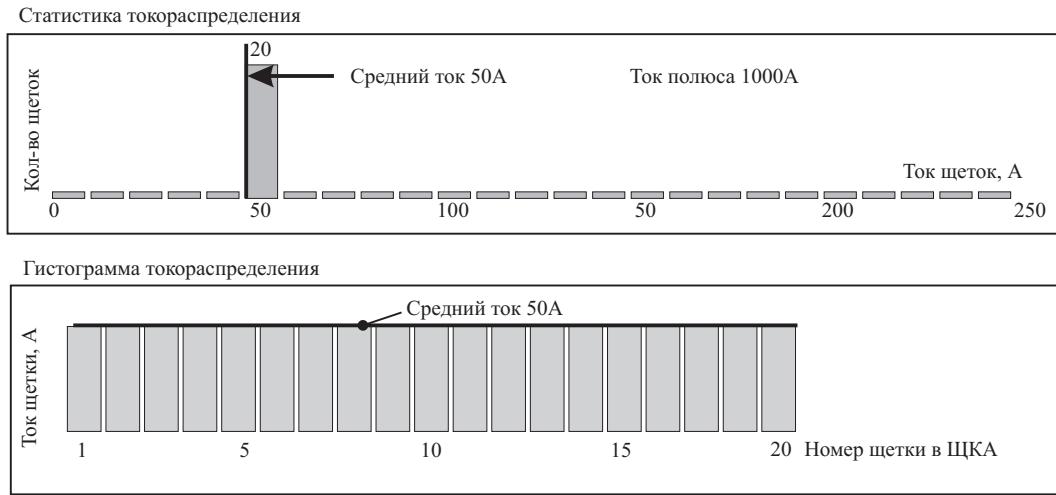


Рис. 1. Гистограммы теоретически идеального токораспределения ЩКА

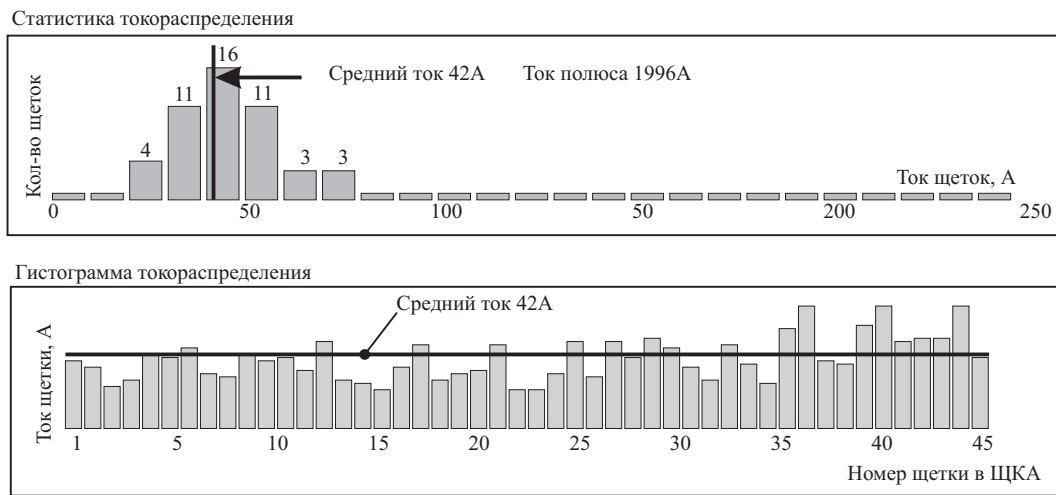


Рис. 2. Пример гистограмм отличного токораспределения ЩКА

жет быть оценена “отлично” и безаварийная работа узла может быть гарантирована (рис. 2).

Хорошей настройкой ЩКА можно назвать такую, при которой наблюдается небольшое отклонение вершины “колокола” статистического распределения в любую сторону от значения среднего тока щетки, а также наличие единичных нулевых щеток и щеток с большим током, допустимым по заводским характеристикам для конкретного типа щетки (рис. 3).

Важна форма кривой, огибающей гистограмму статистической обработки токораспределения. Колоколообразная форма кривой с шириной 40 А говорит о сравнительно одинаковом прижиме щеток, стабильности процессов, происходящих в подвижном контакте (щетка-кольцо). Значительное уширение кривой токораспределения, появление на ней нескольких максимумов говорят о большом различии настройки щеток, неравномерности токовой, механической и тепловой нагрузок по поверхности контактного кольца.

Если картина статистики токораспределения не имеет определенной формы с выраженным максимумом, а значения токов отдельных щеток не выходят за допустимые пределы, настройку ЩКА можно оценить как “удовлетворительную”. Такие случаи встречаются при работе генератора в режиме недогрузки (с токами ротора ниже номинального). Гарантировать надежную работу узла при такой настройке нельзя (рис. 4).

Если картина статистики токораспределения имеет форму экспоненты с максимумом в нуле, т.е. максимальное число щеток несет ток меньше 10 А, такое состояние ЩКА должно оцениваться как “неудовлетворительное” и требующее обязательной диагностики и соответствующего обслуживания. Безаварийность работы узла обусловлена только сниженным током ротора, и повышение тока может привести к появлению нештатных ситуаций в работе ЩКА (рис. 5).

Как уже говорилось, форма огибающей кривой результатов статистического анализа токораспре-

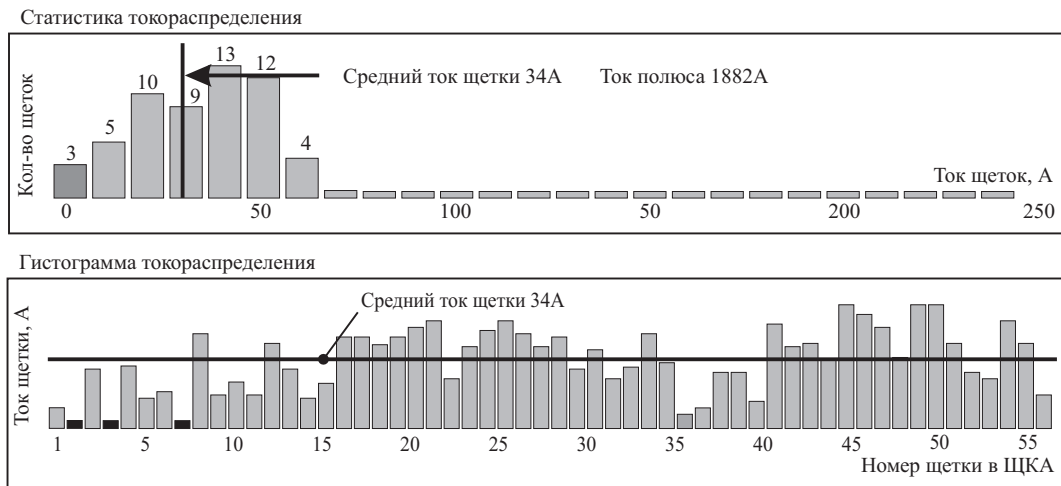


Рис. 3. Пример гистограмм хорошего токораспределения ЩКА

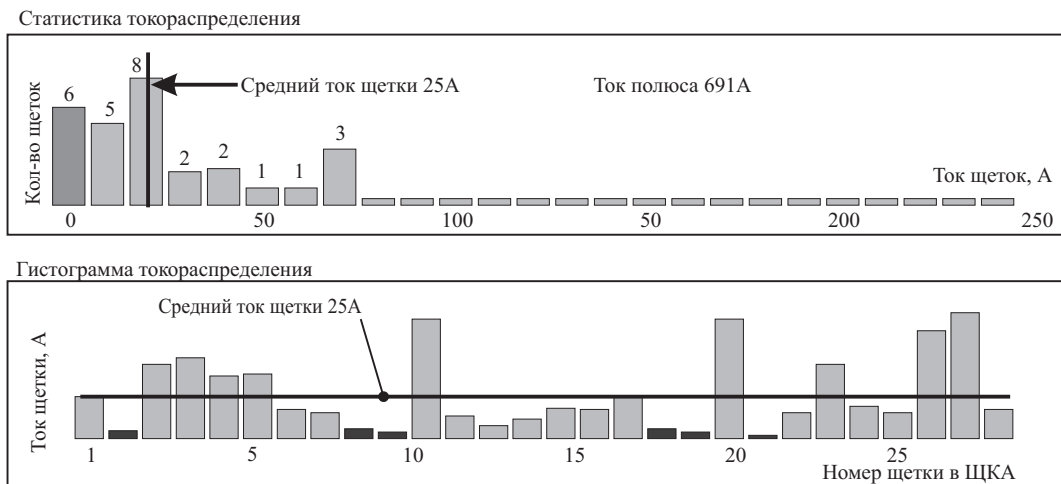


Рис. 4. Пример гистограмм удовлетворительного токораспределения ЩКА

деления характеризует общее состояние настройки узла. Колоколообразная форма статистики токораспределения при отсутствии нулевых щеток характеризует в первую очередь хорошую регулировку прижима щеток. В то же время необходимо обращать внимание на форму гистограммы токораспределения. Если гистограмма токораспределения имеет выраженные периодические максимумы или ступеньки при равномерной настройке прижима щеток, необходимо обратить внимание на состояние контактных колец (состояние поверхности, профиль, вибрацию) (рис. 6).

При компьютерной обработке результатов контроля токораспределения легко установить нормативные численные характеристики. Можно, например, использовать предложенный в [2] коэффициент вариации тока, оптимизировав критериальные диапазоны.

Процесс настройки щеточно-контактного аппарата генератора с применением автоматизированного контроля токораспределения должен проводиться в несколько этапов.

1. *Настройка ЩКА традиционным методом*, т.е. обеспечение одинакового нажатия всех щеток. Этот этап необходимо проводить без контроля тока. Осуществление токового контроля на первом этапе делает процесс длительным и может замаскировать некоторые дефекты (например, неоднородность состояния поверхности контактного кольца).

2. *Снятие картины токораспределения щеточно-контактного аппарата*. При этом важно не изменять настройку щеток, даже если токовые параметры какой-то из них значительно выходят за пределы допустимых.

Во-первых, необходимо помнить, что изменение тока одной из щеток изменяет всю картину токораспределения и неизбежно искажает истинную картину токораспределения. Во-вторых, изменение картины токораспределения во время контроля не позволяет оценить объективность и точность измерительного прибора, так как основным критерием точности проводимого контроля является сравнение суммарного тока щеток полюса с пока-

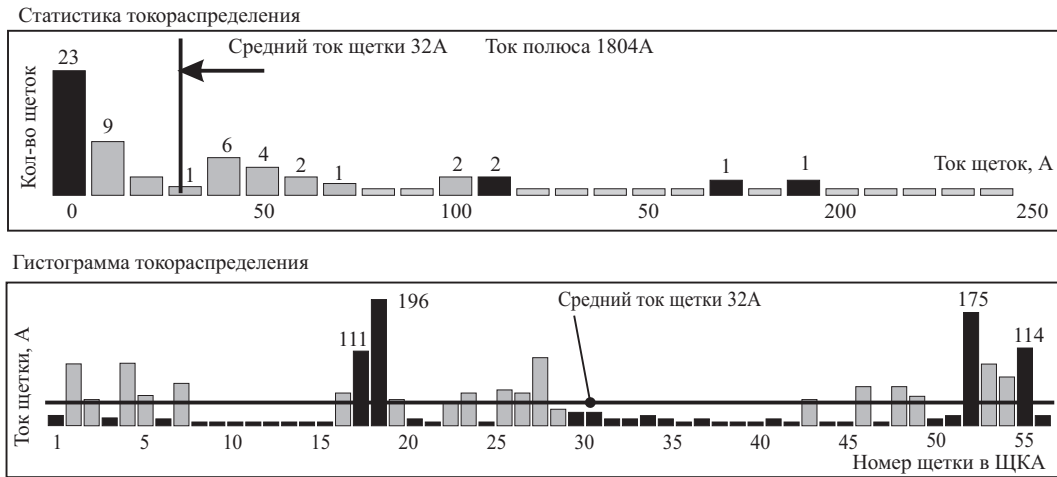


Рис. 5. Пример гистограмм неудовлетворительного токораспределения ЩКА

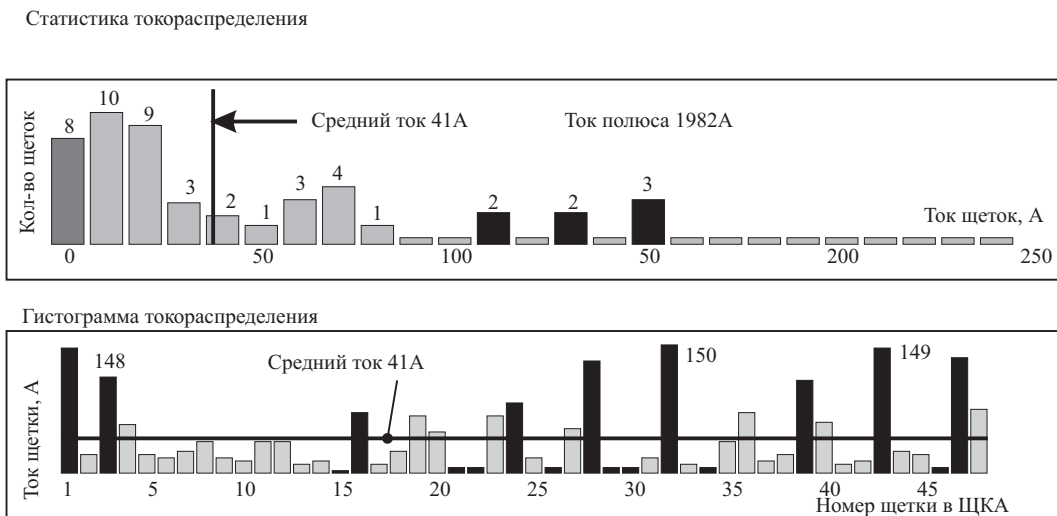


Рис. 6. Пример токораспределения ЩКА с периодической неравномерностью на гистограммах

заниями тока ротора по прибору на главном щите. В крайнем случае, необходимо сначала записать всю картину токораспределения, а затем отрегулировать критическую щетку.

3. *Автоматизированная обработка результатов контроля.* Необходимо занести данные измерений токов щеток в компьютер, представить их в виде гистограмм токораспределения и статистической обработки и распечатать результаты. Сравнить картины токораспределения с описанными ранее, сделать вывод о настройке ЩКА и принять решение о необходимости регулирования ЩКА.

4. *Проведение дополнительного регулирования щеточно-контактного аппарата* проводится по результатам автоматизированного контроля (распечатанная гистограмма токораспределения должна быть взята в машзал) с применением прибора для контроля тока щеток.

Во-первых, необходимо выяснить причину отсутствия тока на отдельных щетках (предполагается, что предварительно их нажатие отрегулирова-

но) и загрузить эти щетки. Во-вторых, необходимо увеличить нагрузку на слабозагруженных щетках повышением их нажатия. При этом нет необходимости доводить их ток точно до среднего, так как регулировка нажатия достаточно грубая, кроме того, требуется некоторое время для приработки щетки при новом усилии прижима. В-третьих, не следует сразу заниматься щетками с максимальным током. Это щетки с наилучшими характеристиками токопроводности. К ним следует вернуться (по необходимости) после приработки отрегулированных щеток.

5. *Вторичный контроль токораспределения* проводится через несколько минут после окончания дополнительной регулировки щеток, что необходимо для приработки щеток и стабилизации процесса токораспределения. Вторичный контроль необходим для оценки качества настройки ЩКА и эффективности проведенных регулировочных мероприятий. Вторичный контроль проводит-

ся так же, как и первый, без регулирования нажатия щеток.

6. Автоматизированная обработка результатов настройки ЩКА проводится после занесения данных вторичного контроля токораспределения в память персональной ЭВМ и представления их в виде гистограмм токораспределения и статистической обработки. При этом осуществляется оценка эффективности регулировочных мероприятий. Если настройка ЩКА оценивается как хорошая, следующее изменение регулировки щеток проводится через установленное время только после контроля токораспределения.

После проведения следующего контроля токораспределения необходимо сравнить его с предыдущим и зафиксировать номера щеток, требующих регулировки. Периодическое проведение автоматизированного контроля настройки ЩКА позволяет выявить любые незначительные изменения функционирования ЩКА, предупредить появление эксплуатационного дефекта на ранней стадии.

Желательно еженедельное документирование токораспределения, что позволяет обеспечивать объективный контроль за работой обслуживающего персонала. Опыт показывает, что картина токораспределения принципиально не меняется за 24 – 48 ч (более длительная статистика не проводилась). Поэтому такой контроль наиболее важно проводить в пятницу, для гарантированной работы ЩКА в период выходных дней.

Все приведенные в статье результаты получены с помощью прибора для контроля тока щеток ПКТЩ, разработанного и изготавливаемого ООО “Научно-производственная фирма “ЭЛИСА”. В комплект поставки входят: прибор ПКТЩ, кабель связи с компьютером, градуировочная катушка, 9 В аккумулятор НИКА, зарядное устройство, программное обеспечение на дискете, инструкция по эксплуатации с методическими рекомендациями, чемодан для упаковки комплекта.

Выводы

1. При разработке новых эксплуатационных инструкций необходимо руководствоваться “Типо-

вой инструкцией” [1] и одновременно ориентироваться на современные методы диагностики и на активное применение средств вычислительной техники.

2. Контроль и настройку щеточно-контактных аппаратов необходимо вести с применением любого прибора для контроля тока щеток, наличие которого на каждой станции должно быть обязательным.

Приборный контроль тока щеток позволяет слесарю-ремонтнику, обслуживающему ЩКА, производить надежную настройку этого узла турбогенератора, самостоятельно и своевременно выявлять дефекты в работе конкретных щеток и ЩКА в целом, вселяет в него уверенность в своей работе.

3. Желательно компьютерное документирование результатов приборного контроля состояния ЩКА. Периодический компьютерный анализ позволяет руководящему звену электроцеха иметь документальное подтверждение состояния настройки ЩКА, качества работы обслуживающего персонала, а также выявлять тенденции в работе ЩКА всех генераторов станции, периодически сравнивая процессы изменения в настройке ЩКА во времени и между собой. Такое отношение к диагностике ЩКА сводит к нулю вероятность появления нештатных ситуаций.

4. Компьютерное документирование состояния настройки ЩКА позволит инспектирующим организациям достоверно контролировать исполняемость выпускаемых инструкций.

Список литературы

1. Типовая инструкция по эксплуатации и ремонту узла контактных колец и щеточного аппарата турбогенераторов мощностью 63 МВт и выше. РД 153-34.0-45.510-98. М.: СПО ОРГРЭС, 2000.
2. Брауде Л. И., Борозинец Б. В., Маслов В. В. Оперативный контроль исправности щеточно-контактных аппаратов турбогенераторов. – Электрические станции, 1998, № 1.
3. Диагностический комплекс “Диакор” для контроля за работой щеточного аппарата турбогенератора / Хуторецкий Г. М., Шабаев Р. К., Плохов И. В., и др. – Электрические станции, 1993, № 12.

Высоковольтные вводы с твердой RBP изоляцией¹

Козлов Ю. А., канд. техн. наук, Страхов Ю. А., инж.

ЗАО “АББ Электроизолит Бушинг”

В настоящее время большинство высоковольтных вводов, находящихся в эксплуатации в российских энергосистемах – это вводы с бумажно-масляной изоляцией. Бумажно-масляная изоляция хорошо изучена и применяется в высоковольтной технике многие годы. При соблюдении технологии и строгом контроле за качеством комплектующих диэлектрические характеристики этого типа изоляции таковы, что позволяют использовать ее во вводах всех классов напряжения. Определенным недостатком вводов с такой изоляцией, с точки зрения эксплуатационников, являются относительно высокие издержки по обслуживанию вводов, контроль герметичности ввода, контроль давления в нем, периодический отбор проб масла для определения его характеристик, в том числе хроматография масла.

Несмотря на хорошие диэлектрические свойства бумажно-масляной изоляции эксплуатация маслонаполненных вводов всегда была связана с потенциальной опасностью пробоя ввода, из-за возможной утечки масла, и последующего пожара на трансформаторе. К этому следует добавить и реальную опасность загрязнения окружающей среды при вытекании трансформаторного масла из маслонаполненного оборудования – силовых трансформаторов, баковых масляных выключателей и др. Поэтому в последние годы наметилась тенденция постепенного ухода от трансформаторного масла там, где это возможно, и замена его на другие виды изоляции. Тенденция эта прослеживается не только для высоковольтных вводов, но и для оборудования, в котором трансформаторное масло является традиционной изолирующей и охлаждающей средой – в силовых трансформаторах. Силовой трансформатор шведской фирмы ABB Transformers мощностью 20 – 150 МВ·А и напряжением 36 – 145/10 кВ, так называемый Dryformer, не содержит трансформаторного масла вообще. В высоковольтных вводах альтернативой трансформаторному маслу стали твердая изоляция RBP (resin bounded paper) и RIP (resin impregnated paper) типов и элегаз.

Вводы с твердой изоляцией стали поставляться в энергосистемы в 70-е годы. Это вводы с RBP изоляцией, остов которых производился заводом “Электроизолит” по технологии швейцарской фирмы Micafil. Эти вводы очень хорошо себя зарекомендовали (высокая надежность и низкие эксп-

луатационные затраты). Выпускались вводы с внутренней RBP изоляцией двух типов: трансформаторные вводы 110 кВ и номинальный ток 800 А и выключательные вводы на 35 кВ. Таким образом, основным типом вводов в энергосистемах по-прежнему оставались вводы с бумажно-масляной изоляцией. С либерализацией экономической деятельности на российском рынке стали активно продаваться вводы различных зарубежных фирм, таких известных производителей вводов, как ABB (Asea Brown Boveri), Haefely, Bushing Company и др.

С созданием в 1995 г. в г. Хотьково Московской области совместного предприятия по производству высоковольтных вводов – ЗАО “АББ Электроизолит Бушинг”, на российском рынке появилось современное предприятие по производству вводов, оснащенное современным технологическим оборудованием. Новое предприятие в короткие сроки освоило серийное производство вводов двух типов: трансформаторных вводов с бумажно-масляной изоляцией типа BOIT (bushing oil impregnated transformer) на напряжение 52 – 170 кВ и ток до 1250 А (по технологии шведской компании ABB Components), а также трансформаторных и выключательных вводов с твердой RBP изоляцией на напряжение 35 и 110 кВ и ток до 2000 А (по технологии швейцарской компании ABB Micafil). Вводы с твердой RBP изоляцией типа BRBT (bushing resin bound transformer) и BRBB (bushing resin bound breaker) расширили границы использования вводов до номинальных токов 2000 А и в короткий срок стали популярными у российских заказчиков.

