



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 12₂₀₀₁

Уважаемые читатели, поздравляем вас с Днем энергетика!

Содержание

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 2 **Цанев С. В., Буров В. Д., Зауэр А.** Повышение экономичности энергетических установок электростанций
- 8 **Мошкарин А. В., Шелыгин Б. Л., Ананьин В. И.** Оценка технической возможности эксплуатации парового котла ТП-170 на пониженных параметрах перегретого пара
- 12 **Потапов А. А., Какузин В. Б., Черняк В. Н., Никитин С. В.** Автоматическое регулирование температуры пара промперегрева котлоагрегата ТГМП-344А
- 15 **Грибков А. М., Щелоков Ю. В., Тараторин А. В., Тюклин В. П., Насриев А. М.** Система непрерывного контроля температурного режима экранов топки газоплотного котла

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 19 **Железко Ю. С.** Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии
- 27 **Любарский Ю. Я., Моржин Ю. И.** Отечественные оперативно-информационные комплексы АСДУ энергосистемами
- 31 **Кучеров Ю. Н., Окин А. А., Мартыненко М. М., Данильчук В. Н.** Современное состояние автоматической частотной разгрузки энергосистем и пути ее совершенствования
- 40 **Мозгалева К. В., Неклепаев Б. Н., Шунтов А. В.** О стабилизации уровней токов короткого замыкания в сетях 110 кВ и выше

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 44 **Брянцев А. М., Долгополов А. Г., Лурье А. И., Евдокунин Г. А., Бики М. А., Уколов С. В., Авдо-**

нин А. Г., Шипицын В. П. Результаты эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора

- 51 **Кузнецов А. П.** Применение устройств электрозащитного и противопожарного отключения АСТРО-УЗО в электрических сетях 380 – 220 В

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 54 **Ивашнев В. К., Петров А. С.** Металлические сборно-разборные подмости для ремонта статоров гидрогенераторов

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

- 56 **Кляхин В.** По поводу статьи Бирюкова Д. Б., Воронина В. П., Зройчикова И. А. и др. «Проблемы обеспечения герметичности фланцевых разъемов ПВД»
- 57 **Концепция** технического перевооружения тепловых электростанций

ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

- 63 **Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Ковалев В. Д., Казаров С. С., Смирнов А. А., Гольберг М. И.** Опыт создания и работы Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 68 **Файбисович Д. Л.** Некоторые итоги развития электроэнергетики Польши в 90-е годы
- 72 **Содержание** журнала «Электрические станции» за 2001 г.

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Повышение экономичности энергетических установок электростанций

Цанев С. В., Бузов В. Д., кандидаты техн. наук, Зауэр А., доктор техн. наук

Московский энергетический институт (технический университет) – ООО Сименс (Москва)

Прогнозы, выполненные ведущими энергетическими организациями, позволяют выделить основные направления развития энергетики в России в ближайшие десятилетия. Среди них можно отметить:

создание высоконадежных автоматизированных энергоблоков с системами технической диагностики, обеспечивающих покрытие соответствующего графика нагрузки;

существенное повышение экономичности производства энергии на ТЭС при улучшении экологических показателей;

применение газотурбинной и парогазовой технологии на ТЭС, сжигающих как природный газ, так и твердое топливо;

применение современных подходов в подготовке и повышении квалификации специалистов для электроэнергетики в ведущих вузах страны.

Современная энергетика характеризуется увеличением выработки электрической и тепловой энергии на органическом топливе. При этом основное внимание уделяется возможности более полного использования энергии этого топлива и максимального улучшения экологических характеристик энергоустановок. Очевидно, что лучшие показатели будут иметь ТЭС с более высоким КПД производства электроэнергии. Минимизация удельных расходов топлива на выработку 1 кВт·ч ориентируется на усовершенствование цикла Ренкина и применяемых материалов энергетического оборудования [1].

Для паротурбинных ТЭС с начальной температурой пара свыше 600°C в европейских странах применяются стали с содержанием хрома 9–10% (программа COST501). Длительные предварительные испытания позволили фирме Сименс установить на пылеугольной ТЭС “Шварце Пумпе” (Земля Саксония) самый крупный на сегодняшний день внутренний корпус ЦСД турбины массой 44 т из стального литья [2]. Совершенствование тепловых схем паросиловых установок происходило постоянно, но строительство новых современных пылеугольных энергоблоков потребует значительного повышения экономичности до значений КПД нетто отпуска электроэнергии $\eta_{\text{эл.уст}}^{\text{н}} = 45 \div 46\%$.

В паровых котлах это связано с повышением параметров генерируемого пара до 30–32 МПа и

590–620°C при двойном газовом промперегреве, со снижением температуры уходящих газов примерно до 100°C и передачи части их теплоты основному конденсату, с уменьшением гидравлического сопротивления пароводяного тракта [3]. Экономичность в паротурбинных установках можно повысить, используя разработки российских турбостроительных заводов и научно-исследовательских институтов. Значительный опыт модернизации паровых турбин имеет фирма Сименс (реконструкция турбоустановок К-200-130 в Польше и Китае, К-300-240 в Греции, Узбекистане, на Украине).