Остов этого типа получают при намотке лакированной бумаги, которая под воздействием высокой температуры и давления полимеризуется, превращаясь в монолитное тело. Для регулирования электрического поля между слоями бумаги располагаются проводящие графитовые или алюминиевые обкладки. Однако у RBP изоляции имеются и определенные недостатки и связаны они с технологией ее производства, которая допускает наличие мельчайших газовых включений в остове. Поэтому диэлектрические характеристики RBP изоляции проигрывают соответствующим характеристикам бумажно-масляной изоляции. Уровень частичных разрядов у вводов с твердой RBP изоляцией может достигать до 250 пКл, вместо 10 пКл, во вводах с бумажно-масляной изоляцией, что соответственно уменьшает внутренний ресурс RBP вводов и ограничивает область использования RBP изоляции. Именно по этой причине твер-

¹ Публикуется на правах рекламы

дые вводы с RBP изоляцией можно назвать вводами “вчерашнего дня”, хотя их электрические характеристики полностью соответствуют требованиям ГОСТ 10693–81 для этого типа внутренней изоляции. Ряд известных производителей вводов, таких, как швейцарская фирма ABB Micasfil, американская ABB T&D Company, полностью прекратили выпуск вводов с твердой RBP изоляцией. Уходу от этого типа внутренней изоляции в немалой степени способствует внедрение на силовых трансформаторах новых методов диагностики, предполагающих проведение диагностических исследований трансформатора под рабочим напряжением. Наличие в этом случае на трансформаторе вводов с уровнем частичных разрядов до 250 пКл создаст значительные проблемы для таких диагностических работ. Выход – в переходе с RBP изоляции на более совершенную твердую RIP изоляцию.

Отличительными особенностями RIP изоляции по сравнению с изоляцией типа RBP являются низкие диэлектрические потери ($\operatorname{tg} \delta = 0,25 \div 0,45\%$) и низкий уровень частичных разрядов (не более 5 пКл при двойном фазном напряжении). Достигается это пропиткой предварительно наматанного бумажного остова эпоксидным компаундом под вакуумом, что исключает наличие газовых включений в остове. RIP изоляция имеет также высокую термическую и механическую стойкость. На сегодняшний день RIP изоляция – лучшая внутренняя изоляция для трансформаторных вводов, которая, сохранив все имевшиеся преимущества твердой RBP изоляции перед изоляцией бумажно-масляной, расширила область ее применения до класса напряжения 500 кВ.

На сегодняшний день всего несколько компаний в мире освоили RIP технологию. Признанным мировым лидером в этой области была и остается швейцарская компания ABB Micasfil, которая первые вводы с RIP изоляцией выпустила в 60-е годы, а начиная с 1987 г., полностью перешла на производство этих вводов, прекратив выпуск вводов с RBP изоляцией. В России такие вводы не производятся.

С 1996 г. вводы с RIP изоляцией производства ABB Micasfil поставляются на российский рынок. Этому предшествовала совместная работа компаний “АББ Электроизолит Бушинг” и ABB Micasfil по адаптации RIP вводов к российским трансформаторам. К настоящему моменту эти вводы на рабочее напряжение 110, 220 и 500 кВ установлены в Иркутскэнерго, Кузбассэнерго, Читаэнерго.

Параллельно с этим на предприятии “АББ Электроизолит Бушинг” шла подготовка производства твердых вводов BRIT (bushing resin impregnated transformer) с RIP изоляцией на производственных мощностях в г. Хотьково. В ноябре 1999 г. компания “АББ Электроизолит Бушинг”

освоила сборку вводов с RIP изоляцией на рабочее напряжение 110 кВ и номинальный ток до 2000 А на основе остовов, закупаемых у компании ABB Micasfil. С 2001 г. начато серийное производство этих вводов. Основа ввода – RIP остов – изготавливается компанией “АББ Электроизолит Бушинг” из полуфабриката, закупаемого у ABB Micasfil. В декабре 2000 г. наше предприятие пустило в строй линию по производству вводов с RIP изоляцией на 220 кВ.

Номенклатура твердых вводов с RIP изоляцией, производимых компанией “АББ Электроизолит Бушинг”, и их основные характеристики приведены далее.

Тип ввода	BRIT-90-110-550/800	BRIT-90-110-550/2000	BRIT-90-220-1050/2000
Обозначение ввода по каталогу	КН1.9.002, КН1.9.003, КН1.9.004, КН1.9.005	КН1.9.001, КН1.9.006	КН2.9.001, КН2.9.002, КН2.9.003
Класс напряжения, кВ	110	110	220
Максимальное фазное напряжение, кВ	78	78	145
Номинальный ток, А	800	2000	2000
Испытательное напряжение в сухом состоянии (1 мин., 50 Гц), кВ	265	265	500
Выдерживаемое напряжение под дождем (50 Гц), кВ	230	230	460
Напряжение грозового испытательного импульса 1,2/50 мкс, кВ	550	550	1050
Кажущийся заряд частичных разрядов при напряжении $2U_{\phi}$ кВ, пКл	≤ 5	≤ 5	≤ 5
Тангенс угла диэлектрических потерь основной изоляции на всех ступенях испытательного напряжения, %	≤ 0,45	≤ 0,45	≤ 0,45

Все BRIT вводы полностью адаптированы под российские трансформаторы. BRIT вводы на 110 кВ по своим геометрическим размерам аналогичны соответствующим вводам типа BRBT с твердой RBP изоляцией, которые установлены во многих энергосистемах России и Белоруссии. Эти вводы не содержат масла и могут устанавливаться под любым углом.

В качестве внешней изоляции помимо традиционной фарфоровой крышки во вводах типа BRIT по желанию заказчика может устанавливаться крышка из силиконовой резины, что обеспечивает вводам высокую ударпрочность и сейсмостойкость.

В таблице приведены требования различных стандартов к основным диэлектрическим характе-

Требования к характеристикам внутренней изоляции

Типы изоляции	$\text{tg } \delta, \%$	$\Delta \text{tg } \delta, \%$	ЧР, пКл
ОИР изоляция (бумажно-масляная):			
требования ГОСТ 10693–81	$\leq 0,7$	$\leq 0,3$	≤ 10
требования МЭК 137	$\leq 0,7$	$\leq 0,1$	≤ 10
требования внутреннего стандарта “АББ Электроизолялит Бушинг”	$\leq 0,55$	$\leq 0,03$	≤ 5
РВР изоляция (твердая):			
требования ГОСТ 10693–81	$\leq 1,0$	$\leq 0,3$	≤ 250 при $U = 109 \text{ кВ}$
требования МЭК 137	$\leq 1,5$	$\leq 0,4$	≤ 250 при $U = 107 \text{ кВ}$
требования внутреннего стандарта “АББ Электроизолялит Бушинг”	$\leq 0,75$	$\leq 0,05$	≤ 100 при $U = 74,6 \text{ кВ}$
РИР изоляция (твердая):			
требования ГОСТ 10693–81	Нет норм	Нет норм	Нет норм
требования МЭК 137	$\leq 0,7$	$\leq 0,1$	≤ 10
требования внутреннего стандарта	$\leq 0,5$	$\leq 0,05$	≤ 5 при $U_{\text{исп}} = 2U_{\text{фазн}}$

ристикам внутренней изоляции: тангенсу угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta$, его изменениям $\Delta \text{tg } \delta$ и уровню частичных разрядов.

Требования к этим характеристикам, предъявляемые в компании “АББ Электроизолялит Бушинг”, выше, чем это регламентировано российским и международным стандартами, что в совокупности с действующей на предприятии системой качества, аттестованной на соответствие требованиям стандарта ISO 9001 в системе TUV CERT, гарантируют высокую надежность производимых компанией высоковольтных вводов.

Выводы

1. Компания “АББ Электроизолялит Бушинг” производит высоковольтные вводы следующих типов: ВОИТ – с бумажно-масляной изоляцией (трансформаторные); BRBT, BRBB – с твердой RBP изоляцией (трансформаторные и выключательные); BRIT – с твердой RIP изоляцией (трансформаторные).

2. Вводы типа ВОИТ выпускаются на рабочее напряжение от 35 до 170 кВ и номинальный ток до 1250 А. Сравнительно высокие эксплуатационные издержки, характерные для вводов с бумажно-масляной изоляцией, у вводов типа ВОИТ, сведены к минимуму за счет конструкции, исключаяющей из-

быточное давление масла во вводе, и использования высококачественных комплектующих.

3. Компания “АББ Электроизолялит Бушинг” продолжает производство вводов с твердой RBP изоляцией, уделяя особое внимание качеству получаемых RBP остовов. Вводы с твердой RBP изоляцией компании “АББ Электроизолялит Бушинг” не содержат масла, могут быть установлены под любым углом, имеют минимальные эксплуатационные издержки, не требуют обслуживания. Выпускаются трансформаторные вводы типа BRBT на напряжение 110 кВ и номинальный до 2000 А и выключательные вводы типа BRBB для баковых масляных выключателей на напряжение 35 и 110 кВ и номинальный ток до 2000 А.

4. Вводы с твердой RIP изоляцией на сегодняшний день являются лучшими как с точки зрения характеристик изоляции, так и с точки зрения эксплуатационных издержек. Область использования RIP изоляции – до напряжения 500 кВ включительно. В “АББ Электроизолялит Бушинг” освоено серийное производство трансформаторных вводов типа BRIT с твердой RIP изоляцией на напряжение 110 кВ и номинальные токи до 2000 А. В декабре 2001 г. начато производство трансформаторных вводов с RIP изоляцией на 220 кВ и номинальный ток 2000 А.

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Устройство выявления асинхронного режима

Акопян Г. С., инж.

Армэнерго

Армянская энергосистема последние 4 года работает параллельно со значительно более мощной энергосистемой Ирана по связи 220 кВ. Примерно в электрической середине этой связи с основной частью Армянской энергосистемы к ней присоединены три гидроэлектростанции Воротанского каскада Армении.

Для предотвращения отключения линии межсистемной связи предусмотрены:

автоматический регулятор перетока мощности на линии с воздействием на ГЭС Воротанского каскада с целью автоматического поддержания заданного перетока мощности в нормальном режиме и исключения отключения линии от автоматики перегрузки, действующей с выдержкой времени при аварийных набросах мощности;

специальная автоматика отключения нагрузки (САОН) с дозированным действием в трех узлах энергосистемы с целью предотвращения нарушения устойчивости параллельной работы с Иранской энергосистемой.

Кроме того, обе энергосистемы оснащены дополнительной автоматической частотной разгрузкой по признаку скорости снижения частоты.

Для внедрения этих средств противоаварийной и режимной автоматики в Армении были разработаны и внедрены устройства, реагирующие на скорость изменения, отклонение, абсолютное значение, изменение направления активной мощности, скорость снижения и абсолютное значение частоты, отклонение и абсолютное значение напряжения, малогабаритные передатчики и приемники для передачи уровня сигнала или управляющего воздействия по высокочастотному каналу линии электропередачи с контролем исправности канала, а также автоматический регулятор перетока мощности.

Эффективность и надежность работы этих устройств за последние 2 – 3 года их эксплуатации подтверждены записью кривых изменения мощности и частоты со скоростью 50 раз/с разработанной нами системой регистрации на базе персонального компьютера.

Вместе с тем, исключить полностью возможность возникновения асинхронного режима по линии межсистемной связи нельзя, например, из-за возможного отказа САОН, неточностей расчетов, отклонений от предусмотренных режимов и др.

Установленное ранее устройство ликвидации асинхронного режима (АЛАР) с армянской стороны предусматривало деление после трех циклов асинхронного режима по признакам изменения направления мощности и увеличения тока. Расчеты же асинхронного режима в этом сечении показали неизбежность дополнительного нарушения устойчивости параллельной работы с основной частью Армянской энергосистемы еще трех гидроэлектростанций Воротанского каскада, т.е. имеет место переход двухчастотного асинхронного режима в трехчастотный и более асинхронный режим. При этом отключение АЛАР линии связи 220 кВ с Иранской энергосистемой через три цикла асинхронного режима не приводит к ресинхронизации генераторов Воротанского каскада и в этом случае возможно неправильное действие других устройств АЛАР Армянской энергосистемы. Стала очевидной необходимость деления на первом же цикле асинхронного режима по линии связи с Иранской энергосистемой.

С целью решения задачи были проанализированы результаты наблюдений за фактическими изменениями мощности и частоты по кривым, записанным со скоростью 50 раз/с, за четырехлетний период параллельной работы и результаты расчетов. Установлено, что скорость изменения передаваемой по линии активной мощности в асинхронном режиме превышает таковую при синхронных качаниях по этой же линии в 2,2 – 5 раз во всех возможных расчетных режимах, в основном из-за различия периодов асинхронных и синхронных качаний. Следовательно, орган, измеряющий максимальную скорость изменения активной мощности dP/dt при прохождении мощности через нулевое значение, может с учетом необходимого коэффициента надежности обеспечить отстройку от синхронных качаний и необходимую чувствительность при возникновении асинхронного режима во всех случаях.

Устройство выявления асинхронного хода содержит:

измерительные органы положительной и отрицательной скоростей изменения активной мощности, которые фиксируют превышение уставок dP/dt в положительном и отрицательном направлениях;

измерительные органы положительного и отрицательного значения мощности, которые фикси-

руют превышение уставок P в одном и другом направлениях;

запоминающие органы, которые на короткое время запоминают события превышения уставок по $(dP/dt)^+$; $(dP/dt)^-$; P^+ , P^- . Необходимость запоминания определяется сдвигом этих параметров во времени;

счетчик циклов качания.

Устройство позволяет реализовать включение выходов четырех запоминающих органов по схеме И или ИЛИ в любом сочетании.

Отстройка же от коротких замыканий обеспечивается одним из двух способов:

1. При допустимости деления на первом цикле по достижении угла δ между векторами напряжения по концам электропередачи значения 270° и необходимости отстройки от всех видов коротких замыканий, в том числе и трехфазных, предусмотренные в схеме устройства органы запоминания превышения значений мощности уставок в одном и другом направлениях (P^+ , P^-) включаются между собой и относительно соответствующих органов запоминания $(dP/dt)^+$ и $(dP/dt)^-$ по схеме И.

2. При необходимости же деления на первом цикле по достижении угла δ значения 180° орган фиксации и запоминания выполняется трехфазным для отстройки от всех видов коротких замыканий, кроме трехфазных. При этом способе органы, запоминающие превышение значения мощности уставок в разных направлениях (P^+ , P^-), включаются по схеме ИЛИ между собой и по схеме И относительно соответствующих органов запоминания $(dP/dt)^+$ и $(dP/dt)^-$.

Предусмотрена возможность работы устройства через самостоятельное реле времени, а также возможность включения в схему контактов самостоятельного реле сопротивления при необходимости дополнительного ограничения зоны действия.

При соответствующей настройке устройство может быть использовано также для выявления длительно незатухающих или нарастающих синхронных качаний с целью деления временно до реализации мероприятий, эффективно демпфирующих самораскачивание.

Настройка и контроль исправности устройства производится специально разработанным полевым тестирующим устройством, а также устройством имитации (воспроизводства) фактически имевшей место или расчетной аварии. Последнее исполнено на базе персонального компьютера.

Выводы

В случае превышения во всех режимах скорости изменения передаваемой активной мощности в асинхронном режиме таковой при синхронных качаниях не менее чем в 1,8 раза (в Армянской энергосистеме в 2,2–5 раз) разработанное устройство выявления асинхронного режима позволяет осуществлять деление:

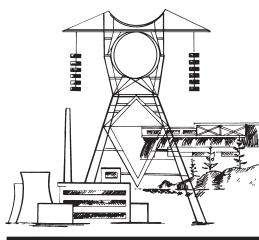
на первом цикле асинхронного режима по достижении угла δ значения 270° с гарантированной отстройкой от всех видов КЗ;

на первом цикле асинхронного режима по достижении угла δ значения 180° без гарантированной отстройки от трехфазных КЗ;

после отсчета нескольких циклов асинхронного режима или с выдержкой времени через самостоятельное реле времени;

с возможностью дополнительного ограничения зоны действия с помощью самостоятельного реле сопротивления с необходимой характеристикой;

при незатухающих или нарастающих синхронных качаниях временно до реализации мероприятий, эффективно демпфирующих самораскачивание.



Уважаемые господа!
Мы с удовольствием опубликуем на
страницах, обложке и рекламных вклейках
нашего журнала Вашу рекламу!

Рекламный материал присылайте в редакцию, сопроводив его гарантийным письмом с указанием платежных реквизитов. При необходимости наш дизайнер выполнит макет Вашей рекламы.

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.
 Тел/факс (095) 234-7417, тел. 234-7419, 275-0023, доб. 21-66,
 E-mail: tis@mail.magelan.ru

Программное обеспечение для персонала ЭТЛ

Алимов В. А., Давидович Б. Я., Ибрагимов Р. Р., Мухамадиева Г. Е. инженеры

АО ОРГРЭС, г. Ташкент

В составе ПО Таштеплоцентральной в настоящее время находятся десять котельных ТЦ1-10, расположенных в черте города Ташкента, в том числе предназначенные для теплоснабжения наиболее удаленных массивов Урикзор, Кызыл-Шарк, Алгоритм, Сергели.

Нагрузка котельной представлена, в основном, сетевыми и подпиточными насосами, обеспечивающими требуемую циркуляцию теплоносителя по тепловым сетям, насосами сырой и умягченной воды (ХВО), а также дутьевыми вентиляторами и дымососами.

Обслуживание котельных в нормальном режиме работы осуществляется дежурным персоналом данных объектов.

В ремонтных и аварийных режимах, а также при плановых профилактических остановках котельных работы проводятся под руководством и непосредственным участии персонала электроцеха и электротехнической лаборатории (ЭТЛ) головной котельной ТЦ-1.

При этом хранение основной части документации (однолинейные схемы, карты уставок, паспорта оборудования и т.д.), обработка и анализ информации по всем котельным осуществляются также персоналом электроцеха и ЭТЛ котельной.

Территориальная удаленность объектов от управляющих и ремонтных служб ТЦ-1, рост мощностей котельных за последние годы и на перспективу, в связи с этим рост энергетического хозяйства затрудняют работу персонала ЭТЛ котельной ТЦ-1. Замена оборудования (двигатели 6 кВ, трансформаторы 6/0,4 кВ, выключатели 6 – 35 кВ), замена кабелей и питающих трансформаторов в связи с расширением или реконструкцией котельных требуют постоянного пересчета всех уставок защит, проверки заменяемых кабелей на термическую устойчивость и невозгораемость.

Для этой цели служит разработанная ОРГРЭС для персональных компьютеров (ПК) программа расчета сети 6 кВ KZ6000.

Программа предназначена для автоматизации рабочего места персонала ЭТЛ.

Программа предельно проста в обращении. Общение с программой осуществляется в форме диалога при минимально необходимом использовании цифробуквенных клавиш для ввода исходных данных за счет широкого применения системы меню и окон.

Программа решает две основные задачи:

работа с существующей базой данных (паспортные данные оборудования, однолинейные схемы, карты уставок);

выполнение расчетных операций, необходимых и наиболее часто производимых персоналом ЭТЛ.

Работа с базами данных. В данной версии программы KZ600 введены базы данных по всем десяти котельным города Ташкента ТЦ1-10.

Информация одной котельной представлена в виде меню секций 6 кВ с наименованиями, соответствующими однолинейной схеме данной ТЦ. Секция представлена в виде таблицы. В столбцах таблицы указаны данные о присоединении, в строчках перечислены все присоединения, питающиеся от данной секции. Таким образом, однолинейная электрическая схема ТЦ представлена в виде совокупности таблиц. Число таблиц соответствует числу секций 6 кВ на ТЦ. Связь между секциями указана в соответствующих столбцах таблицы.

Дополнительная информация, доступная для просмотра и корректировки, о типах механизма (насоса), двигателя, выключателя, марки кабеля и условий его прокладки, а также коэффициент загрузки двигателя 6 кВ и трансформатора 6/0,4 кВ выводится по нажатию в соответствующих столбцах таблицы клавиши ENTER. Пример таблицы приведен на рисунке.

Надписи над таблицами-секциями содержат информацию о наименовании выбранной секции и питающей подстанции.

Программа KZ600 позволяет пользователю при работе с одним экраном-таблицей получить полную информацию о действующей секции и присоединениях, питающихся от данной секции. Кроме того, табличная форма передачи однолинейной электрической схемы ТЦ, принятая в программе KZ600, может быть представлена в более привычной для пользователя форме в виде рисунка. Для вызова схемы предусмотрена функциональная клавиша.

В табличной форме секции содержится информация о коммутационном положении всех выключателей отходящих присоединений 6 кВ, выключателей рабочих вводов и секционных выключателей. В программе предусмотрена возможность изменения коммутационного состояния выключателей как в табличной форме, так и непосредственно на схеме с помощью “мышки”. Это позволяет, во-первых, получить информацию о схеме питания

Сеть 6кВ											
Объект: ТЦ-2 Система: Черданцева Присоединение: КРУ Секция: РА											
№	Наименование токоприемника	Трансформаторы тока	Кабели				Электродвигатель	Трансформатор 6/0.4кВ,	Реактор, наименование	Выключатель	Секц. удал. нагр.
			Ктт	Марка	Сечение	Напряжение					
1	ВВОД РАБОЧИЙ	1000/5У								1000В	
10	С/ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ	1000/5У								1000ВРБ_	
2	резерв									0	
3	ТСН-21	200 /5УААШв	70	6	25	1		ТМ-630/10		630В	
4	ТН-1									0	
5	НСВ-1	200 /5УААШв	70	6	50	1	250	НЕТ		630В	
6	СН-6	200 /5УААШв	70	6	68	1	630	НЕТ		630В	
7	СН-3	200 /5УААШв	50	6	56	1	630	НЕТ		630В	

1 Помощь 2 Токи КЗ 3 Защиты 4 Кабели 5 Выбег 6 Печать 7 Графика 8 Удалить 9 Фильтр 10 Трансформатор

ТЦ на текущий момент; во-вторых, рассматривать и анализировать различные варианты питания секции, менять число токоприемников и т.д. Это делает программу KZ600 более гибкой и приближенной к реальным переключениям, производимым персоналом ЭТЛ на ТЦ в нормальном и аварийном режимах.