Методические основы определения тепловой экономичности паросиловых энергетических установок разработаны при активном участии доктора техн. наук В. Я. Рыжкина (1903–1981 гг.) [1]. Позднее эти работы были продолжены в области исследования показателей более сложных тепловых схем, в том числе с сушкой топлива, с предварительным подогревом котельного воздуха, а также газотурбинных и парогазовых установок.

Схема тепловых потоков паросилового энергоблока с турбинным экономайзером в конвективной шахте парового котла и с предварительным паровым подогревом котельного воздуха, показанная на рис. 1, а, позволяет определить КПД производства электроэнергии брутто

$$\eta_{\text{эл.уст}}^{\text{бр}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{с}}} = \dots = \frac{\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пк}}}{1 - \beta_{\text{в}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пк}}}, \quad (1)$$

где $N_{\text{э}}$ – электрическая мощность энергоблока; $Q_{\text{с}}$ – теплота топлива, подводимого в энергоустановку; $\eta_{\text{ту}}^{\text{э}}$ – абсолютный электрический КПД паротурбинной установки

$$\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} = \frac{N_{\text{э}}}{Q_{\text{пту}} + Q_{\text{тз}} - Q_{\text{в}}}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{пту}}$ – подвод теплоты к паротурбинной установке; $Q_{\text{тз}}$ – теплота, сообщаемая конденсату в турбинном экономайзере парового котла; $Q_{\text{в}}$ – теплота предварительного подогрева воздуха; $\eta_{\text{тр}}$ – КПД транспорта теплоты

$$\eta_{\text{тр}} = \frac{Q_{\text{пту}}}{Q_{\text{пк}}}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{пк}}$ – полезная тепловая нагрузка парового котла;

$\eta_{\text{пк}}$ – КПД парового котла (по прямому балансу)

$$\eta_{\text{пк}} = \frac{Q_{\text{пк}} + Q_{\text{тэ}}}{Q_{\text{с}} + Q_{\text{в}}}; \quad (4)$$

$\beta_{\text{в}}$ – доля теплоты предварительного подогрева воздуха

$$\beta_{\text{в}} = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{пту}}}. \quad (5)$$

Очевидно, что КПД парового котла будет снижаться с ростом $\beta_{\text{в}}$ и увеличиваться при большем подогреве конденсата за счет уходящих из котла газов.

Значительные возможности повышения экономичности энергетических установок, сжигающих, в первую очередь, природный газ, открывает внедрение на электростанциях газотурбинной и парогазовой технологии. Ведущими фирмами при разработке ГТУ достигнуты большие успехи повышения КПД производства электроэнергии при работе по циклу Брайтона (автономный режим с выбросом выхлопных газов в атмосферу). Они получены в результате повышения эффективности охлаждения лопаточного аппарата, использования высококачественных материалов и термобарьерных покрытий, рассчитанных на более высокие начальные температуры газа (до 1500°C), снижения гидравлических потерь и организации экологически более совершенных процессов сжигания топлива [3, 4].

Газотурбинные установки серии “3А” фирмы Сименс являются примером этих достижений. ГТУ V94.3А при номинальной нагрузке 265 МВт имеет КПД производства электроэнергии 38,5% и удельный расход рабочего тела ниже 10 кг/(кВт·ч).

Единственные энергетические установки, позволяющие в конденсационном режиме вырабатывать электроэнергию с КПД нетто, равным 55 – 58%, – это парогазовые установки с котлами-утилизаторами на природном газе. Эти ПГУ широко распространены во многих странах мира, а их доля в балансе мощностей постоянно увеличивается. Пионерами в разработке теории ПГУ являются во многом российские ученые. Значительный вклад в обоснование перспективности ПГУ с котлами-утилизаторами внесли исследования, проведенные в ВТИ.

Высокие показатели экономичности таких ПГУ – результат применения мощных энергетических ГТУ высоких начальных параметров газа, парового процесса с тремя давлениями пара и его

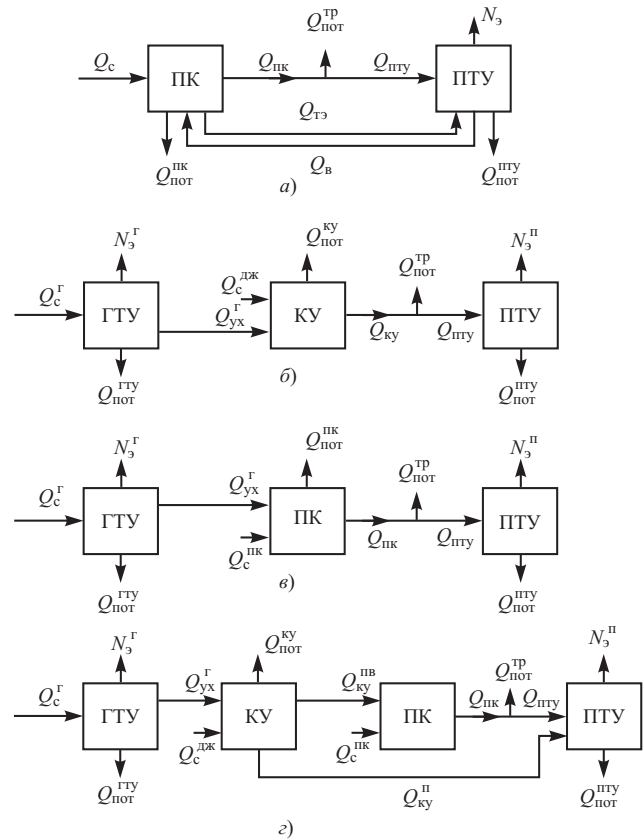


Рис. 1. Схемы основных тепловых потоков в конденсационных энергетических установках электростанций:

а – паросиловой энергоблок с предварительным подогревом котельного воздуха и с турбинным экономайзером в паровом котле; б – конденсационная парогазовая установка с котлом-утилизатором; в – конденсационная парогазовая установка “сбросного” типа; г – конденсационная парогазовая установка с “параллельной” схемой; $Q_{\text{пот}}^{\text{пк}}$, $Q_{\text{пот}}^{\text{пту}}$, $Q_{\text{пот}}^{\text{гту}}$, $Q_{\text{пот}}^{\text{ку}}$ – потери теплоты соответственно в паровом котле, в паротурбинной и газотурбинной установках, в котле-утилизаторе

промперегревом, одновальнoй компоновки основного оборудования ПГУ (концепция Сименс). Для этого необходимо обеспечить надежное и бесперебойное снабжение установки природным газом высокого давления (более 3 МПа).

Схема тепловых потоков конденсационной ПГУ с котлами-утилизаторами (рис. 1, б) позволяет определить показатели экономичности такой ПГУ. В схеме предусмотрено дожигание топлива в среде выхлопных газов энергетической ГТУ для стабилизации параметров пара и воздействия на паропроизводительность котла-утилизатора [5, 6].

Коэффициент полезного действия брутто производства электроэнергии

$$\eta_{\text{пту}}^{\text{э.бр}} = \frac{N_3^{\text{Г}} + N_3^{\text{П}}}{Q_{\text{с}}^{\text{Г}} + Q_{\text{с}}^{\text{Дж}}} = \dots = \frac{K_N \eta_{\text{Г}}^{\text{э.авт}}}{K_{\text{пту}} (1 + \beta_{\text{дж}})}, \quad (6)$$

где $N_3^{\text{Г}}$, $N_3^{\text{П}}$ – электрическая мощность соответственно газотурбинной и паротурбинной установки;

Q_c^r – теплота топлива, подводимого в газотурбинную установку; $Q_c^{дж}$ – теплота топлива, дожигаемого в котле-утилизаторе; $\eta_r^{эавт}$ – электрический КПД ГТУ в автономном режиме; K_N – коэффициент снижения мощности энергетической ГТУ при ее работе в схеме ПГУ вследствие дополнительного сопротивления котла-утилизатора

$$K_N = N_3^r / N_3^{r,авт} \approx 0,985 \div 0,99, \quad (7)$$

где $N_3^{r,авт}$ – электрическая мощность ГТУ в автономном режиме свободного выхлопа газов в атмосферу;

$K_{пгу}$ – коэффициент относительной мощности ПГУ

$$K_{пгу} = \frac{N_3^r}{N_3^r + N_3^п}; \quad (8)$$

$\beta_{дж}$ – доля теплоты дожигаемого в котле-утилизаторе топлива

$$\beta_{дж} = \frac{Q_c^{дж}}{Q_c^r}. \quad (9)$$

Повышение эффективности паровой ступени ПГУ и увеличение мощности $N_3^п$ приводит к уменьшению коэффициента $K_{пгу}$ и к росту экономичности всей установки. Последняя увеличивается и с возрастанием КПД производства электроэнергии ГТУ, а дожигание топлива в котле-утилизаторе снижает экономичность ПГУ. Для одновальной парогазовой установки фирмы Сименс 1S. V94.3A при $K_{пгу} = 0,64$, $K_N = 0,99$, $\eta_r^{эавт} = 0,38$ КПД производства электроэнергии равен 58,8%. В режиме автономной работы энергетической ГТУ (предусмотрена байпасная дымовая труба) формула (6) определяет КПД производства электроэнергии ГТУ, т.е. $\eta_{пгу}^{эбр} = \eta_r^{эавт}$.