Работа с базами данных ТЦ предполагает обращение и использование нормативно-справочной информации по действующему оборудованию. В программе KZ600 пользователю предлагается обширный список справочных данных по применяемому на ТЦ оборудованию: трансформаторы с высоким напряжением 110 – 35 кВ, синхронные и асинхронные двигатели 6 кВ, насосы, вентиляторы, дымососы, выключатели 6 кВ, кабели 6 кВ. Нормативно-справочная база открыта для корректировки и ввода новой информации.

Расчетные задачи. В данной программе KZ600 решаются следующие задачи:

расчет 3 и 2 фазного токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы системы. Данные питающей системы, предоставленные службой РЗиА Минэнерго РУз, вводятся в виде токов $I_{кз\ max}$, $I_{кз\ min}$ и сопротивлений X_{\max} , X_{\min} . Расчет токов короткого замыкания производится на шинах секций 6 кВ и присоединениях 6 кВ;

проверка питающих трансформаторов по току нагрузки с учетом коммутации выключателей 6 кВ в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах работы котельной;

проверка по току нагрузки, с учетом коммутации выключателей 6 кВ, выключателей рабочих вводов и секционных выключателей;

проверка питающих кабелей 6 кВ и кабелей отходящих присоединений на термическую устойчивость и невозгораемость при действии основных и резервных защит [1]. Время действия защит рассчитывается автоматически с учетом существующей схемы питания данной секции. При невыполнении требуемых по температуре условий рекомендуется кабель, сечение которого удовлетворяет всем требованиям;

расчет группового и индивидуального выбега двигателей 6 кВ, пуска и самозапуска при коротких замыканиях и перерывах питания на секции с учетом коммутации выключателей 6 кВ и влиянием секций предвключенной нагрузки. Время перерыва питания рассчитывается автоматически или вводится вручную [2];

расчет уставок релейных защит, устанавливаемых на питающих трансформаторах с высоким напряжением 110 – 35 кВ, двигателях 6 кВ, трансформаторах 6/0,4 кВ (на стороне 6 кВ), кабельных линиях 6 кВ, рабочих вводах и секционных выключателях [3]. Всего 15 защит.

Расчетные задачи позволяют решать многие вопросы, возникающие перед персоналом ЭТЛ.

Например, если при проверке кабелей существующее сечение не удовлетворяет условию невозгораемости, а замена кабелей невозможна по условиям эксплуатации, то посредством операции изменения коммутационного положения выключателя, предусмотренной в программе KZ6000, оценивается возможность и целесообразность уменьшения нагрузки на кабель за счет перераспределения части потребителей на секции либо временный вывод из работы АВР секции.

В программе KZ6000, кроме изменения коммутационного состояния выключателей 6 кВ, предусмотрен признак участия двигателей 6 кВ в самозапуске (ДА/НЕТ). Это дает возможность оценить успешность самозапуска в различных режимах работы котельной. Расчет пуска, самозапуска и выбега двигателей сопровождается графически. Кривые выбега, пуска и самозапуска можно вызвать нажатием предусмотренной для этого функциональной клавиши. При расчетах максимальной токовой защиты, установленной на питающих трансформаторах, рабочих вводах и секционных выключателях, признак участия двигателя в самозапуске позволяет оценить необходимость и целесообразность установки защиты минимального напряжения на неотвеченных потребителях.

При расчете защиты от перегрузки двигателей 6 кВ уставка по времени рассчитывается автоматически с учетом времени разворота, полученного при расчете самозапуска или пуска двигателей данной секции. Это дает возможность выбрать уставку по времени для защиты от перегрузки с учетом всех возможных и предполагаемых вариантов работы котельной с учетом реальной загрузки двигателей и состава оборудования. Кроме того, это дает возможность при тяжелых условиях самозапуска рекомендовать избегать некоторых режимов работы ТЦ.

Программа KZ6000 в данном варианте была использована в работе, проведенной АО ОРГРЭС, по определению влияния электрического оборудования при перерывах питания на изменение технологических параметров котельных.

Имеющийся опыт эксплуатации ТЦ 1-10 показал, что не всегда при успешном действии АВР в электрической части схемы сохраняется технология, т.е. происходит отключение котлоагрегатов. Основной причиной нарушения технологии при перерывах питания на ТЦ 1 – 10 является неотстроенность уставок технологических параметров защит (расход, давление сетевой воды) основного оборудования от изменения этих параметров, происходящих при перерывах электропитания.

Были проведены испытания группового самозапуска на действующем оборудовании в летнем режиме работы для снижения риска нарушения теплоснабжения потребителей.

С использованием программы KZ6000 воссоздавался летний испытательный режим работы на ТЦ1-10. Расчетные параметры, полученные при этом на ЭВМ (ток самозапуска, остаточное напряжение, кривая выбега одного из сетевых насосов), соответствовали результатам, полученным во вре-

мя испытаний с погрешностью 3 – 7%. После чего, на ЭВМ создавались режимы, соответствующие нормальному и аварийному режимам работы котельной в зимнее время. С помощью программы KZ6000 определялись частота оборотов сетевых насосов в конце заданного перерыва питания и время разворота двигателей при последующем самозапуске.

Эти данные позволили определить значение полного времени восстановления рабочих параметров оборудования котельной после перерыва питания в зимних режимах.

По данным программы KZ6000 и на основе ряда дополнительных расчетов были рекомендованы уставки по времени технологических защит на котлах ТЦ1-10 по давлению воды за котлом, расходу воды через котел с сохранением технологического процесса при исчезновении напряжения на одном из источников питания, действии АВР секции 6 кВ и самозапуске механизмов собственных нужд.

В настоящее время программа KZ600 установлена на Таштеплоцентрали и находится в ведении электроцеха. Более ранние версии программы были установлены на МОФ АГМК (г. Алмалык) и Сырдарьинской ГРЭС.

Программное обеспечение реализовано в операционной системе MS DOS на языке Clipper 5.2.

Выводы

Программа KZ600 в настоящей версии позволяет персоналу ЭТЛ самостоятельно анализировать имеющуюся в их ведении электрическую схему сети 6 кВ, корректировать возможные варианты работы электрического оборудования, осуществлять автоматический расчет уставок РЗиА и проверку кабелей. Все это повышает надежность эксплуатации электрооборудования, сокращает время, затрачиваемое на расчетные операции, и исключает возможность случайных ошибок при расчетах.

Список литературы

1. *Циркуляр № Ц-2-98(Э)* “О проверке кабелей на невозгораемость при воздействии токов короткого замыкания” от 16.03.98 г.
2. *Релейная защита элементов сети собственных нужд 6,3 – 0,4 кВ электростанций с турбогенераторами*. М.: Атом-электропроект, 1987.
3. *Георгиади В. Х.* Методика расчета режимов перерывов питания и самозапуска электродвигателей 3 – 10 кВ собственных нужд электростанций упрощенными методами. М.: ОРГРЭС, 1993.

ХРОНИКА

В Научно-техническом совете РАО «ЕЭС России»

20 ноября 2001 г. состоялось совместное заседание секции “Стратегии развития электроэнергетики и международных энергетических проектов” и секции “Управления режимами ЕЭС, средств и систем диспетчерского и технологического управления в электроэнергетике” Научно-технического совета (НТС) РАО «ЕЭС России» по теме: “Проблема синхронного объединения ЕЭС России с европейскими энергосистемами”.

В заседании участвовали специалисты РАО «ЕЭС России», ЦДУ, ведущих отраслевых энергетических институтов и проектных организаций страны.

С вступительным словом выступил начальник Департамента научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России», председатель секции «Стратегии развития электроэнергетики и международных энергетических проектов» НТС РАО «ЕЭС России», доктор техн. наук **Ю. Н. Кучеров**.

С докладами выступили:

«Варианты схемы объединения и экспортные возможности ЕЭС России в западном направлении» **В. И. Чемоданов**, канд. эконом. наук, заместитель генерального директора института Энергосетьпроект;

“Научно-технические аспекты синхронного объединения” **А. Ф. Бондаренко**, первый заместитель генерального директора – главный диспетчер ЦДУ ЕЭС России, **Ю. Г. Шакарян**, доктор техн. наук, заместитель генерального директора ВНИИЭ;

“Подготовка электростанций к активному участию в регулировании частоты и мощности” **Ф. Л. Коган**, канд. техн. наук, заместитель главного инженера «Фирмы ОРГРЭС».

В состоявшихся прениях приняли участие представители РАО «ЕЭС России», ЦДУ ЕЭС России, ВНИИЭ, ЭНИН им. Г. М. Кржижановского: **Ю. Н. Кучеров**, **В. А. Барин**, **Э. П. Волков**, **В. В. Могирев**, **Ф. Л. Коган**, **В. И. Чемоданов**, **Л. П. Фотин**, **А. Ф. Бондаренко**.

Выступавшие отметили, что одним из важнейших принципиальных положений внешней электроэнергетической политики России является активное участие ЕЭС России в интеграционных процессах мировой энергетики, в том числе организация совместной работы с энергообъединениями Северной, Западной, Центральной и Юго-Восточной Европы (NORDEL, UCTE, CENTREL); обеспечение полноправного вхождения в мировой и, в частности, в европейские рынки электроэнергии и инвестиций.

Процессы, проходящие в европейской энергетике (замораживание развития АЭС с планированием полного вывода их из работы, нарастание экологических ограничений, в том числе принятие большинством стран обязательств по снижению экологического загрязнения, либерализация рынков, которая должна обеспечить большую свободу производителям), способствуют увеличению емкости рынков и расширению возможности экспорта электроэнергии из России.

В Европе в настоящее время существуют три крупные международные объединенные энергосистемы, ра-

ботающие при едином стандарте частоты 50 Гц на разных принципах технологического управления – UCTE, NORDEL и ЕЭС бывшего СССР. Расширяются связи на постоянном токе между UCTE и NORDEL, развиваются Балтийское энергетическое сотрудничество (BALTREL) и Средиземноморское энергетическое сотрудничество (SUDEL). Создается Трансъевропейская синхронная объединенная энергетическая система (TESIS) стран Западной, Центральной и Юго-Восточной Европы, куда ЕЭС России и другие энергообъединения бывшего СССР пока не входят.

Организация синхронной работы TESIS и ЕЭС России позволит осуществлять высокоэффективный экспорт электроэнергии в западные страны и совместно реализовать преимущества параллельной работы. К преимуществам относятся суточные и сезонные обмены электроэнергией, совмещение графиков электрической нагрузки, снижения потребности в резерве, повышения надежности электроснабжения и дополнительно для России решение вопроса электроснабжения Калининградской энергетической системы.

Крупномасштабный экспорт электроэнергии на Запад будет способствовать устойчивости финансового рынка акций РАО «ЕЭС России», росту их курсовой стоимости, привлечению внешних инвестиций, формированию международных энергетических проектов, образованию мощного лобби такой политики со стороны транснациональных промышленных корпораций в Европе, как крупных потенциальных потребителей электроэнергии в Европе, так и работающих на Восточном рынке оборудования, систем управления, телекоммуникаций и услуг.

Можно выделить три основных направления взаимодействия с энергосистемами европейских стран:

Северо-западное – с энергообъединением NORDEL, Центральное (западное) – с энергообъединением CENTREL – UCTE,

Юго-западное – с энергосистемами Румынии и Болгарии.

Во втором случае взаимодействие возможно с участием энергосистем Украины и/или Белоруссии, в третьем – энергосистем Украины и Молдовы, поскольку Россия не имеет общей границы с соответствующими государствами.

NORDEL осуществляет обмен электроэнергией с сопредельными энергообъединениями UCTE, CENTREL и ЕЭС России по кабельным ППТ и ВПТ. NORDEL не предполагает организацию синхронной параллельной работы с другими энергообъединениями. Поэтому в перспективе наращивание экспорта электроэнергии в NORDEL возможно только за счет расширения ВПТ на Выборгской ПС, строительства новых ВПТ, выделения дополнительных энергоблоков на синхронную работу, сооружения подводной кабельной линии в Финляндию от Ленинградской АЭС или Северо-Западной ТЭЦ.

На центральном и западном направлениях, где восточные энергообъединения будут взаимодействовать с TESIS уже имеются три ВЛ 750 кВ, четыре ВЛ 400 кВ и четыре ВЛ 220 кВ. (В период существования энергообъединения «МИР» по этим ВЛ поставлялось около 40 млрд. кВт·ч в год.) Развитие европейских энергообъединений не исключает взаимодействия с другими объединениями, в том числе с ЕЭС России.

Выполненные исследования, в том числе с участием западных партнеров, показали принципиальную возможность организации параллельной синхронной работы с TESIS по существующим ВЛ, которая позволит реализовать значительные потоки мощности и энергии (до 6 – 7 млн. кВт и 25 – 35 млрд. кВт·ч в год) с необходимым уровнем надежности.

Технические условия в отношении регулирования частоты и мощности в TESIS и ЕЭС России различаются, что не позволяет включить их на синхронную работу без предварительного проведения ряда технических мероприятий. Кроме этого, требуется подготовить к работе линии, составляющие электропередачу Восток – Запад и в настоящее время неиспользуемые, а также соответствующее оборудование и автоматику подстанций.

В UCTE и ЕЭС России номинальным является значение частоты 50 Гц. При ведении режима энергообъединения по частоте различаются функции первичного, вторичного и третичного регулирования, которые совместно обеспечивают баланс между генерацией и потреблением и удерживают характеристики режима по частоте и мощности в заданных пределах.

В TESIS применяются правила UCTE. В соответствии с ними отклонения частоты в нормальных условиях рекомендуется поддерживать в пределах $\pm 0,02$ Гц от номинального значения, допуская отклонения $\pm 0,15$ Гц. При возмущениях, вызванных аварийными небалансами мощности, квазистационарное снижение частоты не должно превышать 0,18 Гц, а динамическое (в переходном процессе) снижение частоты – 0,8 Гц исходя из условий несрабатывания АЧР (верхняя уставка 49,0 Гц).

В ЕЭС России в соответствии с ГОСТ 13109-97 на качество электрической энергии нормально допустимые отклонения частоты от номинального составляют $\pm 0,2$ Гц в течение не менее 95% времени каждых суток, а предельно допустимые отклонения составляют $\pm 0,4$ Гц, но не более 5% времени суток.

В TESIS каждый район должен участвовать в первичном регулировании частоты своей долей, равной ее относительному потреблению (принцип солидарности). Коэффициент участия устанавливается на год и определяется для каждого района его долей от общих для TESIS значений резерва первичного регулирования (3000 МВт).

В ЕЭС России общий резерв для первичного регулирования явно не нормируется.

В Восточную зону входят энергообъединения России, Украины, Белоруссии, Молдовы, Балтии, которые при параллельной работе с TESIS должны выступать в виде одного партнера – единого регулируемого Восточного блока. Это предпочтительно, учитывая возможность объединения резервов для выполнения условий параллельной работы в объединении, высокую технологическую однородность энергосистем Восточ-

ной зоны и наличие некоторой общей инфраструктуры для создания системы АРЧМ.

Функции регулирования частоты и перетоков мощности с Западной зоной следует возложить на ЕЭС России, поскольку она имеет наибольшие возможности для поддержания резервов и обладает наиболее развитой системой АРЧМ.

Вторичное регулирование в TESIS осуществляется децентрализованно. При этом обеспечивается выполнение критерия автономности регулирования: каждый блок регулирования поддерживает свое сальдо внешних перетоков с коррекцией по частоте, подавляя при этом только собственные изменения сальдо активной мощности, в то же время не препятствуя аварийной взаимопомощи в результате действия первичного регулирования частоты в случае, например, аварийного отключения энергоблока. Темп и качество вторичного регулирования частоты и мощности определены требованием восстановления частоты и обменной мощности после расчетного аварийного небаланса за время не более 15 мин.

В ЕЭС России вторичное регулирование осуществляется, в основном, оперативно. Центральная координирующая система (ЦКС) АРЧМ в ЦДУ ЕЭС России обеспечивает регулирование частоты в ЕЭС силами Куйбышевской ГЭС; централизованная система (ЦС) АРЧМ Сибири регулирует переток Казахстан – Сибирь; обе эти системы и ЦС АРЧМ Урала осуществляют автоматическое ограничение перетоков мощности по транзитной сети ЕЭС. Резерв вторичного оперативного регулирования, как и автоматического, не задается, но предусматривается при формировании графиков нагрузки электростанций. Время оперативного регулирования не задается, динамика автоматического регулирования контролируется.

Третичное регулирование в обеих зонах в основном предназначено для восстановления диапазона вторичного регулирования и оптимизации режима в реальном времени.

Проведенные переговоры показали, что Запад не пойдет на понижение своих технических стандартов при организации синхронной работы с ЕЭС. Поэтому при параллельной работе зон общая частота должна оставаться в границах правил UCTE, которые являются более жесткими, чем правила ЕЭС.

Существующее состояние отечественной электроэнергетики не позволяет сразу перейти на западные стандарты. Проведенные ОРГРЭС исследования показали следующее:

на тепловых электростанциях требования по автоматизации режима, которые с 1995 г. содержатся в Правилах технической эксплуатации электростанций и сетей и других действующих директивных документах, выполняются не полностью;

в основном в результате большого износа гидромеханической части и систем регулирования турбин большинство ГЭС участвует в автоматическом регулировании частоты в ограниченном объеме;

в отличие от зарубежных российские АЭС не участвуют в регулировании частоты и концерн Росэнергоатом отказывается это делать и в дальнейшем несмотря на технические возможности;

существующие устройства телеметрии и телемеханики требуют существенной модернизации.

О готовности в полноценном участии в первичном регулировании отчитались 44 электростанции, в том числе 4 ГРЭС и 18 ТЭЦ. Однако теперь они должны подтвердить свою готовность проведением испытаний.

Часть ТЭС сообщила о невозможности участвовать в первичном регулировании частоты в ЕЭС России.

Для улучшения положения 15 октября 2001 г. председателем правления РАО «ЕЭС России» А. Б. Чубайсом подписан приказ РАО «ЕЭС России» № 553 «О первичном регулировании частоты в ЕЭС России», в соответствии с которым генеральным директорам АО-энерго и АО электростанций предписано под личную ответственность обеспечить выполнение намеченных в приказе мероприятий, в том числе и мероприятий ранее изданного приказа № 368.

После выполнения приказа № 553 в течение 2001 – 2002 гг. возможно будет оценить системный эффект от широкого участия электростанций в первичном регулировании частоты в ЕЭС России и уточнить оптимальный объем требуемых мероприятий и работ, которые необходимо выполнить дополнительно для согласования характеристик на интерфейсе с энергообъединениями Центральной и Западной Европы.

В решении Научно-технического совета рекомендовано:

1. Одобрить выполненные в последние годы работы по техническим проблемам синхронного объединения ЕЭС России с европейскими энергосистемами, включающие анализ технических условий объединения, разработку предложений по подготовленным мероприятиям, выполнение комплекса работ по оценке состояния регулирования электростанций и реализации мероприятий по приведению его в соответствие с требованиями ПТЭ.

2. Считать необходимым для подготовки параллельной работы TESIS и ЕЭС России выполнить комплекс исследований и технических мероприятий по следующим направлениям:

восстановление существующих межгосударственных электрических связей;

подготовка выделенных электростанций к участию в нормированном первичном регулировании по нормам TESIS и в автоматическом вторичном регулировании;

модернизация системы АРЧМ;

разработка систем регулирования и ограничения перетоков активной мощности, регулирования напряжения и реактивной мощности, противоаварийного управления для межгосударственных электрических связей Восток – Запад и внешних связей с Беларуссией, Украиной и странами Балтии;

подготовка противоаварийной автоматики и связи с изменением условий (прежде всего систем автоматического предотвращения нарушений устойчивости, АРЧМ и устройств автоматической мобилизации резерва, устройств автоматической ликвидации асинхронного режима в районах, прилегающих к границам);

адаптация диспетчерского управления в отношении расширения функций в связи с ведением режима

во всей Восточной зоне и по межзональным связям, автоматизации задач контроля и управления режимом межгосударственных связей;

развитие и модернизация телекоммуникаций для обеспечения задач автоматического и оперативного технологического управления;

подготовка и осуществление экспериментов по параллельной работе, а также опытной параллельной работы внутри Восточной зоны с определением ее эквивалентных характеристик.

3. Считать необходимым одновременно с проведением технических мероприятий осуществление организационно-политических мероприятий:

достижение договоренности с руководством национальных энергетических компаний Белоруссии, Украины, Молдовы и стран Балтии о необходимости совместных работ по организации параллельной работы с TESIS и согласование создания организационных форм для подготовки параллельной работы с TESIS (протокол о намерениях);

установление контакта с руководством УСТЕ, подтверждение актуальности работ по организации параллельной работы Восток – Запад, создание организационных форм для подготовки параллельной работы (протокол о намерениях);

установление контакта с энергокомпаниями, которым принадлежат линии и подстанции, входящие в электропередачу Восток – Запад (интерфейс); достижение договоренности о проведении работ по подготовке линий и оборудования к включению в эксплуатацию (протокол о намерениях);

подготовка и согласование общего плана (программы) подготовительных работ по Восточной зоне и между Восточной и Западной зонами (план и программа);

подготовка пакетов документов по обеспечению параллельной работы по политическим, экономическим и технологическим аспектам; определение направлений, по которым нужны государственные соглашения; организация подготовки этих соглашений;

организация обмена информацией между партнерами.

4. Считать важнейшим этапом подготовки синхронного объединения – проведение экспериментальной синхронной работы ЕЭС России и параллельно работающих энергообъединений СНГ и Балтии с Трансеевропейской объединенной энергосистемой (TESIS).

5. Рассмотреть возможность привлечения к вторичному регулированию в европейской части страны кроме Волжских ГЭС также Саратовскую, Чебоксарскую, Нижнекамскую ГЭС, что позволит получить дополнительно около 800 МВт вторичного резерва.

6. Центру технологий развития энергообъединений при ВНИИЭ совместно с Энергосетьпроектом, ОРГРЭС и другими организациями сформировать предложения по совместным техническим требованиям к параллельной работе, а также по плану первоочередных мероприятий для подготовки синхронного объединения с оценкой сроков и стоимости выполнения мероприятий.