Среди большого разнообразия других типов тепловых схем ПГУ можно выделить парогазовые установки “сбросного” типа (рис. 2). В них избыточное количество окислителя в выхлопных газах ГТУ (температура 550 – 600°C, $O_2^{вых} = 12 \div 13\%$) используется для сжигания органического топлива в энергетическом паровом котле установки. Эти ПГУ можно рассматривать условно как ПГУ с котлом-утилизатором при предельно возможном дожигании топлива в среде выхлопных газов ГТУ. Большой вклад в разработку таких ПГУ, наряду с другими организациями, внесли сотрудники ЦКТИ (г. С.-Петербург).

Коэффициент полезного действия брутто производства электроэнергии в этом случае (рис. 1, в) можно определить при использовании значения абсолютного электрического КПД паротурбинной

установки [формула (2)], КПД транспорта теплоты [формула (3)], коэффициента относительной мощности ПГУ [формула (8)] из зависимости

$$\eta_{пгу}^{эбр} = \frac{N_3^r + N_3^п}{Q_c^r + Q_c^{пк}} = \dots = \frac{\eta_{ту}^э \eta_{тр} \eta_{пк} (1 + \beta_c + \beta_{ут})}{(1 + \beta_c)(1 - K_{пгу})}, \quad (10)$$

где $\eta_{пк}$ – КПД парового котла (прямой баланс)

$$\eta_{пк} = \frac{Q_{пк}}{Q_c^{пк} + Q_{ух}^r}, \quad (11)$$

где $Q_c^{пк}$ – теплота топлива, подводимого в паровой котел; $Q_{ух}^r$ – теплота выхлопных газов ГТУ, поступающих в паровой котел;

β_c – отношение теплоты топлива, сжигаемого соответственно в ГТУ и в паровом котле,

$$\beta_c = \frac{Q_c^r}{Q_c^{пк}}; \quad (12)$$

$\beta_{ут}$ – доля теплоты энергетической ГТУ, отпускаемой с выхлопными газами в паровой котел,

$$\beta_{ут} = \frac{Q_{ух}^r}{Q_c^r}. \quad (13)$$

Экономичность “сбросной” ПГУ уступает соответствующим показателям ПГУ с котлами-утилизаторами и обычно КПД брутто производства электроэнергии не превышает 45 – 46%. Необходимо отметить, что совершенствование современных ГТУ сопровождается повышением температуры выхлопных газов и снижением содержания в них окислителя. Это затрудняет реализацию данной схемы ПГУ особенно при сжигании в котле твердого топлива, хотя при этом существенно сокращается доля используемого природного газа в топливном балансе энергоустановки ($\beta_c = 0,2 \div 0,25$).

Значительно большие возможности для внедрения парогазовой технологии на пылеугольных энергоустановках ТЭС представляет ПГУ с “параллельной” схемой (рис. 3), где соединение котла-утилизатора ГТУ с паровым циклом энергоблока осуществляется только через трубопроводы пара и воды, что значительно проще. Отсутствуют проблемы, связанные со сжиганием топлива в среде выхлопных газов ГТУ, и улучшаются эксплуатационные показатели при частичных нагрузках.

В тех случаях, когда используемая в схеме ПГУ газотурбинная установка не обеспечивает нужные параметры пара в котле-утилизаторе, для их стабилизации дожигают в нем некоторое количество топлива.

Коэффициент полезного действия брутто такой ПГУ определяется в соответствии с рис. 1, г

$$\eta_{\text{пгу}}^{\text{э.бр}} = \frac{N_3^r + N_3^{\text{п}}}{Q_c^r + Q_c^{\text{пк}} + Q_c^{\text{дж}}} = \dots = \frac{1}{(1 - K_{\text{пгу}}) \frac{1 - \beta_{\text{ку}}^{\text{пв}} - \beta_{\text{ку}}^{\text{п}}}{\eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пк}}} + \frac{K_{\text{пгу}} (1 + \beta_{\text{дж}})}{K_N \eta_{\text{г}}^{\text{э.авт}}}}, \quad (14)$$

где $\beta_{\text{ку}}^{\text{пв}}$ – доля теплоты питательной воды, поступающей в энергетический паровой котел за счет утилизации теплоты выхлопных газов ГТУ в котле-утилизаторе

$$\beta_{\text{ку}}^{\text{пв}} = \frac{Q_{\text{ку}}^{\text{пв}}}{Q_{\text{пгу}}}, \quad (15)$$

где $Q_{\text{ку}}^{\text{пв}}$ – теплота питательной воды в котле-утилизаторе;

$\beta_{\text{ку}}^{\text{п}}$ – доля теплоты пара, генерируемого в котле-утилизаторе и поступающего в паровую турбину,

$$\beta_{\text{ку}}^{\text{п}} = \frac{Q_{\text{ку}}^{\text{п}}}{Q_{\text{пгу}}}, \quad (16)$$

где $Q_{\text{ку}}^{\text{п}}$ – теплота генерируемого пара в котле-утилизаторе.

Преимуществом данного типа ПГУ является достаточно простой переход к автономному режиму работы газовой и паровой ступени. В этом случае при $K_{\text{пгу}} = \beta_{\text{ку}}^{\text{пв}} = \beta_{\text{ку}}^{\text{п}} = 0$ и $K_N = 1$ получаются выражения КПД производства электроэнергии для паросиловой установки $\eta_{\text{псу}}^{\text{э}} = \eta_{\text{ту}}^{\text{э}} \eta_{\text{тр}} \eta_{\text{пк}}$ и для га-

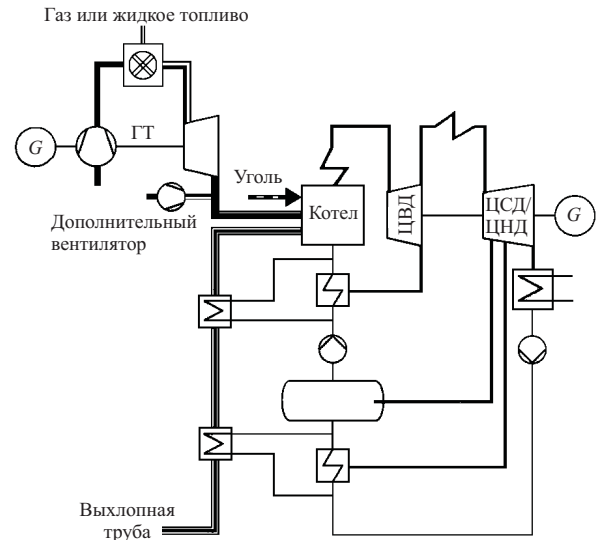


Рис. 2. Тепловая схема “сбросной” ПГУ

зотурбинной установки $\eta_{\text{г}}^{\text{э.авт}}$. В режиме работы по парогазовому циклу коэффициент относительной мощности ПГУ $K_{\text{пгу}} = 0,23 \div 0,28$, что обеспечивает достаточное охлаждение выхлопных газов ГТУ. При максимальном пропуске пара в паровую турбину приходится снижать нагрузку энергетического парового котла. Ее регулирование в допустимых пределах осуществляется с учетом влияния параметров наружного воздуха на характеристики ГТУ. Соблюдаются также ограничения по максимальной нагрузке электрогенератора паровой турбины и по пропуску пара в конденсатор.

Конъюнктура на рынке энергетических ресурсов в России заставляет искать альтернативные ис-