В. В. Мозирев, ученый секретарь секции “Управления режимами ЕЭС, средств и систем диспетчерского и технологического управления в электроэнергетике” НТС РАО «ЕЭС России»

Проблемы электрических машин на сессии СИГРЭ 2000 г.

Виницкий Ю. Д., доктор техн. наук, Лохматов А. П., канд. техн. наук, Мамиконянц Л. Г., доктор техн. наук

ВНИИЭ

В период очередной 38-й сессии СИГРЭ 2000 г. в Париже проблемы электрических машин обсуждались на заседании дискуссионной группы ДГ-11.

На заседании рассматривалось 17 заранее представленных и разосланных делегатам докладов. Они были посвящены трем предпочтительным темам.

Первая предпочтительная тема *“Новые достижения в областях конструирования электрических машин и их эксплуатации, включая: влияние на конструкции и на стоимости машин требований к ним со стороны эксплуатационников и условий, отражаемых в договорах на поставку”*.

По этой теме было представлено семь докладов:

11 – 101 Турбогенератор с полностью воздушным охлаждением мощностью порядка 500 МВ·А, прошедший типовые испытания (Швейцария).

11 – 102 Разработка гидрогенератора 400 МВт с испарительным охлаждением для электростанции Lijiaxia (Китай).

11 – 103 Расчеты физических полей гидрогенераторов (Китай).

11 – 104 Исследование подпятника, рассчитанного на нагрузку 6000 т, с тефлоновым или баббитовым покрытием для агрегатов электростанции “Три ущелья” (Швейцария, Китай).

11 – 105 Мощные генераторы-двигатели для ГАЭС (Франция).

11 – 106 Разработка и опыт эксплуатации турбогенераторов 1000 МВт, 3000 мин⁻¹, установленных на АЭС в Китае (Китай, Великобритания, Франция).

11 – 107 Последние достижения по созданию сверхпроводникового генератора класса 70 МВт (Япония).

Общая характеристика состояния проблем, затрагиваемых первой предпочтительной темой, была дана специальным докладчиком, обобщившим представленные на сессию СИГРЭ 2000 г. доклады по ДГ-11. Он отметил, что в прошедшее десятилетие наблюдались значительные и разнообразные преобразования в энергетике, поскольку экономические факторы и ослабление госконтроля электроэнергетики на глобальном уровне повлияли на подходы к проектированию. В большинстве прикладных программ отдается предпочтение газотурбинным и парогазовым установкам (ГТУ и ПГУ соответственно) из-за гибких рабочих характеристик и высоких уровней КПД, которые могут быть достигнуты в агрегатах с комбинированным циклом. Увеличиваются мощности разрабатываемых генераторов с воздушным охлаждением, которое предлагается как альтернатива традиционному водородному охлаждению. При малых номинальных мощностях рассматривается применение с приводом через редуктор четырехполюсных машин как более экономичный вариант по сравнению с двухполюсным. Реализована концеп-

ция создания генераторов высокого напряжения, присоединенных непосредственно к электрической сети без повышающего трансформатора.

Общим результатом происшедших в электроэнергетике изменений является стремление снизить затраты на производство электроэнергии путем уменьшения начальной стоимости оборудования за счет уменьшения материалоемкости, а также путем снижения затрат на его эксплуатацию.

Перечисленные доклады по первой предпочтительной теме в той или иной степени отражают реализацию указанных тенденций.

Продолжающаяся тенденция увеличения мощности более простых в эксплуатации турбогенераторов с полностью воздушным охлаждением, предназначенных, в основном, для ГТУ и ПГУ, подтверждается докладом 11 – 101. В нем рассматриваются результаты разработки и испытания очень мощного (500 МВ·А) турбогенератора с воздушным охлаждением. Эта машина является примером применения воздушного охлаждения в области номинальных мощностей, при которых еще десятилетие назад обычно применялось водородное охлаждение в сочетании с непосредственным жидкостным охлаждением обмотки статора.

В докладе показано, что для осуществления такой разработки потребовалось применение существенных новшеств в области систем охлаждения и теплообмена, а также использование изоляции класса Н (при нагревах, соответствующих классу F). КПД этого турбогенератора 98,78%. Первоначально машина создавалась как имеющая номинальную мощность 480 МВ·А; испытания, начатые в 1998 г., показали, что номинальная мощность может быть увеличена до 500 МВ·А при нагревах, соответствующих нагревам, допустимым для изоляции класса F. По оценкам авторов доклада стоимость такого турбогенератора примерно на 1 млн. дол. США меньше стоимости турбогенератора с водородно-водяным охлаждением. Эксплуатационные затраты без учета потерь меньше на 0,5 – 2,5 млн. дол. США. Эта экономия перекрывает ущерб от несколько больших потерь у турбогенератора с воздушным охлаждением при частичных нагрузках. В докладе утверждается, что есть возможность дальнейшего увеличения мощности турбогенераторов с воздушным охлаждением.

В дискуссии по вопросу о турбогенераторах с воздушным охлаждением достигнутых предельных мощностей высказывалось мнение о том, что их приемлемость для рынка еще должна быть доказана.

Интересным является опыт создания в Китае генераторов с испарительным охлаждением (доклад 11 – 102). Этой проблемой китайские специалисты активно занимаются с 1958 г. В 1984 г. были введены в эксплуатацию два гидрогенератора мощностью по 10 МВт с такой системой охлаждения. В 1992 г. был вве-

ден в работу еще один гидрогенератор такого типа мощностью 50 МВт. Наконец, в конце 1999 г. – гидрогенератор мощностью 400 МВт, которому и посвящен доклад 11 – 102. В этом гидрогенераторе применена система двухфазового испарительного охлаждения полых проводников обмотки статора. Для охлаждения используется хладагент с температурой кипения $47,6^{\circ}\text{C}$ при давлении 1 кгс/см^2 . Тип хладагента, к сожалению, не указан. Отвод тепла от обмотки осуществляется за счет скрытой теплоты парообразования охлаждающего агента.

На основании обширных натурных испытаний и расчетов авторы доклада говорят о высокой эффективности такой системы охлаждения; в частности, отмечается более равномерное, чем при других системах охлаждения, распределение температуры в обмотке. Система считается перспективной. Ее планируется применить для гидрогенераторов 300 и 600 МВт, мощных генераторов-двигателей ГАЭС, а также трансформаторов большой мощности.

В связи со стремлением обоснованного максимального использования материалов в машинах большой мощности значительное внимание уделяется повышению точности расчетов всех процессов в таких машинах и совершенствованию их конструкции и систем их охлаждения. В этом аспекте представляют интерес доклады 11 – 103, 11 – 104 и 11 – 105.

В докладе 11 – 103 (Китай) приведены результаты исследований электромагнитных, тепловых и механических деформационных полей в гидрогенераторе путем комплексного решения уравнений физических полей методом конечных элементов с учетом нелинейностей рассматриваемой системы. Результаты расчетов хорошо согласуются с результатами проведенных в широком масштабе тщательных экспериментов.

В докладе 11 – 104 представлены результаты совместно проведенных специалистами Швейцарии и Китая сопоставлений двух известных решений в отношении подпятников мощных гидроагрегатов – с баббитовыми и тефлоновыми покрытиями. Исследования проведены в связи с созданием гидроагрегатов для ГАЭС “Три ущелья”. Нагрузка на подпятники этих агрегатов равна 6000 т. Отмечаются достоинства подпятников с тефлоновыми покрытиями и делается вывод о целесообразности их использования для рассматриваемых агрегатов. Этот вывод не нов. Металлопластмассовые покрытия используются на подпятниках крупных гидрогенераторов уже давно. Однако такие большие нагрузки, как 6000 т, на них не имели места.

В докладе 11 – 105 приведены обобщения результатов разработок и опыта применения мощных двигатель-генераторов для ГАЭС во Франции и других странах. Тяжелые условия обеспечения пускового режима двигателей-генераторов ГАЭС обуславливают применение ряда специальных конструкторских решений, специфических для этих машин. Большое внимание уделено выбору рациональной системы циркуляции охлаждающего воздуха в таких машинах. В условиях маневренных режимов усиливается роль фактора грамотного обслуживания как неперемного условия обеспечения нормальной работы этих машин. Отмечается перспективность сооружения ГАЭС, в частности,

с агрегатами, имеющими генераторы-двигатели асинхронизированного типа, обеспечивающими возможность регулирования частоты вращения ротора в зависимости от режимов работы и гидравлического напора.

В связи с продолжающимся развитием в мире атомной электроэнергетики не снимается с повестки дня вопрос о создании и эксплуатации весьма мощных турбогенераторов. При этом, естественно, острыми являются вопросы максимального использования материалов при больших удельных нагрузках. В этом плане представляет интерес доклад 11 – 106 об особенностях конструкции и опыте эксплуатации двухполюсных турбогенераторов мощностью порядка 1000 МВт, установленных на АЭС “Daya Bay” в Китае. Первый генератор был введен в эксплуатацию в 1993 г., а второй – в 1994 г. Генераторы работают надежно. На базе положительного опыта работы этих турбогенераторов две аналогичные машины должны быть введены в эксплуатацию в 2002 – 2003 гг. на АЭС “Ling Ao” (Китай). При общем высоком уровне надежности работы этих турбогенераторов в начальный период эксплуатации отмечалась повышенная вибрация опорной рамы статора, которая в связи с этим была несколько модифицирована для устранения этого явления.

В Японии продолжают активно развиваться работы по созданию турбогенераторов с использованием явления сверхпроводимости. Значительный интерес представляет доклад 11 – 107, в котором сообщается о создании и испытаниях трех моделей таких турбогенераторов класса мощности 70 МВт. Модели испытывались с апреля 1997 г. до июня 1999 г. Нагрузка при испытаниях достигла 79 МВт. Длительность работы составила 1500 ч с 44 ежедневными циклами “пуск – остановка”. Результаты признаны положительными. В июне 1999 г. одна из моделей была присоединена к коммерческой сети 77 кВ для работы в режиме синхронного компенсатора с нагрузкой до 40 Мвар. В докладе отмечалось, что машины класса 70 МВт созданы как прообразы турбогенераторов мощностью 200 МВт с обмотками возбуждения из сверхпроводникового материала. В дискуссии по этому докладу делегат из Японии сообщил, что к 2012 г. планируется создать такой турбогенератор мощностью 600 МВт.

В общей дискуссии по первой предпочтительной теме был отмечен дальнейший прогресс в отношении создания и применения бестрансформаторных агрегатов с генераторами высокого напряжения (“Пауэрформер”). В конце 2000 г. введен в эксплуатацию в Эскельстуне (Швеция) турбогенератор такого типа мощностью 42 МВ·А, напряжением 136 кВ. Текущая эксплуатация первого гидрогенератора “Пауэрформер” мощностью 11 МВ·А, напряжением 45 кВ в Борджусе успешна.

Согласно общему мнению существующие стандарты по электрическим машинам должны быть приведены в соответствие с последними достижениями в области их создания и эксплуатации. При этом в стандартах обязательно должны быть отражены вопросы координации машин и электрических сетей энергосистем, к которым первые присоединены.

Вторая предпочтительная тема “Надежность электрических машин, включая анализ повреждений,

оценки рисков, управление сроком “жизни”, ремонтпригодность”.

По этой теме было представлено четыре доклада.

11 – 201 Руководящие указания по оценке необходимости проведения восстановительных работ на гидрогенераторах (Канада).

11 – 202 Перенапряжения в основных цепях гидрогенераторов при коротких замыканиях и возмущениях в сети (Хорватия).

11 – 203 Усовершенствованный метод определения неисправности роторов крупных асинхронных двигателей (Югославия).

11 – 204 Мониторинг частичных разрядов в электрических машинах среднего напряжения с помощью высокочувствительного емкостного датчика (Канада, США).

В докладе 11 – 201 излагаются разработанная канадскими специалистами методология оценки состояния длительно работающих гидрогенераторов и решения вопроса о необходимости проведения на них восстановительных или реконструктивных работ. Методология основана на использовании группы важных технических признаков и критериев для определения состояния гидрогенератора в целом и его элементов. Основными компонентами генератора, определяющими его работоспособность, являются: обмотка и сердечник статора, ротор и механические компоненты. Для характеристики их состояния анализируются пять групп факторов: конструкция и технология изготовления; история работы и ремонтов; результаты визуального обследования, результаты испытаний, внешние факторы. В число последних входят: режимы работы, значение генератора для энергосистемы, число пусков и т.п. Составлены таблицы для количественной оценки состояния основных элементов и гидрогенератора в целом. Таблицы содержат количественную оценку значений различных факторов, ранжированную по их значению для оценки состояния. В качестве примеров приведены таблицы для оценки состояния обмотки статора и гидрогенератора в целом.

В докладе подчеркивается, что “возраст” генератора не может быть единственным критерием для принятия решения о необходимости проведения восстановительных работ. Такое решение должно приниматься на основе анализа комплекса показателей.

Отмечено, что, как правило, вопрос о восстановительных работах приходится решать для гидрогенераторов, работающих 40 и более лет.

При обсуждении доклад 11 – 201 был оценен как интересный пример системного интегрированного подхода к анализу большого числа факторов, влияющих на надежность и эксплуатационное состояние электрического оборудования. Отмечено, что описанный в докладе метод применим и к турбогенераторам. Такой подход позволяет успешно решать задачу о приоритетных работах по ремонту генераторов.

В докладе 11 – 202 специалисты Хорватии на основании проведенных расчетов проанализировали возможные перенапряжения в цепи статора генератора при различных возмущениях: отключения нагрузки, однофазные КЗ с последующим отключением основного выключателя блока, различные коммутации, удары

молнии в линию, к которой через трансформатор присоединен генератор. Учтено влияние насыщения трансформатора на перенапряжения при отключении нагрузки. Оценивается опасность для генератора возможных перенапряжений. Делается вывод о том, что для рассмотренных в докладе условий не требуется дополнительная специальная для гидрогенератора защита от перенапряжений. Однако подчеркивается, что этот вывод нельзя рассматривать как общий, так как, как показывают дополнительные расчеты, возможны условия, когда такая защита будет необходима.

В дискуссии по этому вопросу подтверждалась возможность воздействий на обмотку статора значительных перенапряжений. Однако по этому вопросу пока нет стандартов, непосредственно относящихся к электрическим машинам: существующие же стандарты, которые можно было бы распространить на машины, противоречивы.

В мире существует и практически используется ряд методов обнаружения повреждений стержней роторов асинхронных двигателей. Авторы доклада 11 – 203 предлагают для этой цели новый подход, который позволяет более достоверно, чем другими методами, обнаружить различие между неповрежденным ротором и ротором с одним дефектным стержнем. Подход основан на новом методе обработки сигнала тока с использованием спектрального анализа.

Выступавшими в дискуссии по этому вопросу отмечалось, что в течение многих лет проводятся исследования и разработки по обнаружению повреждений стержней роторов асинхронных двигателей; появление в последние годы возможности, хотя и более сложной, но и более эффективной обработки сигналов продолжает повышать точность оценки состояния электродвигателя и должно оцениваться положительно.

Применение метода частичных разрядов (ЧР) для диагностики электрических машин в последние годы активно обсуждается в печати, на конференциях, симпозиумах, коллоквиумах и других видах научно-исследовательских совещаний. Тем не менее, все еще существует довольно много не до конца решенных задач и дискуссионных вопросов.

Одному из частных вопросов, относящихся к этой проблеме, посвящен доклад 11 – 204 (Канада, США). В нем описываются результаты разработки, направленной на усовершенствование системы диагностики состояния обмоток двигателей среднего напряжения (3,3 – 6,9 кВ) путем оптимального выбора параметров измерительной системы. Показано, что изменение емкости конденсатора связи с 80 до 500 пФ дает значительное увеличение чувствительности индикатора ЧР, что позволяет детектировать слабые ЧР на ранних стадиях процесса развития дефектов изоляции. Датчики емкостью 500 пФ установлены более чем на 40 электродвигателях электростанций и предприятий нефтехимической промышленности.

В дискуссии результаты проведенной работы в принципе оценены положительно и обсуждены некоторые общие вопросы оценки состояния изоляции обмоток электродвигателей по результатам измерения ЧР. В частности, по мнению большинства, более важными показателями являются данные, характеризующие тен-

денцию изменения показателей ЧР во времени, нежели их конкретные значения в данный момент. Активно обсуждался вопрос о проблеме “сигнал - помеха” при измерении ЧР. Признано, что, по-видимому, по этой проблеме необходима дальнейшая работа.

Третья предпочтительная тема “*Современные методы, технологии и средства для испытаний электрических машин, отключенных от сети (off-line), и мониторинг их в процессе работы (on-line) с целью уменьшения объемов работ по поддержанию их работоспособности*”.

По этой теме было представлено шесть докладов:

11 – 301 Разработка и экспериментальная проверка методов диагностики гидрогенераторов (Австрия, Швейцария).

11 – 302 Технология измерений и алгоритмы оценки остаточного ресурса изоляции обмоток статоров (Румыния).

11 – 303 Информационно-диагностическая система для агрегатов ГЭС (Россия).

11 – 304 Об интерпретации “картины” частичных разрядов, измеренных на выводах электродвигателя (Италия).

11 – 305 Мониторинг (on-line) состояния изоляции обмотки турбогенератора (Япония).

11 – 306 Система непрерывного контроля уровня искрения в электродвигателях /MS 2 Me/ (Испания).

Пять из этих шести докладов посвящены методологии интерпретации данных о состоянии машин, получаемых в процессе эксплуатации. Одна из основных идей этих докладов – использование нескольких источников данных для более достоверной оценки состояния обмотки или машины в целом. Такой подход обсуждался также в докладе 11 – 201.

Использование множества источников данных для оценки состояния предполагает использование интеллектуальных (экспертных) систем для обработки данных и последующей выдачи оператору или обслуживающему персоналу рекомендаций по выбору стратегии принятия решения.

В представляющем значительный интерес докладе 11 – 301 приводятся результаты экспериментального сопоставления различных систем диагностики состояния в процессе работы (мониторинга) гидрогенераторов-двигателей. Испытания проводились на двух генераторах-двигателях, установленных на ГАЭС Resin - Rich (Австрия):

33 МВ·А, 10,5 кВ, 50 Гц, 750 мин⁻¹, в эксплуатации с 1968 г.;

42 МВ·А, 10,5 кВ, 50 Гц, 750 мин⁻¹ в эксплуатации с 1980 г.

Режимы испытаний:

холостой ход при напряжении 0,5 и 1,04U_н;

работа в сети с полной и частичной нагрузкой.

Основное внимание уделено сопоставлению нескольких систем контроля ЧР с различными частотными диапазонами.

В числе этих систем были:

а) две, применяемые персоналом ГАЭС: одна с диапазоном частот 40 – 350 МГц и двумя вариантами конденсаторов присоединения – 80 и 145 пФ; другая – модульная с предусилителями, имеющими диапазоны ча-

стот основного блока 40 – 800 кГц, первого предусилителя 0,02 – 1 МГц, второго 2 – 20 МГц (конденсатор присоединения 145 пФ и 1 нФ с активно-индуктивной RL цепью);

б) компьютерная система RAMOS фирмы ABB с конденсатором присоединения емкостью 10 пФ и с высокочастотным трансформатором тока на стороне низкого напряжения; эти устройства рассчитаны на диапазон частот 10 – 30 кГц и могут устанавливаться на выводах высокого напряжения машины; сигналы от них передаются на процессор компьютера. Контроль ЧР сочетался с другими методами определения состояний машин. В их числе:

контроль нагрева обмоток и сердечника статора в пазовой части;

анализ наличия в охлаждающем воздухе продуктов, свидетельствующих о существовании местных перегревов обмоток статора и ротора, сердечника статора и других элементов;

контроль содержания в охлаждающем воздухе озона, свидетельствующего о наличии в машине коронирования и локальных разрядов;

специальный акустический метод контроля состояния сердечника и креплений обмотки статора.

Проведенные испытания и предшествующий опыт, по мнению авторов доклада, подтвердили высокую эффективность измерения частичных разрядов в процессе работы машины. Однако в связи с зависимостью полученных результатов от многих факторов (нагрузки, температуры, конструкции машины и др.) интерпретация полученных результатов измерения ЧР довольно сложна. Поэтому требуется, как это уже сделано фирмой ABB, иметь развитую базу данных о типовых результатах при заведомо исправных состояниях машин. Кроме того, нужно сочетать измерения ЧР с другими методами диагностики и оценивать состояние машины по комплексу показателей. Следует отметить, что это положение достаточно хорошо известно и используется в практике оценки состояния гидрогенераторов и другого электрооборудования в России и в других странах. В докладе 11 – 301 отмечается целесообразность непрерывного или периодического контроля содержания в охлаждающем воздухе продуктов перегрева или износа элементов машины. Большое внимание также уделяется визуальному обследованию машин.

В докладе 11 – 302 анализируются различные методы контроля состояния изоляции обмоток статора турбо- и гидрогенераторов; обобщается опыт их применения в Румынии. При этом рассматриваются как методы контроля (испытаний) на отключенной от сети машине, так и методы мониторинга работающих машин. Рассматриваются методы контроля при приложении напряжения постоянного и переменного тока. При воздействии напряжения постоянного тока, наряду с традиционными показателями сопротивления изоляции, коэффициента абсорбции и показателя поляризации, определяются еще значения установившегося тока утечки и времени завершения неустановившихся процессов. Последние два показателя определяются расчетом по результатам измерения токов утечки при четырех-шести различных уровнях напряжения и при трех значениях времени с момента приложения напряже-

ния. Если первые три показателя характеризуют в основном степень увлажненности изоляции, то последние два показателя, по мнению авторов, могут дать дополнительную ценную информацию об общем состоянии изоляции. Их низкие значения свидетельствуют о том, что изоляция находится в хорошем состоянии. Наблюдение за их изменением во времени позволяет оценивать степень старения изоляции.

При контроле состояния изоляции напряжением переменного тока особое внимание уделяется измерению ЧР и $\text{tg } \delta$. Оба вида измерений осуществляются как на остановленных машинах, так и в процессе их работы.

На основании имеющегося у авторов доклада опыта испытаний и измерений на 140 турбо- и гидрогенераторах ими разработан проект рекомендаций по проведению работ, направленных на оценку состояния изоляции обмоток генераторов. Этими рекомендациями предусматриваются три стадии работ:

1) проведение мониторинга (on-line) на работающих машинах традиционными средствами, обеспечивающими информацию об измеряемых показателях, понятную для персонала со средним уровнем подготовки;

2) проведение периодически или разово, при превышении по одному или нескольким показателям установленных пределов, комплекса измерений на работающей машине специально подготовленным персоналом с использованием специальных средств;

3) работы для принятия окончательного, хорошо обоснованного заключения на основании комплексного рассмотрения результатов контроля машин в процессе работы и дополнительных испытаний на остановленной машине.

При этом подчеркивается, что измерения при напряжениях постоянного и переменного токов взаимно дополняют друг друга. Кроме того, при сопоставлении ценности определения показателей состояния изоляции на работающей и на отключенной машине следует учитывать, что в первом случае части обмоток, близкие к нулевой точке, находятся под слабым потенциалом, а во втором – приложенное напряжение одинаково по всей длине обмотки.

В докладе 11 – 303 описана разработанная в России (ВНИИЭ и др.) и частично уже реализованная на двух станциях интеллектуальная информационно-диагностическая система для агрегатов ГЭС и ГАЭС. Система обеспечивает персонал данными, получаемыми от систем мониторинга и диагностики как на работающих (on-line), так и на выведенных из работы (off-line) агрегатах. Алгоритмы обработки данных базируются на отражении интеллектуального пути принятия человеком решений. Система используется для помощи персоналу в принятии решений по оптимизации планирования мероприятий по обслуживанию и ремонтам гидроагрегатов.

В докладе 11 – 304 (Италия) рассматриваются вопросы измерения ЧР в статорных обмотках двигателей при их детектировании на внешних выводах статора. Показано, что на результаты измерения ЧР влияют схема и конструкция обмотки, а также тип применяемого провода. Отмечается также, что измерения ЧР на выво-

дах обмотки могут неправильно отражать ЧР, происходящие собственно в обмотке, из-за искажающего влияния коронирования и разрядов в клеммной коробке и в подводящих кабелях. В связи с этим делается общий вывод о необходимости мероприятий по совершенствованию выводных коробок двигателей, систем присоединения кабелей и самих кабелей с целью уменьшения разности потенциалов между фазами и по отношению к земле.

В докладе 11 – 305 основное внимание уделено разработанным и применяемым в Японии двум методам контроля состояния изоляции обмоток статоров турбогенераторов в процессе их работы (on-line); а именно – новый способ измерения ЧР и химический анализ периодически отбираемых проб охлаждающего водорода.

Для измерения ЧР используются в качестве датчиков заложенные в пазы статора штатные термометры сопротивления. Высокочастотные составляющие импульсов, создаваемых ЧР, выявляются с помощью радиочастотных трансформаторов тока, присоединяемых вне генератора к кабелям, идущим от термометров сопротивления.

Периодически отбираемые на работающем турбогенераторе пробы водорода подвергаются хроматографическому и масс-спектрографическому анализам. Этот способ, как известно, не является принципиально новым. Анализ водорода, отбираемого из общей системы охлаждения (в том числе и непрерывно) в том или ином виде, включая и спектрографические методы, уже давно используется для выявления повышенных нагревов, истирания изоляции и других дефектов в ряде стран мира, включая Россию.

В конце доклада авторы подчеркивают принципиально правильное и не новое положение о том, что оценку состояния изоляции обмотки статоров турбогенераторов (так же, как, добавим от себя, другого оборудования) следует производить на основании анализа комплекса различных диагностических показателей, включая применение для этой цели методов искусственного интеллекта (экспертных).

В последнем из рассматриваемой группы докладе 11 – 306 описывается разработанная и применяемая в Испании система контроля искрения в щеточно-контактных узлах электрических машин. Авторы доклада отмечают, что система обеспечивает высокую достоверность результатов. Разработана интеллектуальная система оценки динамики развития процессов и прогнозирования необходимых мер по устранению повышенного искрения и по дальнейшему обслуживанию щеточно-контактного узла. Доклад, в основном, посвящен применению этой системы для тяговых двигателей; однако разработанные метод и система применимы и к другим электрическим машинам, имеющим контактные кольца или коллекторы.

В связи с докладами по третьей предпочтительной теме на заседании ДГ-11 имела место оживленная дискуссия по вопросу методологии планирования предупредительных мероприятий для обеспечения надежности работы электрических машин. При этом отмечалась важность учета вероятности возникновения отказов оборудования и их последствий. Из выступления

было ясно, что методы оценки экономического ущерба от отказов требуют дальнейшего совершенствования.

Общим мнением было то, что решение о необходимости проведения тех или иных эксплуатационных или ремонтных мероприятий не должно приниматься на основании результатов определения только одного из диагностических показателей. Всегда необходима их проверка по другим показателям.

Оживленная дискуссия имела место в отношении использования термометров сопротивления в качестве датчиков для измерения ЧР. Хотя другие известные способы имеют преимущества по сравнению с использованием термометров сопротивления, общим мнением было то, что и этот способ заслуживает дальнейшего изучения.

Несмотря на имевшие место высказывания в пользу упрощения систем контроля, было признано, что только глобальные системы диагностики могут дать правильную оценку общего состояния обмоток. Дополнительные к мониторингу испытания необходимы для определения мест и характера дефектов. Подчеркивалось большое значение визуального обследования.

Среди других факторов, влияющих на качество данных, получаемых от систем мониторинга ЧР, особо отмечалось существенное значение для них конструкции выводов обмоток машин и формы волны напряжения.

Выводы

Изложенное свидетельствует о высокой ценности информации, получаемой участниками сессий СИГРЭ в области научно-технического прогресса по созданию все более совершенных электрических машин для нужд электроэнергетики, по разработке и внедрению мероприятий, направленных на повышение надежности их работы, в частности, на основе совершенствования

и широкого внедрения современных методов и средств технической диагностики, в том числе в процессе работы машин.

Материалы сессии СИГРЭ 2000 г. должны быть тщательно изучены и использованы в работе отечественных НИИ, энергосистемами, электромашиностроительными заводами. При этом особое внимание должно быть уделено учету следующих основных положений, вытекающих из материалов сессии СИГРЭ и характеризующих мировые тенденции в области электрических машин для электроэнергетики:

продолжающиеся разработка и применение все более мощных турбогенераторов с воздушным охлаждением;

необходимость учета при проектировании новых машин особенностей их работы в энергосистемах, а также новых требований заказчиков и операторов энергосистем; продолжающиеся разработки и внедрение в опытно-промышленную эксплуатацию генераторов высокого напряжения, пригодных для присоединения к сети энергосистем без повышающих трансформаторов;

большое внимание, уделяемое разработкам методов и критериев оценки состояния генераторов и двигателей, длительно находящихся в эксплуатации, и путей продления сроков их жизни;

все возрастающее внимание к разработке и совершенствованию систем, методов и средств технической диагностики не только генераторов, но и электродвигателей; особенно интенсивное развитие мониторинга, т.е. контроля состояния машин в процессе их работы; постепенный переход на этой основе к системе обслуживания и ремонтов машин "по состоянию";

возрастающее внимание к применению на ГРЭС и ГЭС регулируемых по частоте вращения агрегатов на базе асинхронизированных машин.

К 10-летию создания Российского научно-технического общества энергетиков и электротехников

5 мая 1991 г. Министерством юстиции РСФСР за № 124 был зарегистрирован Устав РНТОЭ и утверждено создание творческого добровольного общественно-объединения региональных научно-технических организаций, ученых и специалистов, чьи профессиональные интересы связаны с решением проблем энергетического комплекса России.

9 апреля 1991 г. в г. Владимире проходила Учредительная конференция Российского НТО энергетиков и электротехников. В работе конференции приняли участие 155 человек из 60 правлений, находящихся на территории России.

Региональные правления и представители научно-технической энергетической общественности еще в 1989 г. стали сознавать целесообразность создания самостоятельной творческой профессиональной организации в Российской Федерации.

В условиях демократизации общества многократно повысилась роль общественных объединений при решении государственных, экономических, экологических и других проблем. Возросли требования к эффективному решению научно-технических задач, развития энергетики, электротехники, электрификации, ресурсосбережения, разработки и обоснования новейших технологий.

Конференция определила главные цели и задачи организации, которая должна стать гарантом для изъявивших желание войти в ее состав профессиональных территориальных объединений энергетической общественности в решении технического перевооружения и модернизации всего энергетического комплекса России, повышения престижа и значимости труда ученых, инженерно-технических работников и специалистов отраслей страны.

Отмечались широкие возможности использования средств массовой информации специалистами и учеными Общества для формирования объективного научно обоснованного мнения среди населения различных регионов по вопросам энергетики и электротехники, экологии и экономики.

Участники Конференции утвердили Устав РНТОЭ.

Президентом РНТОЭ единогласно избран Васильев Юрий Сергеевич – доктор техн. наук, проф., чл.-корр. АН СССР, ректор ЛГТУ.

Исполнительным директором правления РНТОЭ избрана Красовицкая Лидия Матвеевна, зав. международным отделом ВНТОЭ.

Общество, действуя в крайне сложных условиях перехода экономики к рыночным отношениям, поставило главной задачей содействие решению проблем сохранения и развития Единой энергосистемы страны, ее дальнейшего совершенствования и модернизации.

Об этом говорит тематика проведенных уже в первые годы работы Общества Всероссийских научно-технических конференций и совещаний:

первоочередные проблемы экологии и охраны окружающей среды;

совершенствование взаимоотношений потребителей ТЭР и электроснабжающих организаций;

современные тенденции в развитии и конструировании коллекторных машин постоянного тока;

электрические контакты;

антикоррозия и технологии энергетического производства и др.

Значительную поддержку в первые годы деятельности РНТОЭ оказывали РАО “ЕЭС России” и Минтопэнерго РФ. В свою очередь, Общество осуществило ряд работ силами созданных научно-технических комитетов правления РНТОЭ по заказам этих ведомств и других организаций:

проведена экспертиза проекта Электроэнергетической программы России;

для ЦДУ ЕЭС выполнен ряд разработок по вопросам устойчивости работы ЕЭС РФ;

для РАН разработана Энергетическая программа Северо-Западного региона страны и др.

Начиная с 1992 г. правление РНТОЭ переходит на договорные отношения с региональными правлениями Общества. В рамках действующего Устава этим отделением была предоставлена значительная самостоятельность (определение собственной структуры, взаимодействие с первичными организациями и т.д.), в том числе финансовая. РНТОЭ тесно взаимодействует и оказывает действенную поддержку Владимирскому, Воронежскому, Екатеринбургскому, Иркутскому, Краснодарскому, Мордовскому, Московскому, Тульскому и другим отделениям Общества.

Постоянное формирование объективного, научно обоснованного общественного мнения по вопросам значимости отраслей, путей их развития, решения экологических и экономических проблем среди населения в областях, краях и регионах, опасности как производственного, так и экологического экстремизма – это одно из главных направлений деятельности РНТОЭ.

Осознавая социальную значимость для общества деятельности специалистов наших отраслей, крайне важным аспектом нашей деятельности является вовлечение молодых специалистов, студентов высших учебных заведений. К сожалению, благие намерения об учреждении именных стипендий в столь нестабильный период крайне проблематичны, но перспективность и значимость работы в этом направлении не требуют доказательств.

Для инженеров и специалистов отраслей, стремящихся к творческому труду, Общество должно создавать возможности повышения профессионального уровня, участия в творческих дискуссиях, получения информационной и технической помощи.

На I съезде Общества одобрена деятельность энергетической научно-технической общечленности, направленная на решение актуальных научно-технических и социально-экономических проблем отраслей, отмечена целесообразность проведения специализированных мероприятий, в том числе международных, в целях внедрения прогрессивных технологий и разработок, осуществления экспертиз важнейших федеральных и региональных программ.

На I съезде Общества принята новая редакция Устава РНТОЭ, соответствующая Федеральному закону “Об общественных объединениях РФ”.

Президентом РНТОЭ вновь единогласно избран Васильев Юрий Сергеевич – доктор техн. наук, проф., академик РАН, президент СПбГТУ.

Вице-президентами избраны: Брызгалов Валентин Иванович – доктор техн. наук, генеральный директор Саяно-Шушенской ГЭС; Ивашинцов Дмитрий Александрович – доктор техн. наук, проф., генеральный директор ОАО “ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева”; Красовицкая Лидия Матвеевна – член Международной энергетической академии, исполнительный директор РНТОЭ.

Общество провело перерегистрацию Устава в Минюсте РФ (№ 124, от 28/V 1999 г.); в свидетельстве о регистрации РНТОЭ отмечено, что именно РНТОЭ является преемником и продолжателем лучших традиций Русского технического общества на территории Российской Федерации.

Анализ сегодняшней ситуации в энергетике свидетельствует, что назрела необходимость консолидировать деятельность организаций Общества, объединять их усилия для решения энергетических проблем регионов, способствовать развитию научно-технического потенциала, повышению престижности электроэнергетических профессий.

Мы повседневно ощущаем, как трудно идут экономические и политические реформы, наблюдаем, как падает производство, уровень жизни людей, сужается круг их духовных интересов.

Демократизация общества многократно повысила роль общественного мнения при решении государственных, экономических, политических, экологических и прочих проблем жизни общества.

В ближайшие годы электроэнергетический кризис обострится: ведь свернуто строительство электростанций на десятки миллионов киловатт новых мощностей, а десятки миллионов киловатт генерирующих мощно-

стей выработали свой ресурс, повальные неплатежи, отсутствие компетентного общественного мнения по вопросам значимости энергетики и электротехники, митинговый напор, подчас, необъективность средств массовой информации и многое др.

В этих условиях генеральным направлением нашего Общества, несомненно, должно быть тесное взаимодействие с предприятиями и организациями отраслей как в регионах, так и центральными – РАО “ЕЭС России”, министерствами, энергетическими комитетами от местной администрации до комитетов Государственной Думы для вывода электроэнергетического комплекса России из кризиса.

Научно-техническое и деловое сотрудничество обеспечивается проведением актуальных обсуждений энергетических проблем, готовностью участвовать в проведении экспертиз программ и проектов как на российском, так и на региональном уровне повышения профессионального уровня, осуществления научных международных связей.

Общество стало учредителем Российского союза научных и инженерных общественных организаций, инициатором и учредителем Международной энергетической академии, тесно взаимодействует с РАО “ЕЭС России”, Минэнерго РФ, Миннауки РФ, Минатомом РФ, РАН, ОАО-энергосистемами и предприятиями.

Общество является членом Академического проблемного совета по малой энергетике. Президиум РНТОЭ по просьбе совета дал заключение по Федеральному закону “О государственной политике в сфере использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии”.

Учитывая свое историческое местонахождение в г. Санкт-Петербурге, Общество активно принимает участие в деятельности научно-технического совета при губернаторе Санкт-Петербурга в обсуждении перспективных проблем энергетических, экономических и социальных вопросов города.

В 2000 г. исполнилось 120 лет с момента создания VI отдела Русского технического общества, первого научно-технического объединения выдающихся ученых и специалистов (А. Н. Лодыгин, П. Н. Яблочков, А. С. Попов, Б. Е. Веденев, Г. О. Графтио, М. А. Шатилен и др.) наших отраслей, явившегося предшественником единственной на территории России Общероссийской общественной организации “РНТОЭ”. Президиум Общества заслушал вопрос о 120-летию теоретического и научно-практического журнала “Электричество” (органа VI отдела РТО), наметил пути взаимодействия и сотрудничества.

Общество тесно сотрудничает с всероссийскими отраслевыми научно-техническими журналами: “Электрические станции”, “Электротехника”, “Теплоэнергетика”, “Гидротехническое строительство”, “Промышленная энергетика”; информационно-справочным журналом “Новости электротехники” (органом общеизвестной компании ОАО “ПО Элтехника”).

Президиум правления на своих заседаниях постоянно рассматривает вопросы, связанные с решением проблем развития отраслей, поддержкой отечественных производителей, при этом обычно эти заседания

проводятся на предприятиях, что позволяет непосредственно на местах обсуждать и содействовать решениям указанных проблем.

Например, при рассмотрении хода реализации проекта строительства газопровода “Голубой поток” головной проектной организации АО “Гипроспецгаз” было рекомендовано ознакомиться с образцом отечественной блочно-модульной автономной газотурбинной ЭС мощностью 1,5 МВт, работающей на природном газе, а также с экспериментальной базой одного из СПб НИИ, позволяющей проводить испытания на сейсмостойкость до 9 баллов энергетического оборудования массой до 500 т в целях возможного использования при дальнейших работах и строительстве газопровода.

Проблемы защиты от электромагнитного воздействия искусственного и естественного происхождения были рассмотрены президиумом РНТОЭ на экспериментальной базе НИЦ26 ЦНИИ Минобороны РФ, выработаны рекомендации, которые разосланы в адрес заинтересованных организаций для их реализации.

22/III 2001 г. президиум Общества на базе компании ОАО “ПО Элтехника” заслушал и обсудил вопросы, связанные с состоянием и перспективами развития комплектных распределительных устройств напряжением 6 – 10 кВ. В решении было отмечено, что разработанные ОАО “ПО Элтехника” КРУ являются одними из лучших технических решений, обладают повышенными потребительскими свойствами, отвечают современным требованиям надежности и эксплуатационной безопасности, соответствуют зарубежным аналогам и отвечают нормативным требованиям, действующим в РФ. Намечены пути взаимодействия с компанией.

Основными направлениями деятельности Общества в последние годы было проведение всероссийских мероприятий (в том числе с международным участием), связанных с вопросами электроснабжения городов и функционированием городских электросетей в современных условиях; вопросами энергосбережения и энергоэффективности промышленности и городского хозяйства; развития атомной энергетики, ее взаимодействия с “обычной энергетикой”, развития экспериментальной базы атомной энергетики и подготовки соответствующих кадров; участием в законодательном процессе в ЭЭК, проведением экспертиз силами ученых и ведущих специалистов отраслей.

В 2000 г. Общество провело Всероссийскую научно-техническую конференцию “Электроснабжение промышленных предприятий в современных условиях”, рекомендации конференции были разосланы в ведомственные организации для их реализации, которые подтвердили, что в рамках концепции реформирования электроэнергетики будут рассмотрены и учтены предложения научно-технической энергетической общестственности.

Коллективом известных ученых Общества была разработана “Программа развития топливно-энергетического комплекса России на период до 2015 г.”, в которой отражены стратегические цели и принципы развития ТЭК РФ, место ТЭК в развитии народного хозяйства, прогнозирование его развития, оценка запасов ТЭР и их соответствие потребностям ТЭК России, реализация

ция энергосберегающей политики РФ, оценка рациональной структуры ТЭК, прогноз развития отраслей энергетики и др.

Общество подтвердило готовность участия в формировании и реализации законодательных актов в целях сохранения управляемости ЕЭС России, федеральных и региональных энергетических программ, в выработке объективного, научно обоснованного общественного мнения по вопросам значимости отраслей.

Учитывая необходимость создания демократического гражданского общества и роль в нем общественных объединений, президиум РНТОЭ принял решение: обратиться в РАО “ЕЭС России”, Министерство энергетики РФ, Минатом РФ, к руководителям энергосистем, АЭС и другим заинтересованным энергетическим предприятиям и организациям с предложением использовать научно-технический потенциал энергетической общественности и финансово поддержать существующую авторитетную структуру – Российское науч-

но-техническое общество энергетиков и электротехников и его региональные отделения.

Проведение международных и всероссийских конференций, совещаний по актуальным проблемам энергетики и электротехники, осуществление общественных экспертиз, обсуждение вопросов реконструкции и модернизации ЭЭК, формирование общественного мнения по экологическим вопросам и значимости отраслей в целом, деятельность по подготовке и переподготовке кадров энергетического профиля, проведение просветительской работы – вот неполный перечень вопросов, на чем сконцентрировано внимание президиума и правления РНТОЭ.

Отмечая 10-летие с момента своего создания, несмотря на крайне сложную и нестабильную обстановку в энергетике, объективно оценивая ситуацию, Российское НТО энергетиков и электротехников следует традициям Русского технического общества, созданного в Санкт-Петербурге научно-технической интеллигенцией России.

Президиум РНТОЭ

О новой редакции ПУЭ¹

Алянский А. Л., инж.

Ленгидропроект

Энергетическая общественность на протяжении многих лет ожидает выхода в свет седьмого издания Правил устройства электроустановок (ПУЭ). Известно, что подготовкой различных разделов и глав ПУЭ занимаются различные научные и проектные институты в соответствии со своей специализацией. Общее же руководство, а очевидно, и окончательное редактирование ПУЭ, должен осуществлять Департамент научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” – правопреемник бывшего Главтехуправления Минэнерго СССР, под руководством которого выходили все шесть предыдущих изданий ПУЭ.

Имея полувековой стаж непрерывной работы в эксплуатационной и проектной организациях системы Минэнерго СССР – РАО “ЕЭС России”, могу с удовлетворением констатировать, что предыдущие шесть изданий ПУЭ отличались безупречной технической логикой и четким изложением материала. Все разделы ПУЭ были соответствующим образом отредактированы ведущими специалистами Главтехуправления.

К сожалению, вышедшие в свет пионерным порядком разделы 6 “Электрическое освещение” и 7 “Электрооборудование специальных установок” ПУЭ седьмого издания по приведенным выше качествам резко контрастируют со своими предшественниками.

Так, в первом же пункте 6.1.1, определяющем область применения раздела 6, не указано самое существенное, что раздел 6 распространяется на производственные здания. Бессмысленность выражения “сооружений наружного освещения” свидетельствует о том,

что после слова “сооружений” пропущены какие-то слова, характеризующие упоминаемые ранее в этом пункте здания и помещения и определяющие более четко область применения раздела 6.

Плохо отредактированный текст, несогласованность разделов 6 и 7 приводят к неоднозначным трактовкам необходимости применения трехпроводных сетей в сугубо производственных помещениях.

В разделе 6 нет указания на необходимость во всех помещениях зданий различного назначения, в том числе производственных, выполнять трехпроводные сети (L, N и PE проводники). Первое конкретное упоминание о L, N и PE проводниках появляется только в разделе 7, посвященном электрооборудованию специальных установок (жилых и общественных зданий, зрелищных и других подобных предприятий), что вполне логично. В то же время, в разделе 6 это требование, явно не сформулированное, оказалось упомянутым в п. 6.1.38 в связи с защитным заземлением металлических корпусов светильников.