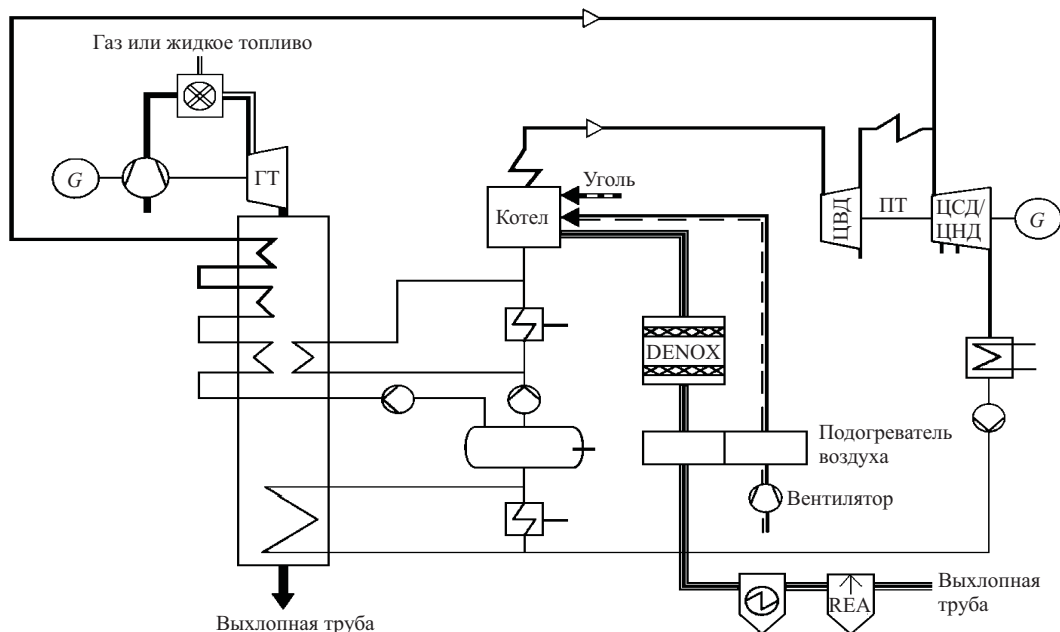


Рис. 3. Тепловая схема ПГУ с “параллельной” схемой

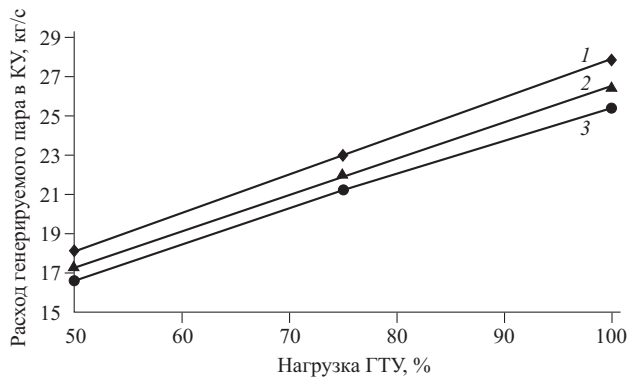


Рис. 4. Графики зависимости расхода генерируемого пара в КУ от нагрузки ГТУ ($\theta = 7^\circ\text{C}$ и $\Delta t_{\text{ЭК}}^{\text{ВЫХ}} = 12^\circ\text{C}$):

1, 2, 3 – температура наружного воздуха соответственно минус 26°C ; минус 4°C , плюс 15°C

точники топлива и среди них на первое место выходит уголь. Применение парогазовой технологии на пылеугольных электростанциях позволяет значительно сократить потребление природного газа

при одновременном улучшении показателей экономичности энергетических объектов.

Энергетики России нуждаются в новой угольной политике. Коренной вопрос реформирования топливно-энергетического комплекса (ТЭК), в первую очередь, касается выбора разумной пропорции между нефтегазовым и угольным топливом.

Для пылеугольного энергоблока с паротурбинной установкой типа К-210-130 (ОАО ЛМЗ) в НИЛ “ГТУ и ПГУ ТЭС” МЭИ (с участием М. А. Соколовой) выполнено аналитическое исследование экономичности при его переводе в режим работы по парогазовому циклу. Для сравнения использовались два типа энергетических ГТУ: V64.3A (Сименс) и GT8C (АББ – Невский, С.-Петербург), а в головную часть паровой турбины поступало неизменное количество пара – 168 кг/с. Электрическая мощность ГТУ и всей ПГУ изменялась в зависимости от параметров окружающего воздуха. В котле-утилизаторе генерировался пар высокого давления, подводимый в трубопровод свежего пара.

Показатели экономичности пылеугольной ПГУ с “параллельной” схемой

| Параметр | Тип ГТУ | | | | | | Работа паросилового блока в автономном режиме |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---|
| | V64.3A | | | GT8C | | | |
| Температура наружного воздуха $t_{\text{нв}}$, °C | -26 | -4 | +15 | -26 | -4 | +15 | |
| Электрическая мощность ГТУ $N_{\text{Г}}^{\text{Э}}$, кВт | 80 100 | 73 300 | 67 100 | 65 370 | 59 400 | 52 910 | – |
| Электрическая мощность ПТУ $N_{\text{П}}^{\text{Э}}$, кВт | 221 300 | 220 750 | 220 420 | 220 820 | 220 310 | 219 830 | 211 870 |
| Доля конденсата, поступающая в котел-утилизатор $D_{\text{К}}^{\text{ТО}}$, % | 45,2 | 42,9 | 40,5 | 44,6 | 41,7 | 39,3 | – |
| Расход перегретого пара котла-утилизатора $D_{\text{КУ}}^{\text{П}}$, кг/с | 27,8 | 26,4 | 25,4 | 25,2 | 23,6 | 22,3 | – |
| Температура уходящих газов котла-утилизатора $\vartheta_{\text{ух}}$, °C | 107 | 103 | 105 | 104 | 103 | 102 | – |
| Нагрузка пылеугольного парового котла $D_{\text{ПЕ}}$, % | 85,9 | 86,7 | 87,2 | 87,3 | 88,1 | 88,7 | 100 |
| КПД пылеугольного парового котла $\eta_{\text{ПК}}$, % | 90,38 | 90,32 | 90,29 | 90,28 | 90,22 | 90,17 | 89,30 |
| Доля дожигаемого в КУ топлива $\beta_{\text{дж}}$, % | 0 | 0 | 0 | 0,0815 | 0,0742 | 0,0649 | – |
| Расход теплоты в ПТУ на производство электроэнергии $Q_{\text{ПТУ}}$, кВт | 516 570 | 514 330 | 512 350 | 514 910 | 512 560 | 508 880 | 468 978 |
| Доля теплоты, переданной в котле-утилизаторе: | | | | | | | |
| конденсату $\beta_{\text{КУ}}^{\text{ПВ}}$ | 0,1479 | 0,1524 | 0,1557 | 0,1755 | 0,1809 | 0,1773 | – |
| с генерируемым паром $\beta_{\text{КУ}}^{\text{П}}$ | 0,3451 | 0,3568 | 0,3728 | 0,3755 | 0,3854 | 0,3978 | – |
| КПД производства электроэнергии в паротурбинной установке $\eta_{\text{ПТУ}}^{\text{Э}}$, % | 42,84 | 42,92 | 43,02 | 42,89 | 42,98 | 43,20 | 45,18 |
| Электрическая мощность ПГУ $N_{\text{ПГУ}}^{\text{Э}}$, кВт | 301 400 | 294 050 | 287 520 | 286 200 | 279 710 | 272 750 | 211 870 |
| Коэффициент относительной мощности ПГУ $K_{\text{ПГУ}}$ | 0,2658 | 0,2493 | 0,2334 | 0,2284 | 0,2124 | 0,1940 | – |
| КПД производства электроэнергии ПГУ брутто $\eta_{\text{ПГУ}}^{\text{Эбр}}$, % | 44,50 | 44,36 | 44,23 | 43,25 | 43,16 | 42,96 | 39,940 |