Одновременно в п. 6.1.42 говорится о необходимости руководствоваться главой 7.1 только применительно к помещениям промышленных предприятий, приближающимся по своему характеру к помещениям общественных зданий.

Нераспространение главы 7.1 на электроустановки, которые по своему характеру должны быть отнесены к электроустановкам промышленных предприятий, указано и в п. 7.1.1.

Налицо явная несогласованность, допускающая различное толкование столь важного и по существу сравнительно нового для отечественной энергетики вопроса применения трехпроводных сетей освещения.

¹ Правила устройства электроустановок. Издание 7-е. Раздел 6. Раздел 7, главы 7.1, 7.2. М.: НЦ ЭНАС, 1999, с. 80.

Откуда же взялось требование п. 6.1.38?

Не предвосхищая решения РАО “ЕЭС России” о необходимости сооружения трехпроводных сетей освещения во всех без исключения помещениях (что противоречит ранее принятому Минтопэнерго решению от 18 февраля 1994 г.), считаю, безусловно, необходимым срочно отредактировать разделы 6 и 7 нового (седьмого) издания ПУЭ, поручив это компетентному коллективу инженеров-энергетиков.

При этом утверждающему ПУЭ Департаменту РАО следует иметь в виду, что необходимое редактирование

ПУЭ одновременно определяет соответствующие материальные затраты и объем строительно-монтажных работ.

Обращаюсь с этим письмом в уважаемый журнал “Электрические станции” потому, что имевшая место деловая переписка с организацией – основной составительницей указанных разделов, к успеху не привела.

Выражаю надежду своим коллег, что остальные разделы седьмого издания ПУЭ будут традиционно лишены столь существенных редакционных несогласованностей.

ПОЗДРАВЛЯЕМ!

Электроэнергетика. Юбилейные даты января.

70 лет

В январе 1932 г. Пущена Кузнецкая ТЭЦ при Кузнецком металлургическом комбинате в Кемеровской обл.

65 лет

В январе 1937 г. Пущена Нижнетуломская ГЭС на р. Туломе в Мурманской обл.

55 лет

31 января 1947 г. Торжественный пуск Ульяновской ТЭЦ в Ульяновской обл.

40 лет

В январе 1962 г. Введена линия электропередачи 220 кВ Хасавьурт – Ойсунгур, объединившая Дагестанскую энергосистему через Чечено-Ингушскую энергосистему с Единым Северо-Кавказским энергокольцом.

35 лет

10 января 1967 г. Пущена Палокоргская ГЭС на р. Выг в Карелии.

25 лет

10 января 1977 г. Пущена Ижевская ТЭЦ-2 в Удмуртии.

18 января 1977 г. Пущена на полную мощность Приморская ГРЭС в Приморском крае.

В январе 1977 г. Введены две линии электропередачи 500 кВ, соединившие Нурекскую ГЭС с единой энергосистемой Средней Азии (протяженность 250 км) и Усть-Илимскую ГЭС с ОЭС Сибири (протяженность 245 км).

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Программа исследований, разработок и демонстраций новых технологий по экологически чистому использованию угля

Гринбаум М.

Министерство энергетики США

Изменения в исследованиях и разработках в области энергетики. Современный анализ энергоснабжения и энергопотребления выявил тенденции как внутреннего, так и мирового рынков, которые требуют переоценки приоритетов в области исследований и разработок, особенно в плане их отношения к роли ископаемого топлива вообще и угля в частности. Эти новые факторы изменили ранее существовавшие представления о том, что считать подходящей программой НИОКР и демонстраций (НИОКРиД), в результате реализации которой будут определены, разработаны и представлены для практического применения технологии, так необходимые для того, чтобы гарантировать, что ископаемые энергетические ресурсы смогут удовлетворить требования по охране окружающей среды, общественный спрос и рынки, оставаясь при этом конкурентоспособными.

Наиболее важными факторами, которые влияют и, как ожидают, будут продолжать оказывать влияние на будущее направление, которое примет электроэнергетика, являются:

дерегулирование, приватизация и конкуренция:

конкуренция между разными видами топлива, особенно для вновь вводимых генерирующих мощностей;

покупка и продажа энергии (независимо от производителя и потребителя) на оперативной (в реальном времени за сутки) и фьючерской основе;

создание работающих по всей стране ("total") энергокомпаний;

распределенное (распределенное) производство электроэнергии, комбинированная выработка тепла и электроэнергии и объединение их с производством других продуктов (cogeneration) как новое направление энергосбережения;

ограничения по условиям окружающей среды, накладываемые на твердые, жидкие и газообразные выбросы:

все более строгий контроль за выбросами загрязнителей, таких, как SO_2 и NO_x , а также вероятность в дальнейшем ограничения выбросов ультрамелких твердых частиц и ртути;

возможность будущих ограничений выбросов углеродсодержащих газов, учитывая необходимость предотвращения глобального изменения климата.

Эти факторы учитывают при планировании и реализации малозатратной, эффективной, быстро реагирующей на изменяющиеся обстоятельства программы НИОКРиД, способной удовлетворить требования будущих мировых рынков к технологиям, оборудованию и источникам энергии.

Программа США в области угля и электроэнергетики – ответ на произошедшие изменения. В ответ на эти изменения программа министерства энергетики США в области угля и электроэнергетики (Coal and Power Systems Program) в настоящее время сосредоточена на достижении четырех целей:

разработка систем производства электроэнергии со все более высоким КПД и снижением вредного воздействия на окружающую среду при 10 – 20%-ном снижении стоимости электроэнергии. Усилия в этом направлении обеспечат, в конечном счете, основу для создания нового поколения энергетического оборудования с близким к нулю уровнем выбросов (включая CO_2);

разработка высокоэффективных систем уменьшения выбросов SO_2 , NO_x и твердых частиц, которые можно использовать на действующих ТЭС;

проведение исследований с целью определения жизнеспособности методов удаления CO_2 для снижения выбросов парниковых газов; разработка технологий и систем для производства сверхчистого транспортного топлива, химических продуктов и высококачественных углеродсодержащих продуктов, которые могут стать конкурентоспособными в первом десятилетии XXI века.

Эти цели будут достигнуты путем осуществления проектов, включенных в три раздела программы.

Первый раздел – энерготехнологии как для крупных электростанций централизованного энергоснабжения, так и небольших автономных генерирующих установок – распределенных источников.

Для централизованного энергоснабжения рассматриваются перспективные системы и инновации для действующих ТЭС.

Работы по созданию перспективных систем заключаются в разработке малотоксичных котлов (Low Emission Boiler System, LEBS), ПГУ с внутрицикловой газификацией угля (IGCC), перспективных технологий сжигания (Advanced Combustion) и "гибких" ГТУ. Цель этих разработок для угольных ТЭС – достичь КПД 42 – 45% в 2000 – 2005 гг., что заложит фундамент для дальнейшего повышения КПД до 55 – 60% после 2010 г. Ожидается, что эти улучшения снизят выбросы CO_2 более чем на 40% по сравнению с нынешними угольными ТЭС.

Разработка малотоксичной системы сжигания LEBS представляет собой проект создания пылеугольных ТЭС второго поколения с минимальным воздействием на окружающую среду. Он находится в последней стадии выполнения. На этой стадии планируется проектирование и сооружение полномасштабной установ-

ки LEBS, которая позволит получить необходимые для промышленного использования данные.

Целью разработки ПГУ с внутрицикловой газификацией угля является снижение затрат и оптимизация характеристик для выработки электроэнергии, очистки горячих газов и снижения выбросов опасных загрязнителей воздуха как для ПГУ с газификацией, так и для перспективных технологий сжигания топлива (Advanced Combustion Technologies). Разработка концепции перспективных систем сжигания включает в себя гибридные системы, объединяющие в себе сжигание и газификацию и их компоненты.

По программе перспективных, (газо)турбинных систем (Advanced Turbine System program) Министерство энергетики США завершает испытания ГТУ для крупных (400 МВт) энергоблоков и инициирует программу разработки “гибких” перспективных ГТУ для высокоэффективной работы на синтетическом газе.

Инновации для действующих ТЭС нацелены на технологии снижения вредных выбросов. Деятельность Агентства по защите окружающей среды (EPA) по регламентированию вредных выбросов продолжает влиять на показатели, которые должна иметь энергоустановка, работающая на ископаемом топливе. Его инициативы включают в себя:

жесткие национальные стандарты качества окружающего воздуха для мелких твердых частиц и озона, ограничения выбросов, загрязняющих регион;

дальнейшие снижения выбросов NO_x электростанциями для выполнения современных норм по озону;

ограничение потенциально опасных выбросов углесжигающих электростанций;

активную политику, направленную на применение принятых “Стандартов на характеристики новых источников электроэнергии” к действующим ТЭС.

Предполагаемые временные рамки для введения этих нормативов – 2005 – 2010 гг. Агентство по защите окружающей среды указало на то, что первым объектом экологического контроля будут действующие угольные ТЭС. Необходимо поэтому быстро переориентироваться на исследования и разработки менее затратных технологий, способных эффективно снизить выбросы NO_x , SO_2 и ртути, и на их применение при реконструкции действующих ТЭС. Что касается NO_x и SO_2 , то главной целью НИОКРиД станет снижение затрат. Для значительного снижения выбросов ртути в настоящее время нет практически применимой для различных типов ТЭС технологии. Поэтому основное внимание уделяется как повышению эффективности, так и снижению затрат.

В программе по распределенным системам генерирования электроэнергии (Distributed Generation Systems program) проводятся НИОКРиД, направленные на экономичное покрытие пиков нагрузки без сооружения капиталоемких крупных ТЭС или крупных капиталовложений в линии электропередачи и подстанции. Соответствующие технологии могли бы использоваться для обеспечения “чистой” электроэнергией отдаленных мест и создания новых деловых возможностей для энергосистем и частных энергопроизводителей. По программе рассредоточенного производства электроэнергии разрабатываются перспективные энергоуста-

новки, которые улучшат качество электроэнергии, снизят ее стоимость и вредные выбросы в окружающую среду, ускорят окупаемость капиталов. В настоящее время продолжается работа над топливными элементами с расплавленными карбонатами и на твердых оксидах. Основное внимание уделяется усовершенствованию батарей элементов и снижению стоимости путем улучшения качества компонентов.

Второй раздел – удаление углерода – открывает возможность пользоваться преимуществами экономической и экологической безопасности, которую дает использование ископаемого топлива в нашем национальном энергобалансе, решая также проблемы изменения климата. Основной задачей программы (Carbon Sequestration Program) является снижение затрат на разработку целесообразных способов удаления и создание уверенности в том, что длительное удаление будет эффективно и экологически приемлемо. Далее приведены пять проектов по удалению углерода.

1. Выделение и связывание – нацелены на новый малозатратный способ удаления углерода или CO_2 из систем выработки и преобразования энергии.

2. Удаление CO_2 в геологические образования – оценивает применимость и эффективность длительного хранения CO_2 в геологических структурах, таких, например, как пустоты, образовавшиеся в результате извлечения из недр нефти и газа, неэксплуатируемые угольные пласты и глубокие соляные емкости.

3. Удаление углерода в наземных экосистемах (лесах, почвах, растительности и др.) – исследует возможность увеличить естественное поглощение и удержание атмосферного CO_2 растениями путем объединения усовершенствованных агро- и лесоводческих процессов с системами производства и использования энергии, получаемой из ископаемого топлива.

4. Удаление в океаны – изучает возможные механизмы увеличения количества атмосферного CO_2 в океане с помощью процессов, которые ускоряют его поглощение океаном или доставляют CO_2 в глубины океана для хранения.

5. Перспективные концепции – изучают новейшие химические, биологические и другие процессы для возврата в цикл или использования CO_2 , производимого в энергоустановках.

Третий раздел – перспективное “чистое” топливо – программа разработки технологий и процессов для получения сверхчистого транспортного топлива, химических продуктов и высококачественных углеродсодержащих продуктов.

Транспортное топливо и химические продукты. Потребность в жидком топливе, по прогнозам, будет важнейшим элементом энергетического будущего страны в XXI веке. Цель программы НИОКР – разработать наиболее совместимые с окружающей средой процессы, чтобы помочь промышленности обеспечить страну сверхчистым транспортным топливом в XXI веке. Это топливо будет соответствовать разработанным EPA жестким стандартам на транспортные средства, которые войдут в действие с 2004 г. Эта часть обширной программы отдела по ископаемым видам топлива нацелена на обеспечение сверхчистым топливом на ближнесрочную, среднесрочную и долгосрочную

перспективу, чтобы удовлетворить потребности страны в транспортном топливе и экологические требования.

Твердое топливо и исходные продукты. Разрабатываются новейшие процессы, которые могут:

повысить эффективность, экономичность и улучшить экологические характеристики энергопотребляющих систем;

снизить вредное воздействие на окружающую среду, связанное с образованием парниковых газов и опасных загрязняющих веществ при использовании угля;

обеспечить более высокую эффективность регенерации углерода, получая больше полезной энергии из добываемого угля;

извлекать прежде бросовые углеродсодержащие материалы из отвалов и отстойных прудов;

поддерживать развитие новой промышленности путем разработки технологии и процессов получения высококачественных углеродсодержащих и промышленных продуктов;

создать базу данных, необходимую для выхода технологий, разработанных в США, на международные рынки с помощью всесторонних испытаний и оценки углей, имеющих важное значение для экономики разных стран.

Выполнение программы. Значение угля для будущего энергоснабжения США, а также в качестве конкурента на международном рынке, в большой степени определяется выбором и внедрением НИОКР и работами по их демонстрации в соответствии с программой в области угля и электроэнергии. Особо важными для их концентрации и направления являются работы, проводимые в соответствии с шестью ключевыми инициативами:

программа “Видение 21” (The Vision 21 program);
первый шаг к комбинированному производству (Early Entrance Coproduction Plant);

инициатива “Чистая электроэнергия из угля” (Clean Coal Power Initiative);

исследования и разработки для удаления CO_2 (Sequestration Research and Development);

программа “Сверхчистое транспортное топливо” (Ultra-Clean Transportation Fuels Program);

консорциум для получения высококачественных углеродсодержащих продуктов из угля (Consortium for Premium Carbon Products from Coal).

Программа “Видение 21” – это сотрудничество правительства, промышленности и академической науки для разработки технологий, призванных снять экологические проблемы, связанные с использованием ископаемых видов топлива для производства электроэнергии и транспортного топлива. Идея заключается в разработке технологических модулей, которые можно объединять в различные конфигурации для производства нужных продуктов. Такое модульное энергооборудование позволит использовать различные виды топлива (уголь, природный газ, нефтяной кокс, городские отходы) для конкурентоспособного производства таких продуктов, как электроэнергия, пар, топливо и химикаты. Программа “Видение 21” опирается на “портфель технологий”, уже разрабатываемых, включая ПГУ с внутрицикловой газификацией угля, ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением, перспективные

ГТУ, топливные элементы, синтез топлива, и добавляет другие важные технологии и способы интеграции систем. При объединении с улавливанием и возвращением в цикл или удалением CO_2 системы, разрабатываемые по программе “Видение 21”, могли бы работать вообще без выбросов CO_2 в атмосферу.

В этой программе поставлена, в частности, цель – достичь КПД производства электроэнергии 60% при сжигании угля и 75% при сжигании газа (без корректировки на выработанный в комбинированном процессе пар). С учетом его КПД может достичь 85%.

Экологические показатели будут характеризоваться нулевыми выбросами SO_2 , NO_x , твердых частиц, микроэлементов и органических соединений и снижением на 40–50% выбросов CO_2 вследствие повышения КПД. При применении удаления CO_2 выбросы его можно полностью исключить.

Очень важно, что затраты на производство на предприятиях, разрабатываемых по программе “Видение 21”, ожидаются ниже, чем на традиционных. Не энергетические, например, химические продукты, получаемые на этих предприятиях, должны быть конкурентоспособными на местных рынках.

Сроки реализации программы “Видение 21” приведены далее.

Год	Нововведение
2003	Демонстрация гибридной энергоустановки с КПД 60%
2004	Проведение тысячекратных испытаний высокотемпературного (1260°C) воздухоподогревателя; улучшение материала для работы при высоких температурах
2005	Компьютерная визуализация с научным и инженерным моделированием средства для компьютерного проектирования и моделирования
2006	Испытания модуля – прототипа воздуходелительной установки
2007	Перспективная технология улавливания частиц, меньших или равных 2,5 мкм, подготовленная для стандартизации
2008	Коммерческие установки с воздуходелительными мембранами, обеспечивающие получение недорогого кислорода; коммерциализация гибких к топливу перспективных газификаторов; освоение перспективных газотурбинных технологий
2010	Мембраны для выделения водорода, обеспечивающие невысокую стоимость его получения для энергетических установок и выработки топлива; испытания сверхвысокотемпературных (1650°C) воздухоподогревателей; демонстрация гибридной энергоустановки с КПД 70%; высокоэффективное соединение топливного элемента с ГТУ; улучшенные материалы для работы при высоких температурах

Таким образом, основные нововведения, такие, как усовершенствованные газификаторы, перспективные топки, высокотемпературные фильтры и т.п., начнут появляться на рынке к 2004 г. Конструкции большинства подсистем и модулей, разрабатываемых по этой программе, будут доступны к 2012 г., а проекты промышленных установок – к 2015 г.

Ключевые для реализации и коммерциализации этой концепции технологии были установлены и разбиты на две группы: базовые и поддерживающие.

Базовые технологии создают фундамент подсистем или модулей, составляющих “строительные блоки” предприятий “Видения 21”. Некоторые из этих технологий, такие, как ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и сжигание угля в кипящем слое, демонстрируются в рамках программы демонстрацией чистых угольных технологий (The Clean Coal Technology Demonstration Program).

Базовые технологии включают в себя:

мембраны для сепарации кислорода – перспективная мембранная технология, дает надежду на значительное снижение стоимости получения кислорода по сравнению с нынешним криогенным разделением воздуха. Наличие дешевого кислорода имеет принципиальное значение для перспективных систем как газификации, так и сжигания, позволяя снизить стоимость, увеличить КПД, снизить образование NO_x и облегчить улавливание CO_2 из неразбавленных в процессе газов. В настоящее время ионно-транспортные мембраны проходят лабораторные испытания. Эти высокотемпературные мембраны могли бы начать заменять обычные энергоемкие криогенные сепараторы к 2007 г.;

мембраны для сепарации водорода – высокотемпературные керамические мембраны, представляют собой энергоэффективное, не требующее больших затрат средство сепарации водорода из синтетического газа для питания топливных элементов и производства топлива или химических продуктов. В настоящее время мембраны проходят лабораторные испытания. Эти мембраны, которые должны быть готовы к промышленным испытаниям к 2009 г., дадут возможность высокотемпературной сепарации водорода из синтетического газа для использования его в качестве топлива или химического сырья;

высокотемпературные теплообменники позволяют эффективно передавать тепло, выделяющееся при сжигании, “чистым” рабочим средам для перспективных турбин, работающих при температуре 1480°C , а также воздуху и другим газам, используемым в перспективных процессах. В настоящее время теплообменники из металлических сплавов, способные работать при температуре 1100°C , проходят испытания на исследовательской установке и будут доступны к 2005 г. Для более высокотемпературных (до 1650°C) керамических теплообменников проводятся НИОКР по материалам. Появление первых крупных промышленных установок ожидается к 2020 г. Для программы “Видение 21” нужны высокотемпературные радиационные теплообменники, в особенности для разработок, в которых используются циклы с непрямым сжиганием топлива;

газификация, способная перерабатывать разные виды топлива, – гибкость по отношению к топливу, позволяет использовать дешевое сырье, избежать затрат на хранение отходов и создает синергетические преимущества в таких отраслях промышленности, как целлюлозно-бумажная, нефтеперерабатывающая, а также при очистке стоков. В настоящее время уже проведено опытное использование нефтяного кокса в крупных промышленных газификаторах и топках. Что касается биомассы городских отходов и многих других возможных видов топлива, то по ним либо отсутствует,

либо имеется лишь очень ограниченный опыт испытаний;

очистка газовых потоков – выполняемые проекты систем высокотемпературной фильтрации частиц и удаления химических составляющих, обеспечит получение данных, необходимых для того, чтобы повысить КПД, поскольку отпадет необходимость охлаждать газ; создать возможность использования высокотемпературных мембран для сепарации водорода и удовлетворить жесткие требования к качеству газа для перспективных систем сжигания, переработки синтетического газа и топливных элементов. В настоящее время натурные системы очистки газов при температуре $350 - 540^\circ\text{C}$ проходят испытания. Высокотемпературные (выше 540°C) системы для получения сверхчистых газов будут готовы к промышленным испытаниям к 2008 г. Эти высокотемпературные системы позволят использовать мембраны для сепарации водорода и повысить КПД, так как не будет необходимости охлаждать и затем повторно нагревать газовые потоки;

перспективные системы сжигания – их преимущество: небольшие выбросы NO_x и облегчение улавливания CO_2 в результате использования смесей кислорода с CO_2 для сжигания топлива и возврата CO_2 в цикл. В настоящее время высокотемпературные, с низким выходом NO_x топки были разработаны и испытаны на пилотных установках в соответствии с программами “Малотоксичные котельные системы” (LEBS), “Перспективное сжигание в кипящем слое под давлением” (Advance Pressurized Fluidized Bed Combustion, APFBC) и “Энергетические системы с высокими показателями” (High Performance Power Systems, HIPPS);

турбины, способные работать на различных видах топлива, – в ГТУ используются перспективные принципы теплообмена и аэродинамические концепции и новые материалы, создающие возможность работы их систем сжигания при экстремально высокой температуре (1480°C) и в коррозионной среде. Высокие температуры дают возможность достичь высокого КПД, а устойчивость против коррозии обеспечивает гибкость по отношению к топливу. ГТУ класса F в настоящее время работают на синтетическом газе, первые из ГТУ класса G начинают работать на традиционных видах топлива, а первые ГТУ, относящиеся к перспективным системам, прошли испытания на природном газе;

топливные элементы – объединением высокотемпературных топливных элементов и ГТУ в гибридные системы создается эффект, ведущий к увеличению КПД выработки электроэнергии до 70% и более (по нижней теплоте сгорания). В цикле отводимое от высокотемпературных топливных элементов тепло используется для приведения в действие газовой турбины. Топливные элементы мощностью от 200 кВт до 1 МВт, работающие при атмосферном давлении, в настоящее время готовы к промышленному использованию. Разрабатываются более дешевые перспективные системы. Установки с топливными элементами под давлением и ГТУ будут готовы к промышленному использованию в текущем десятилетии;

перспективные виды топлива и химические продукты – использование разрабатываемых в соответствии с топливной программой (Fuels Program) на ближ-

несрочную, среднесрочную и долгосрочную перспективу технологии получения сверхчистых видов топлива и химических продуктов на предприятиях, создаваемых в рамках программы “Видение 21”, приведет к тому, что эти предприятия смогут производить разнообразные ценные продукты, а именно, химические продукты, заменители транспортного нефтяного топлива, присадки к топливу и высококачественные углеродсодержащие продукты. В настоящее время усилия концентрируются на технологиях получения синтетического газа как из природного газа, так и из угля и последующей его каталитической переработки в жидкое топливо и химические продукты. Эти усилия создадут применимые в ближне- и среднесрочной перспективе технологии, которые можно будет использовать на ранних предприятиях, создаваемых по программе “Видение 21”.