В таблице приведены основные характеристики рассматриваемой схемы пылеугольной ПГУ (нагрузка ГТУ – 100%). Одним из условий сравнения было совпадение параметров генерируемого в котле-утилизаторе пара с параметрами перегретого пара энергетического парового котла. В отдельных режимах это потребовало дожигания некоторого количества топлива перед котлом-утилизатором в среде выхлопных газов ГТУ.

Исследование показало, что экономичность установки зависит от типа использованной в тепловой схеме ГТУ и наличия дожигания топлива. Влияние параметров наружного воздуха незначительно. Применение ГТУ с “параллельной” схемой повысило экономичность пылеугольного энергоблока, в среднем, на 4%. Исследовались также характеристики котла-утилизатора. Выявлено, что количество генерируемого в котле-утилизаторе пара зависит от параметров выхлопных газов ГТУ, ее нагрузки, недогрева на холодном конце испарителя θ_1 и недогрева питательной воды до температуры насыщения в экономайзере $t_{\text{ЭК}}^{\text{ВЫХ}}$. Это влияние для тепловой схемы ПГУ с ГТУ V64.3A (Сименс) показано на рис. 4 и 5.

Из полученных результатов видно, что изменение паропроизводительности котла-утилизатора ПГУ ограничено этими условиями и параметрами пара паросилового энергоблока.

Установлено также, что экономичность ПГУ зависит от степени вытеснения регенерации низкого давления паротурбинной установки. Ее оптимизация позволяет повысить КПД производства электроэнергии для конкретного режима работы с 43,45 до 44,36%.

Выводы

1. Предложена методика определения показателей экономичности энергетических установок со сложными технологическими схемами, позволяющая выявить факторы, влияющие на выбор оптимального технического решения.

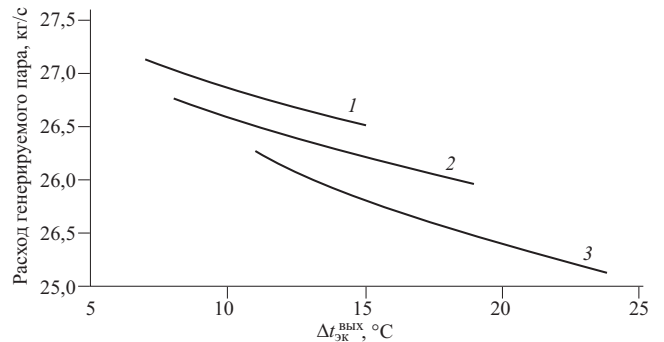


Рис. 5. Графики зависимости расхода генерируемого пара в КУ от $\Delta t_{\text{ЭК}}^{\text{ВЫХ}}$ ($G_{\text{КТ}} = 201,5 \text{ кг/с}$, $\vartheta_{\text{КТ}} = 573^\circ\text{C}$):

1, 2, 3 – недогрев θ_1 , на холодном конце испарителя соответственно 4,5; 7; 10

2. Выполнен расчетный анализ экономичности и профиля пылеугольной ПГУ с “параллельной” схемой. При докритических параметрах пара и использовании небольшой доли природного газа она может составить конкуренцию пылеугольным энергоблокам суперсверхкритических параметров.

Список литературы

1. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. Ридле К., Тауд Р. Электростанции на природном топливе – основа производства электроэнергии. – Siemens Power Journal, 1998, № 3.
3. Ольховский Г. Г. Развитие теплоэнергетических технологий. Газотурбинные и парогазовые установки. – В кн.: Сборник научных статей ВТИ “Развитие теплоэнергетики”. М., 1996.
4. Дьяков А. Ф., Попырин Л. С., Фаворский О. Н. Перспективные направления применения газотурбинных установок в энергетике России. – Теплоэнергетика, 1997, № 2.
5. Энергетические показатели высокоманевренных ПГУ – ТЭЦ с дожиганием топлива / Горюнов И. Т., Цанев С. В., Буров В. Д., Долин Р. Ю. – Электрические станции, 1997, № 2.
6. Расчет показателей тепловых схем и элементов газотурбинных и парогазовых установок электростанций / Цанев С. В., Буров В. Д. и др. М.: Изд-во МЭИ, 2000.