Поддерживающие технологии – это технологии, общие для многих подсистем и модулей программы “Видение 21”. Они могут быть важными для применения и в других системах. К их числу относятся:

материалы – разработки новых сплавов и керамических материалов, а также технологий изготовления из них деталей для обеспечения работоспособности подсистем и компонентов “Видения 21” при характерных для них более высоких температурах и в коррозионной среде;

перспективное компьютерное моделирование и виртуальная демонстрация – расширение использования виртуальных демонстраций, является экономически целесообразным методом, позволяющим расширить пределы моделирования и снизить затраты на разработку и проектирование. Нынешние усилия направлены на разработку компьютерного моделирования для проектирования и интеграции подсистем. Виртуальная демонстрация уже применялась в других отраслях промышленности в качестве малозатратного пути снижения риска при строительстве и эксплуатации, а также для лучшего понимания о взаимозависимости в системах;

перспективные средства контроля и датчики должны быть пригодны для использования в агрессивной среде, характерной для топок и газификаторов. Датчики должны позволять проводить прямые (а не косвенные, как это делается сейчас) измерения параметров процессов, важных для определения эффективности процессов, надежности и готовности. При регулировании газификаторов и их устройств с трудными условиями для измерений обычно используют косвенные и расчетные значения параметров, оцененные по информации, полученной в других точках процесса;

перспективные технологии уменьшения вредных выбросов позволяют, в частности, решить проблему уменьшения выбросов респираторных частиц размером менее 2,5 мкм. Кроме того, эти технологии разрабатываются в соответствии с принципами промышленной экологии и будут обеспечивать минимум отходов путем их возврата в цикл и других мероприятий. Технологические усовершенствования для действующего парка электрогенерирующих установок позволят им удовлетворить действующие и прогнозируемые природоохранные нормативы;

перспективные методы изготовления и модульность необходимы для снижения затрат на проектирование и производство. Большинство крупных промышленных и принадлежащих энергосистемам электростанций, работающих на ископаемом топливе, проектируются индивидуально для определенной площадки. Разработка концепции и проектирование модулей (блоков) нескольких заданных типоразмеров позволят снизить расходы на проектирование и производство.

Первое поколение предприятий для комбинированного производства. Исследование различных концепций энергетических установок показало, что при использовании на них перспективных технологий возможно совместное комбинированное производство на одном предприятии электроэнергии и других ценных продуктов. Первыми в этом роде будут предприятия, объединяющие технологии, используемые в электроэнергетике, в топливной и нефтехимической отраслях промышленности.

В подготовленном в 1999 г. докладе “Новая концепция предприятия: совместное производство из угля электроэнергии и других ценных продуктов” суммируются потенциальные технические, экономические и экологические преимущества, которые можно получить в результате такой интегрированной многоцелевой деятельности:

комбинированное производство позволяет при меньших издержках снизить выбросы CO₂ на 27% по сравнению с производством такого же количества электроэнергии и жидкого топлива на разных предприятиях;

если бы эта концепция была применена с перспективными угольными технологиями, внедренными на всех современных ТЭС страны, то можно было бы производить 300 тыс. т (2,35 млн. баррелей) высококачественного транспортного жидкого топлива в день. При этом выбросы углерода снизились бы больше чем на 20% сегодняшних выбросов транспортного сектора;

при таком способе работы используются местные запасы угля (возможно, в комбинации с другим сырьем) и снижается зависимость от импорта нефти.

Достижение этих преимуществ и получение дешевой электроэнергии, возможные с помощью использующих разные виды сырья и производящих разные виды продукции предприятий, позволят США иметь устойчивую, крепкую экономику, повысить конкурентоспособность промышленности на развивающемся рынке труда. Промышленность сможет снизить выбросы до уровней, требуемых ужесточающимся природоохранным законодательством, а выбросы углерода контролировать с помощью новых, экономически оправданных способов.

Инициатива “чистая электроэнергия из угля”. Основой программы “Видение 21” являются программа НИОКР и демонстрация перспективных технологий выработки экологически чистой надежной электроэнергии из угля. Выполнение ее началось с “инициативы по совершенствованию электростанций”, рассчитанной на 1 год и полностью профинансированной в 2001 финансовом году в соответствии с поручением президента использовать чистые угольные технологии для надежного энергообеспечения страны. Выполнение ее создало предпосылки для организации новой

программы “Чистая электроэнергия из угля” (ЧЭУ). Эти программы очень важны для достижения революционных целей программы “Видение 21”.

Программа ЧЭУ – ключевой элемент Национальной энергетической политики, которая будет нацелена на получение надежной и приемлемой электроэнергии из угля, и вследствие повышения КПД электростанций – управление выбросами CO₂. ЧЭУ является совместной, с разделением затрат, программой правительства и промышленности, нацеленной на скорейшую демонстрацию новейших угольных электроэнергетических технологий и ускорение их внедрения и коммерциализации. Продолжение усилий Министерства энергетики США по выполнению НИОКРид очень важно для успеха ЧЭУ. Эта деятельность создает технологический канал, поддерживающий и укрепляющий ЧЭУ. Кроме того, ЧЭУ создает возможность для ранней демонстрации модулей, использующих перспективные технологии, разрабатываемые в результате НИОКРид как “предшественников” программы “Видение 21”.

В программе “Чистые угольные технологии” (ЧУТ, Clean Coal Technology Program) особое значение придается разработке:

перспективных систем производства электроэнергии, обеспечивающих существенно более высокий КПД угольных электростанций;

устройств для защиты окружающей среды, позволяющих снизить выбросы действующих ТЭС и промышленных установок;

промышленных процессов, направленных на улучшение производства стали и других товаров, которые были бы конкурентоспособны и экологически приемлемы;

технологий угольного топлива и очистки для получения из угольного сырья стабильных видов топлива с высокой теплотой сгорания для использования на транспорте.

Программа была начата в 1986 г. с расширения выбора новых методов уменьшения выбросов в атмосферу веществ, вызывающих кислотные дожди. Большинство первых проектов, включая все разработки технологий снижения вредных выбросов, накапливают данные или завершили уже свои программы испытаний. Некоторые, например, малотоксичные угольные горелки и системы сероочистки нашли уже промышленное использование. К другим проявляют интерес за рубежом, особенно в развивающихся странах, где заняты поиском малозатратных технологий, с помощью которых на старых электростанциях можно было бы выполнить современные природоохранные стандарты.

Первые соображения о многомиллиардной программе демонстрации “чистых” угольных технологий поступили из США и от канадских организаций по кислотным дождям (Canadian Special Invoys in Acid Rain). Первоначально предполагалось, что половина затрат на программу ЧУТ (примерно 5 млрд. дол.) будет сделана промышленностью и правительствами штатов. Их вклад, однако, оказался существенно большим. На проекты, которые сейчас осуществляются по программе, неправительственные участники собрали почти 3,5 млрд. дол., что составило 66% общих затрат.

По программе ЧУТ в течение 90-х годов проводилась демонстрация головных и опытных объектов, намеченная еще в 80-е годы. На будущее планируются дополнительные проекты.

По этой программе были организованы следующие проекты:

перспективные системы для производства электроэнергии в XXI в. ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и ПГУ со сжиганием угля в кипящем слое под давлением позволяют снизить выбросы в атмосферу до лишь небольшой доли выбросов традиционных технологий, производя при этом приемлемую электроэнергию. Вследствие более высокого КПД преобразования угля эти проекты помогают уменьшить растущую во всем мире озабоченность выбросами парниковых газов. По этому направлению выполняется 11 проектов, оцениваемых почти в 2,9 млрд. дол. Мощность задействованных в них установок превышает 2,2 млн. кВт. Среди них пять проектов по сжиганию угля в кипящем слое, четыре ПГУ с внутрицикловой газификацией угля и два по системам перспективного сжигания (ДВС). Эти проекты не только обеспечат благоприятную для окружающей среды выработку электроэнергии, но и создадут задел продемонстрированных технологий, соответствующих новым требованиям к мощностям в XXI в.;

экономические оправданные природоохранные устройства. Большинство из испытанных устройств было разработано для удовлетворения норм, установленных дополнениями к Закону о чистом воздухе от 1990 г. Многие остаются привлекательными для потребителей внутри страны и все растущего числа зарубежных заказчиков. 18 проектов по снижению вредных выбросов оцениваются в 620 млн. дол. Сюда входят семь систем снижения выбросов NO_x, установленных на оборудовании общей мощностью более чем 1700 МВт, пять систем снижения выбросов SO₂ на энергоблоках мощностью около 700 МВт и шесть систем одновременного снижения выбросов SO₂ и NO_x на установках мощностью примерно 670 МВт. Все эти проекты, кроме одного, уже завершены в объемах, которые предусматривались программой;

технологии для промышленной энергетики. Пять проектов для промышленной энергетики оцениваются примерно в 1,3 млрд. дол. Тематами их являются замена углей 40% кокса при производстве железа, объединение прямого процесса производства железа с выработкой электроэнергии, снижение выбросов из цементных печей и твердых отходов и несколько экологически чистых промышленных топок;

переработка угля для получения “чистого” топлива. В настоящее время подготовлены новые способы переработки угля в чистые, более ценные виды топлива как для электроэнергетики, так и для применения в промышленности. Четыре таких проекта, оцениваемых более чем в 430 млн. дол., составили диверсифицированный портфель технологий. Два проекта демонстрируют производство твердого топлива с высокой теплотой сгорания для энергетических и промышленных котлов; в одном из них, кроме того, производится жидкий продукт для использования в качестве химического сырья или сырья для транспортного топлива. В рам-

ках третьего проекта продемонстрирован новый процесс производства метанола. В соответствии с четвертым проектом разработана компьютерная система, с помощью которой можно прогнозировать эксплуатационные характеристики котлов в зависимости от угля, который предполагается на них сжигать.

Научные исследования и разработки в области удаления CO₂. Удаление углерода рассматривается в качестве третьего пути снижения выбросов парниковых газов; два других – это повышение КПД энергосистем и снижение содержания углерода в топливе. Понятие “удаление” углерода объединяет улавливание выбросов CO₂ из энергетических установок, связывание его в природных поглотителях, таких, как леса, фермы и океаны. Двуокись углерода, улавливаемую из антропогенных источников выбросов, можно захоронить под землей в геологических образованиях или в океанах, ее можно также перерабатывать в топливо, безвредные сухие вещества или в полезные продукты.

По программе были разработаны различные способы удаления углерода и уточнены целесообразные направления для внедрения в ближайшее время, а также разработки прорывных технологий для широкого использования в более отдаленном будущем.

Техническими задачами работ по программе являются: снижение затрат на сепарацию и улавливание CO₂ из систем производства и использования; определение технической, экологической и экономической обоснованности удаления углерода при использовании различных мест для захоронения и различных энергоустановок, работающих на ископаемом топливе; определение экологической приемлемости крупномасштабных хранилищ CO₂; разработка возможностей интегрирования технологий использования ископаемого топлива с природными накопителями CO₂; разработка инновационных процессов производства ценных продуктов из CO₂ и включение процесса удаления углерода в перспективные системы производства и использования энергии.

В таблице приведены сведения о нескольких проектах, осуществляемых в соответствии с программой и находящихся на разных стадиях разработки. Они отобраны при нескольких стадиях конкурентных переговоров для разделения затрат на НИР и организации партнерства и представляют взвешенный баланс разных технических направлений.

В марте 2000 г. национальная лаборатория энергетических технологий определила область научных исследований по удалению углерода (Carbon sequestration science, CSS). Рекомендованные ею исследования в этой области проводятся без специального финансирования по объединенным в программу проектам промышленностью, академическими организациями и другими национальными лабораториями. Их основными задачами являются следующие:

улавливание CO₂:

внедрить аминорадикалы на поверхность активированных углеродсодержащих материалов для получения твердых сорбентов, при применении которых потребность в аминах для абсорбции CO₂ снижается на несколько порядков по сравнению с обычными системами, использующими жидкие амины;

изучить использование в качестве сухого сорбента CO₂ щелочных и щелочно-земельных металлов;

оценить кинетику абсорбции CO₂ различными материалами, используя термогравиметрический анализ; определить материалы с нужными характеристиками для дальнейшего испытания на пилотном реакторе; разработать малозатратные электрохимические устройства для сепарации и обнаружения CO₂, использующие электролиты из расплавов карбоната или твердые электролиты из карбоната лития;

геология:

добиться четкого понимания на макроуровне того, что происходит, когда большие объемы CO₂ закачиваются в геологические образования;

изучить кинетику реакций CO₂ с кальцием и магнием в рассолах при температурах и давлениях, характерных при удалении CO₂ в глубокие соленосные формации, особенно образование минеральных карбонатов;

определить характеристики угля, которые влияют на способность угольного пласта абсорбировать CO₂ и на стабильность захоронения CO₂;

разработать методы контроля структурной стабильности удаленного в геологические образования CO₂ и использовать их для мониторинга CO₂, захороненного в геологических образованиях;

перспективные методы преобразования и повторного использования CO₂:

изучить реакции с CO₂ разных недорогих, богатых кальцием и магнием сырых материалов, в результате которых образуются твердые минеральные карбонаты. Провести пилотные испытания в корпусном реакторе;

исследовать образование гидратов CO₂ в гидротрубе высокого давления и разработать методы закачки CO₂ в глубины океана, использующие образование гидратов для улучшения стабильности захоронений CO₂.

Сверхчистое транспортное топливо. Обеспечение транспорта “чистым”, доступным и надежным топливом очень важно для поддержания экономического роста, социальной стабильности и здоровья общества в США. Тем не менее, несколько важных обстоятельств, касающихся использования энергии на транспорте, вызывают озабоченность. К ним относятся: загрязнение воздуха в городах и в сельской местности; увеличение выброса парниковых газов; энергетическая безопасность и неблагоприятный баланс платежей в результате все возрастающего потребления импортируемой нефти, озабоченность тем, надолго ли останется доступным жидкое топливо из обычной нефти. Для Управления по энергии из ископаемых видов топлива Министерства энергетики США очень важно поддерживать разработку технологий, которые обеспечат стабильное снабжение транспорта сверхчистой и доступной энергией, чтобы экономика страны по-прежнему не испытывала дефицита топлива, а проблемы, о которых говорилось ранее, были сняты.

Чтобы успешно справиться с этой ролью наиболее эффективным и экономичным способом, Управление в партнерстве со всеми звеньями транспортной отрасли проводит программу разработки и внедрения технологий производства высококачественного транспортного топлива для XXI века из нефти, природного газа, угля и

Перспективный путь	Прорывная технология
Улавливание и сепарация CO ₂	
<p>Оценка издержек на модернизацию. Проводится тщательный анализ возможностей устройства системы улавливания и сепарации CO₂ на ТЭС Конесвилл Американского агентства по охране окружающей среды [Astom Power, Ohio Coal Development Office, American Electric Poweer]</p> <p>Гидраты CO₂. Разработать процесс, при котором улавливание CO₂ производится при контактировании с водой при низкой температуре и высоком давлении, с образованием гидратов CO₂ и воды, макромолекулярных структур CO₂ и воды, подобных льду [Los Alamos National Laboratory, Nexant, Inc., Sime-teche]</p> <p>Вихревая труба. Провести лабораторные исследования использования вихревой трубы в качестве устройства для осуществления контакта CO₂ с водой; специально исследовать кинетику абсорбции CO₂ водой, требования к регенерации сольвента и параметры масштабирования вихревой трубы [Idaho National Engineering and Environmental Laboratory, Pacific Gas&Electric, Southern California gas, BP, Purdue University]</p>	<p>Выработка электроэнергии с использованием восстановительных агентов для оксидов металлов. Разработать процесс, в котором для восстановления сорбентов – оксидов металла, используется газифицированный уголь или природный газ и вырабатываются пар и CO₂. Проводятся разработка и испытание сорбентов с нужными свойствами, а также оценка эко-номичности и экологических параметров комбинированных систем генерирования электроэнергии при использовании различных сорбентов [TDA, Research, Inc. Louisiana State University]</p> <p>Сухие регенерируемые сорбенты – поглотители CO₂. Разра-ботать технологию сепарации, в которой для улавливания CO₂ из дымовых газов используется регенерируемый сорбент на основе натрия. НИР включает в себя сбор данных и оценку технической и экономической осуществимости различных конфигураций процесса на традиционных паротурбинных электростанциях [Research Triangle Institute, Church and Dwight, Inc]</p>
Геология удаления	
<p>Инвентаризация источников CO₂ и мест его захоронения. Расширить базу данных об источниках и способах возможного удаления CO₂ в штатах Иллинойс, Индиана, Канзас, Кентукки и Огайо. База данных будет доступна для общественности и позволит лучше понять возможности удаления CO₂ [University of Kansas, Respective State Government Agencies]</p> <p>Глубокие неразрабатываемые угольные пласты. Комплекс-ные исследования и демонстрация в промышленном масшта-бе. Оценить целесообразность захоронения CO₂ в глубоких неразрабатываемых угольных пластах в бассейне San Juan на северо-западе штата Нью Мехико и юго-западе штата Колора-до при использовании имеющихся технологий [Advanced Re-sources International, BP, Burlington Resources, and Shell oil]</p> <p>Оценка вытеснения метана из угольного месторождения Блэк Вэриор. Разработать модель геологического скрининга для количественного определения возможностей накопления CO₂ в обогащенном метаном месторождении угля Блэк Вэри-ор в штате Алабама и применить эту модель для выявления дополнительных таких мест [Geologic Survey of Alabama]</p> <p>Пустоты, образовавшиеся в результате извлечения из недр природного газа. Смоделировать газовое месторождение Рио Виста и спрогнозировать количество природного газа, вытес-няемого в результате закачки CO₂. Разработать и испытать но-вые методы закачки CO₂ для оптимизации его удаления [GEO-SEO: Lawrence Berkeley National Laboratory]</p> <p>Пустоты, образовавшиеся в результате извлечения из недр нефти. Исследовать закачку CO₂ по скважинам в выработан-ное месторождение Лос Хилс. Использовать результаты иссле-дования для калибровки, совершенствования и оценки спосо-бов моделирования [Sandia National Laboratory, Los Alamos National Laboratory, Strata Production Company]</p>	<p>Оптимальные геологические условия для накопления CO₂ в засоленных пористо-водоносных горизонтах США. На основе данных по регионам составить кадастр засоленных по-ристо-водоносных образований внутри страны. Разработать критерии для определения оптимальных условий и характери-стик засоленных пористо-водоносных горизонтов, которые можно использовать для длительного хранения CO₂ [Universi-ty of Texas at Austin's Bureau of Economic Geology]</p> <p>Новые методы закачки CO₂ в соленосные формации. Со-здать новый метод геофизического исследования в скважинах с использованием ядерного магнитного резонанса для изуче-ния геологических образований. Исследовать использование гидравлического разрыва для улучшения проницаемости засо-ленных формаций и, следовательно, снижения затрат на закач-ку CO₂ [Texas Tech University]</p> <p>Поведение CO₂ в засоленных водоносных горизонтах под плато Колорадо. Провести изнутри изучение глубоких соля-ных коллекторов в районе скалистых гор и плато Колорадо с целью определить, какое количество CO₂ можно захоронить, что происходит с накопленным газом и какие долгосрочные риски для окружающей среды связаны с накоплением CO₂ [University of Utah]</p> <p>Химическое удаление CO₂ в глубоких соленосных форма-циях на Среднем Западе США. Рассмотреть и оценить фак-торы, оказывающие влияние на химические реакции, в кото-рые вступает накопленный в засоленных формациях CO₂, осо-бенно на реакции, которые превращают CO₂ в стабильный твердый продукт. Особое внимание уделить условиям, типич-ным для глубоких соленосных формаций на Среднем Западе США [Battelle Laboratories]</p>
Наземная секвестрация	
<p>Рекультивация территории угольных разрезов в штате Кентукки. Продемонстрировать использование побочных продуктов сжигания угля для электростанции Парадиз мощностью 2558 МВт энергокомпании TVA для рекультивации уго-льного разреза. Твердые отходы как из установки для десуль-фуризации дымовых газов (FGD), так и после селективного каталитического восстановления (SCR) будут использованы для рекультивации угольных разрезов. Обработанная вода из системы сероочистки дымовых газов будет использована для орошения [Tennessee Valley Authority, EPRI]</p> <p>Рекультивация земель закрытых шахт в районе Аппала-чей. Рассчитать ожидаемую ценность почв и спрогнозировать стоимость тонны удаленного углерода, изучить рынок для тор-говли выбросами углерода между землевладельцами и энерге-тическими и угледобывающими компаниями, а также проана-лизировать, как отразится удаление углерода на местной эко-номике [Stephen F. Austin State University, TXU (Texas Utiliti-es), Westvaco]</p>	<p>Изучение способов улучшения земель. Определить наилуч-шие пути увеличения возможностей удаления углерода при использовании земель, ранее испорченных добычей полезных ископаемых, сооружением автострад или плохим обращением, сконцентрировав внимание на использовании для улучшения материалов, являющихся побочными продуктами производст-ва бумаги, переработки биологических отходов, а также сжи-гания органических видов топлива. Будут спланированы дол-госрочные полевые исследования и выбраны места их прове-дения [Oak Rid National Laboratories, Pacific Northwest National Laboratory, Ohio State University, Virginia Polytechnic Institute]</p>

<p>Исследование возможностей природного удаления углерода на юго-западе США. Выбрать представительные места, где можно испытать и доработать методы удаления углерода. Выполнить моделирование и определить исходное количество связываемого углерода для полузасушливых мест [Los Alamos National Laboratory, The State of New Mexico]</p>	<p>Технология мульчирования и глубокой обработки почвы. Изучить использование древесины для улучшения и восстановления качества почвы и увеличения краткосрочных и долгосрочных возможностей удаления углерода на деградированных площадях. Определить практическую целесообразность мульчирования и глубокой обработки почвы для уменьшения остатков биомассы и пней, для подготовки площадок, использования остатков лесозаготовки и некоторых других отходов в качестве почвоулучшителей для восстановления запасов питательных веществ, увеличения накопления углерода улучшения физических свойств почв [U. S. Department of Agricultural/ Hort Service]</p>
Перспективные концепции	
<p>Извлечение газа из мусорных свалок. Провести полевые испытания газопроницаемых мембран, вставляемых в слой мусора по мере его наполнения, для повышения производительности по извлечению метана. За 3 года на испытываемых отсеках на свалках произведено в 2 раза больше метана, чем на контрольных (7,5 против 3,75 м³ в нормальных условиях на 1 кг сухого вещества) [Institute for Environmental management]</p> <p>Минерализация CO₂. Провести лабораторные эксперименты с целью увеличить скорость реакций минерализации CO₂. Устранить ограничения на перенос массы и разработать катализаторы реакции [NETI Research Focus Area]</p> <p>Мембраны, оптимизированные по температуре. Изготовить высокотемпературные полимерные мембраны с более высокой, чем у современных полимерных мембран, разделительной способностью. Особое внимание в проекте уделяется сепарации CO₂, метана и азотсодержащих газов в диапазоне температур от 100 до 400°C [Los Alamos National Laboratory, University of Colorado, INEEL, Pall Corporation, Shell Oil]</p>	<p>Выделение CO₂ из органических видов топлива с использованием мембранного реактора. Сконструировать устройство, использующее неорганические мембраны на основе платина, с помощью которого углеводородное топливо можно будет преобразовать в смесь водорода и CO₂ и одновременно выделить имеющий высокую ценность водород. Водород можно использовать для питания топливных элементов или перспективных ГТУ. Остающийся газ, главным образом CO₂, можно удалять в сжатом виде газа [Research Triangle Institute]</p> <p>Селективные керамические мембраны, предназначенные для реакции сдвига фаз вода – газ с одновременной регенерацией CO₂. Разработать высокотемпературные селективные мембраны для повышения эффективности реакции преобразования водяного пара и газа с одновременной сепарацией CO₂ для удаления. Усовершенствованная мембрана идеально подходит для использования в ПГУ с внутрицикловой газификацией угля [Media and Process Technology Inc. University of Southern California]</p> <p>Преобразование CO₂ в биомассу с использованием водорослей. Разработать процесс преобразования CO₂ в дымовых газах в биомассу с помощью скруббера, в котором используются водоросли. Определить, какие водоросли подходят для использования с дымовыми газами и не требуют дополнительных питательных веществ. Разработать эффективные легкоподставляемые подсистемы и эффективную технологию сбора (уборки) биомассы [Ohio University, Physical Science, Inc.]</p> <p>Тонкие пленки из водорослей. Будут выращены цианобактериальные образцы биопленки, пленки из слоистых склеивающихся клеток, будет оптимизирована физиология биопленки для получения максимальной толщины для эффективного фотосинтеза и насыщения CO₂ [Idaho National Engineering and Environment Laboratory]</p>

Примечание. В квадратных скобках указаны исполнители.

других отличных от нефти источников. Это “сверхчистое” топливо:

будет совместимым с существующей инфраструктурой транспортных систем, работающих на жидком топливе;

позволит все новым транспортным средствам соблюдать нормы по допустимым выбросам, принятые Агентством по защите окружающей среды, а также, возможно, более жесткие нормы, которые могут быть приняты в будущем;

позволит более чем в 2 раза повысить эффективность обычных транспортных средств, что приведет к значительному снижению выбросов CO₂;

может быть получено как из нефти, так и из других источников, таких, как природный газ, уголь и другое подходящее для этой цели, содержащее углерод, сырье;

сможет конкурировать с нефтяным и другими альтернативными видами топлива при цене 20 (или меньше) дол. за баррель.

Консорциум по высококачественным углеродсодержащим продуктам из угля. При любом обсуждении

исследований и разработок в области угля, проводимых в Министерстве энергетики США, важнейшее значение придается новым инициативам, которые смогут повысить будущую роль угля и продуктов на основе угля на внутреннем и международном рынках.

В центре внимания участников Консорциума по высококачественным углеродсодержащим продуктам из угля (Consortium for Premium Carbon Products from Coal, CPCPC) находится производство таких продуктов из угля и полученного из угля сырья. CPCPC представляет собой уникальный консорциум, деятельность которого организует промышленность и участники которого направляют исследовательскую работу в те области, которые они считают стратегически важными для тех компаний, представителями которых они являются. Такое участие промышленности очень важно для того, чтобы консорциум достиг успеха. Среди примерно 50 отраслей промышленности, которые участвуют в нем, есть производители антрацита и каменного угля, угольные энергокомпании, производители углерода и графита, углеродного волокна и композитов, активиро-

ванного угля, нефти, стали, алюминия, стекла и другие потребители перспективных углеродсодержащих продуктов.

Участники СРСРС согласовывают исследовательские инициативы и отбирают проекты. В первом туре согласований консорциума было отобрано восемь проектов, которые должны быть профинансированы совместно членами Консорциума и Министерством энергетики США. Дополнительные проекты будут отобраны при дальнейших переговорах. Далее приведены примеры возможных будущих исследовательских инициатив:

анализ применимости имеющихся перспективных технологий обогащения угля для производства сверхчистого угля;

производство недорогих углеродных волокон из каменноугольной смолы;

опробование способов производства более прочного (на 10 – 20%) металлургического кокса;

изучение полученного из угля сырья для углеродоуглеродных композитов;

опробование новых методов производства коммерческих углеродсодержащих и графитовых продуктов из угольного сырья;

разработка процесса производства активированного угля и красителей из угля;

разработка углеродсодержащих материалов для хранения водорода из углей.

Вывод

Программа исследований и разработок в области угля (The Coal Research and Development Program) Министерства энергетики США переориентирована с учетом приоритетов, выдвинутых в Национальной энергетической политике президента, и удовлетворения потребностей в энергии экологически приемлемыми способами в будущем.

Разработка инновационных технологий нацелена на обеспечение продолжающегося использования угля в качестве главного источника энергии на нынешних и будущих рынках. Требования новых рынков, которые в будущем станут главными потребителями энергоресурсов, вызывают к жизни новые инициативы. И, наконец, гибкость угля, как источник многих энергопродуктов, еще раз демонстрируется в работах по комбинированному использованию энергии, которые позволят повысить эффективность использования энергии и свести к минимуму вредное воздействие на окружающую среду, продолжая предлагать потребителю наиболее экономичный выбор.

Sim-ross

Генеральный дистрибьютор

Nexans

(новое название Alcatel Cable)

**ОПТИМАЛЬНОЕ
СООТНОШЕНИЕ
ЦЕНА - КАЧЕСТВО**

(095) 513-15-95

(095) 513-15-97

www.simross.ru

krok@korolev.comcor.ru

● Самонесущие изолированные провода ТОРСАДА (0.4; 6/10 кВ).

● Силовые кабели для передачи и распределения электроэнергии, сухие, для подземной прокладки (6-500 кВ).

● Гибкие медные провода для энергетики, промышленности и строительства (до 1 кВ).

● Широкая гамма установочных проводов и кабелей, в т. ч. с повышенной жаростойкостью, стойкостью к агрессивным средам (1 кВ).

● Вся гамма арматуры и инструмента для монтажа СИП Торсада.

Вся продукция сертифицирована.

Олег Григорьевич Лемза (К 70-летию со дня рождения)

20 ноября 2001 г. исполнилось 70 лет директору филиала Воронежэнергоспецремонт ОАО Воронежэнерго Олегу Григорьевичу Лемзе.

Более 45 лет он посвятил энергетике.

После окончания Новокузнецкого металлургического института и прохождения службы в рядах Вооруженных сил СССР О. Г. Лемза с 1954 по 1964 г. работал на вновь строящейся Партизанской ГРЭС руководителем электрического цеха. На этой электростанции ускоренными темпами шли монтаж, наладка и ввод в эксплуатацию котлов, турбин, электрооборудования. За 10 лет было введено в эксплуатацию четыре турбоагрегата, десять котлоагрегатов высокого давления. Были введены в эксплуатацию система водоснабжения с прудом-охладителем, комплекс топливоподдачи с пылеприготовлением твердого топлива. Общая мощность ГРЭС достигла 250 МВт.

Работая на электростанции, Олег Григорьевич принимал самое активное участие в пусконаладочных работах, вводе в эксплуатацию и в освоении нового оборудования высокого давления и высокого напряжения.

В 1964 г. руководством энергосистемы О. Г. Лемза направляется в г. Усурийск для организации нового предприятия электрических сетей, где он в течение 11 лет работал вначале главным инженером, а затем директором Центральных электросетей РЭУ Дальэнерго. За короткое время под его руководством была изготовлена проектно-сметная документация и построена ремонтно-производственная база сетевого предприятия первого типа, оснащенная мастерскими, механизмами, бытовыми помещениями,



ми, что обеспечивало квалифицированную эксплуатацию и ремонт электросетевого хозяйства центральных районов Приморского края.

Большой вклад О. Г. Лемза внес в развитие электросетей 220 – 110 кВ, обеспечивающих работу насосных станций рисовой системы, сооружаемой Главдальводстроем в Приханкайской низменности Приморского края, в районе озера Ханка. Приханкайская рисовая система получила рис высшего качества, который шел на экспорт в страны Юго-Восточной Азии.

Олег Григорьевичем был внедрен в ЦЭС Дальэнерго опыт Главлатвэнерго по вакуумной пропитке донолитом древесины, что давало возможность значительно продлить срок службы деревянных конструкций, используемых в распределительных электрических сетях вместо дорогостоящего железобетона.

В Центральных электросетях Дальэнерго под руководством О. Г. Лемзы была проведена большая работа по установке, наладке и вводу в эксплуатацию синхронного компенсатора мощностью 50 МВ·А на подстанции 220 кВ Спасская.

Работая руководителем предприятия электросетей, с разрешения Минэнерго СССР он впервые внедрил бригадную

форму организации труда при эксплуатации и ремонте электрических сетей по методу Щекинского химкомбината, что дало возможность резко уменьшить издержки предприятия, повысить производительность труда ремонтного и эксплуатационного персонала, используя принцип материальной заинтересованности при распределении фонда оплаты труда.

По направлению Главсевервостокэнерго с 1975 г. О. Г. Лемза работает руководителем Читинской энергосистемы в г. Чите.

В то время Читинская энергосистема Главсевервостокэнерго имела установленную мощность на электростанциях 605 МВт, вырабатывала 2400 млн. кВт·ч электроэнергии, отпускала с коллекторов 1400 тыс. Гкал теплоэнергии, имела протяженность ВЛ всех напряжений 16 930 км, осваивала более 20 млн. руб. капвложений в год (в ценах 1984 г.), проводила капитальный ремонт основных средств в объеме 4800 тыс. руб. (в ценах 1984 г.).

К 1975 г. проектными институтами были разработаны схемы электроснабжения и теплоснабжения Читинской области, из которых вытекала необходимость наращивания мощности на Читинской ТЭЦ-1 с установленной мощностью 530 МВт, строительства нового теплового источника в г. Чите и строительства Харанорской ГРЭС.

При активном участии Олега Григорьевича в решении проблем энергообеспечения Забайкалья началось строительство седьмой по счету в области мощной Харанорской ГРЭС с шестью блоками по 200 МВт каждый с конечной мощностью 1260 МВт. Причем, удачно было

выбрано место расположения электростанции, всего 70 км от Харанорского угольного разреза. Ускоренно началось строительство пионерной стройбазы, срочно был укомплектован коллектив дирекции ГРЭС.

В целях опережающего развития электроэнергетики, наращивания выдачи мощности энергии до пуска в эксплуатацию первых агрегатов Харанорской ГРЭС началось строительство ВЛ 220 кВ от Гусиноозерской ГРЭС в Бурятии до п/ст 220 кВ г. Петровск-Забайкальского Читинской области, что давало возможность покрывать электрические нагрузки электроэнергетики на Транссибирской магистрали и горнорудной промышленности.

В целях укрепления ремонтно-производственной базы Читинской энергосистемы, дальнейшей электрификации горнодобывающей промышленности и сельского хозяйства области по инициативе О. Г. Лемзы были образова-

ны еще одно, четвертое предприятие электросетей (ЮЗПЭС), предприятие Читаэнергоспециремонт, механизированная колонна по ремонту и реконструкции сельских распределительных электросетей. Эти вновь образованные предприятия энергосистемы были укомплектованы квалифицированными кадрами. Быстрыми темпами были построены ремонтно-производственные базы, две в г. Чите и одна в поселке Дульдурга. Продолжалось строительство тепловых сетей для нового микрорайона города.

С 1985 по 1990 г. Олег Григорьевич работал главным инженером РЭУ Курскэнерго.

С 1990 г. О. Г. Лемза продолжает работать в энергосистеме Воронежэнерго. В настоящее время он руководит филиалом Воронежспециремонт.

За многолетнюю плодотворную работу в энергетике О. Г. Лемза награжден медалями

“За доблестный труд в ознаменование 100-летия со дня рождения В. И. Ленина”, “Ветеран труда”, знаками министерства, в том числе “Отличник энергетики и электрификации СССР”. Ему присвоено звание “Заслуженный работник Минтопэнерго России”.

Широкая эрудиция, богатейший практический опыт, незаурядные организаторские способности, преданность своему делу, надежность и благородство души, внимательное и доброе отношение к людям снискали О. Г. Лемзе глубокое уважение и заслуженный авторитет всего коллектива энергетиков.

Сердечно и тепло поздравляем Олега Григорьевича Лемзу с юбилеем и желаем ему счастья, благополучия, крепкого здоровья, бодрости и оптимизма на долгие годы.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Познакомиться с историей создания журнала «Электрические станции», редакционной коллегией и редакцией, тематикой и содержанием журнала за последние годы Вы можете на нашей страничке в Internet: www.energy-journals.ru. Там же Вы узнаете расценки на размещение рекламы, как подписаться на журнал в редакции, правила оформления рукописи и другую информацию.



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

**АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ПОЖАРНОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ,
ПОЖАРОТУШЕНИЯ И ВЗРЫВОПОДАВЛЕНИЯ В ТРАКТАХ
ТОПЛИВОПОДАЧ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

В ВТИ разработана автоматическая система обнаружения очагов тлеющего твердого топлива на движущихся конвейерных лентах, возгораний конвейерных лент, кабелей, расположенных в галереях; пламени, образованного от взрыва топливной пыли, их локализации и тушения распыленной водой.

Система разработана на основе анализа состояния взрывопожаробезопасности трактов топливоподач ТЭС и экспериментальных исследований процесса взрыва пылевзвеси и его распространения в виде взрывной волны и пламени в условиях, приближенных к эксплуатационным.

В состав автоматической системы входят: дымовые, тепловые и инфракрасные пожарные извещатели; подводящий противопожарный трубопровод; электромагнитные быстродействующие клапаны; дренажные питающие и распределительные трубопроводы, расположенные в продольном и поперечном направлениях с оросителями для пожаротушения и взрывоподавления.

Система разработана с учетом физико-химических характеристик топлив разных марок, особенностей технологического процесса и эксплуатации оборудования, а также компоновки строительных конструкций подземных, наклонных подъемных и бункерных галерей тракта топливоподачи.

Применение автоматической системы пожарной сигнализации, пожаротушения и взрывоподавления в отличие от существующих индивидуальных дренажных водяных завес с ручным управлением обеспечивает быстрдействие и надежность обнаружения, локализации и тушения очагов возгораний на ранней стадии горения.

ДОСТОИНСТВА СИСТЕМЫ:

раннее и надежное обнаружение пожарными извещателями очагов тлеющего топлива на движущихся конвейерных лентах, возгораний конвейерных лент, кабелей, расположенных в галереях, и пламени, образованного взрывом пыли;

надежность локализации и тушения возгораний с применением продольного водяного орошения и водяных завес;

возможность многократного повторного автоматического и ручного включения системы при вторичных возгораниях;

автоматизированное управление гидравлической системой для обеспыливания и гидросмыва пыли, отложившейся на оборудовании и строительных конструкциях конвейерных галерей;

возможность изменения продолжительности автоматического включения и создания различных режимов работы в зависимости от физико-химических свойств топлив, состояния оборудования и гидроизоляции конвейерных галерей;

включение автоматической системы с помощью местного ручного управления или дистанционно с центрального щита управления (ЩЦУ) топливоподачи;

наличие на ЩЦУ топливоподачи сигнализации о срабатывании извещателей, автоматическом и ручном включении и отключении исполнительных органов системы защиты;

наличие электрической блокировки, осуществляющей запрет на автоматическое включение системы в галереях топливоподачи при автоматическом ее включении в одной из галерей;

применение серийно изготавливаемых отечественной промышленностью пожарных извещателей и технического оборудования.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Повышение надежности работы оборудования и предотвращение ущерба от пожара и взрыва пыли, связанного с необходимостью замены конвейеров, восстановлением строительных конструкций галерей, недоотпуском электрической и тепловой энергии.

СОЦИАЛЬНЫЙ ЭФФЕКТ

Повышение безопасности обслуживающего персонала, уровня эксплуатации и снижение запыленности конвейерных галерей.

АПРОБАЦИЯ

Автоматическая система пожарной сигнализации, пожаротушения и взрывоподавления смонтирована на тракте топливоподачи Кировской ТЭЦ-4 и актом Госкомиссии от 19.12.95 г. введена в эксплуатацию. В настоящее время внедряется на ряде электростанций.

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ УСЛУГИ

- Обследование трактов и оборудования топливоподачи, согласование технических решений и объема работы по внедрению автоматической системы пожарной сигнализации, пожаротушения и взрывоподавления.
- Рекомендации по выбору пожарных извещателей и оборудования.
- Разработка технического задания для проектирования системы пожарной сигнализации, пожаротушения и взрывоподавления.
- Выполнение проекта для монтажа системы.
- Участие в комплектации и монтаже оборудования.
- Проведение наладочных работ, опробования, испытаний системы и прием ее в эксплуатацию.
- Авторский надзор и решение технических вопросов в процессе эксплуатации.

По всем вопросам обращаться по адресу:

109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23, Всероссийский теплотехнический институт,

Отделение парогенераторов и топочных устройств электростанций.

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 275-11-22, 279-59-24

Телефон: 275-50-77 **Тумановский Анатолий Григорьевич**, заместитель директора

275-40-66 **Втюрин Юрий Николаевич**, заведующий лабораторией

275-00-23, доб. 27-10 **Соковиков Виталий Васильевич**, научный сотрудник

Внимание!

Новый адрес редакции журнала

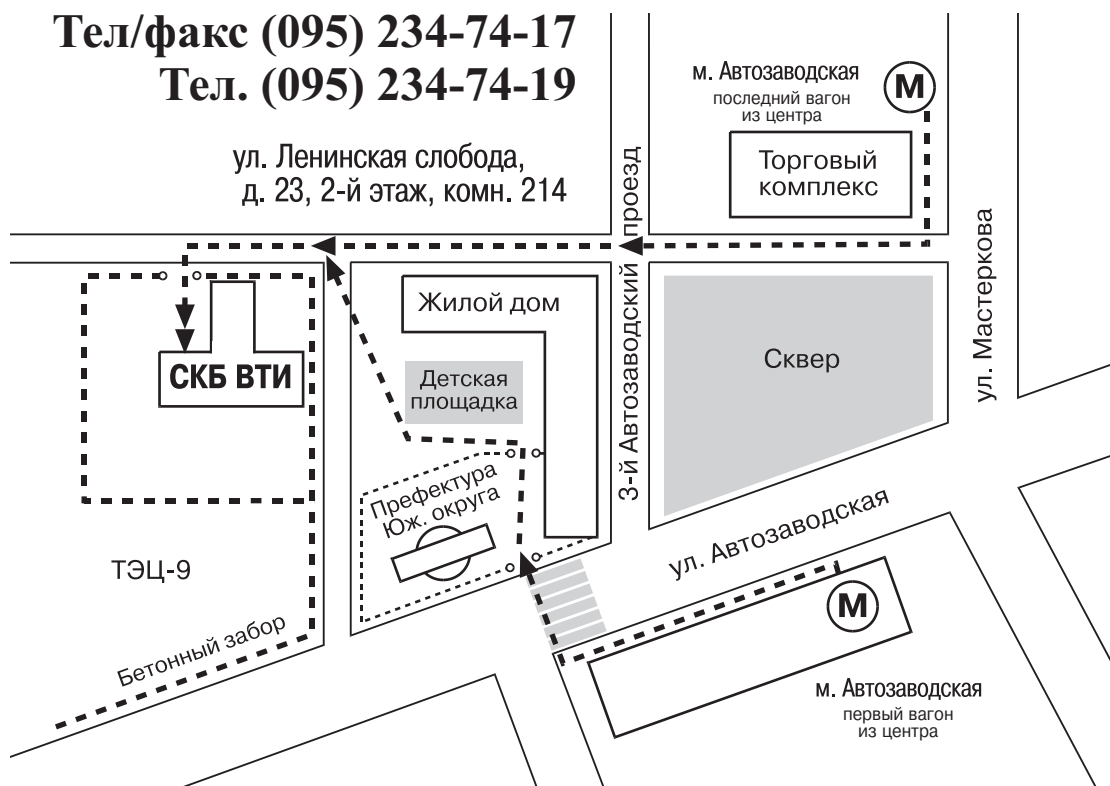
«Электрические станции»:

109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Тел/факс (095) 234-74-17

Тел. (095) 234-74-19

ул. Ленинская слобода,
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,
КОШЕЕВ 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.**, **РЕШЕТОВ В.И.**,
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.**

АДРЕС РЕДАКЦИИ:

109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Телефоны: редакции (095) 234-7417, 234-7419
 275-0023, доб. 21-66
 главного редактора (095) 275-3483
Факс (095) 234-7417

Internet: <http://www.energy-journals.ru>

E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 29.11.2001. Подписано в печать 28.12.2001. 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
 Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"