Оценка технической возможности эксплуатации парового котла ТП-170 на пониженных параметрах перегретого пара

Мошкарин А. В., доктор техн. наук, Шелыгин Б. Л., канд. техн. наук, Ананьин В. И., инж.

Ивановский государственный энергетический университет – Представительство Центрэнерго РАО “ЕЭС России”

Для снижения уровня неоправданных затрат на генерацию электроэнергии и улучшения организации производства концепция реструктуризации энергетики страны предусматривает загрузку наиболее экономичных энергопредприятий и вывод из работы неэффективного оборудования.

Ивановская ТЭЦ-2 с ее изношенными производственными мощностями имеет высокий удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии [более 410 г/(кВт·ч)], но одновременно является основным поставщиком тепловой энергии как для ряда текстильных предприятий, так и для отопления и горячего водоснабжения г. Иванова. В сложившихся условиях вывод из работы всего комплекса оборудования ТЭЦ невозможен – город может оказаться без отопления, а промышленные предприятия – без пара на технологические нужды. Наличие более дешевой электроэнергии на ФОРЭМ делает целесообразным отказ от выработки электрической энергии на ТЭЦ и перевод ее на работу в режиме производственно-отопительной котельной. Указанное явление характерно для ряда ТЭЦ АО-энерго Центра России. В настоящее время на предприятиях Представительства Центрэнерго насчитывается более 100 котлов на давление 10,0 МПа и перспектива дальнейшего использования таких котлов стала объективной реальностью отечественной энергетики.

Целью работы являлась предварительная проверка данного технического предложения. В задачу исследования входила оценка возможности работы парового котла марки ТП-170 с давлением перегретого пара $p_{пе} = 10$ МПа и температурой $t_{пе} = 510^\circ\text{C}$ [1] при неизменной, существующей компоновке поверхностей нагрева на средних параметрах вырабатываемого пара ($p_{пе} = 4$ МПа, $t_{пе} = 440^\circ\text{C}$).

В работе на основе расчетного исследования проведен анализ влияния конструктивных характеристик котла и определяющих режимных факторов на его выходные параметры. Такой анализ позволил не только оценить экономические показатели (КПД, удельный расход топлива), но и условия работы отдельных поверхностей нагрева при проверяемых тепловых нагрузках парового котла. Важным обстоятельством являлась проверка возможностей парового котла применительно к сжигаемым на ТЭС видам и маркам топлива. Прини-

мая во внимание значительный срок службы котлоагрегата, дополнительным условием являлся учет имеющихся отклонений режимных факторов от нормативных характеристик [2].

Вариантный анализ проводился с использованием программы “ТРАКТ”, предложенной Подольским машиностроительным заводом при участии ЦНИИКА, на базе специально разработанной модели котла и сформированных исходных данных.

Предварительно гидравлическими расчетами с использованием нормативных данных [3] установлен рабочий диапазон паровых нагрузок котлоагрегата. Максимальная паропроизводительность 150 т/ч ограничивается условиями работы внутрибарбанных устройств. При более высокой нагрузке ожидается повышенный капельный унос, ухудшение качества пара с возможным отложением солей в пароперегревателе. Минимальная паропроизводительность 90 т/ч ограничивается надежностью работы циркуляционного контура третьей ступени испарения, имеющего наибольшее гидравлическое сопротивление.

Значения коэффициентов избытка воздуха на выходе из топки при паропроизводительности котла 150 т/ч были приняты $\alpha''_т = 1,15$ (для газового топлива) и $\alpha''_т = 1,25$ (для твердого топлива). В случаях пониженных нагрузок программой “ТРАКТ” выполнялся пересчет:

потери теплоты q_5 ;

присосов в газоходы $\Delta\alpha$ и коэффициентов избытка воздуха;

перепадов давлений в элементах водопарового тракта.

В расчетных исследованиях в качестве топлива использовались природный газ “Саратов – Нижний Новгород” и каменный уголь марки кузнецкий СС.

Для оценки среднегодовых показателей в расчетах всех режимов температура холодного воздуха принята 10°C . По условию снижения низкотемпературной коррозии первой ступени воздухоподогревателя изменением доли рециркуляции горячего воздуха согласно составу топлива температура воздуха на входе в котел принималась $t'_{вп} = 30 \div 45^\circ\text{C}$ [4, 5].

В качестве объектов исследования были выбраны котлы № 3 и № 6 Ивановской ТЭЦ-2, значе-

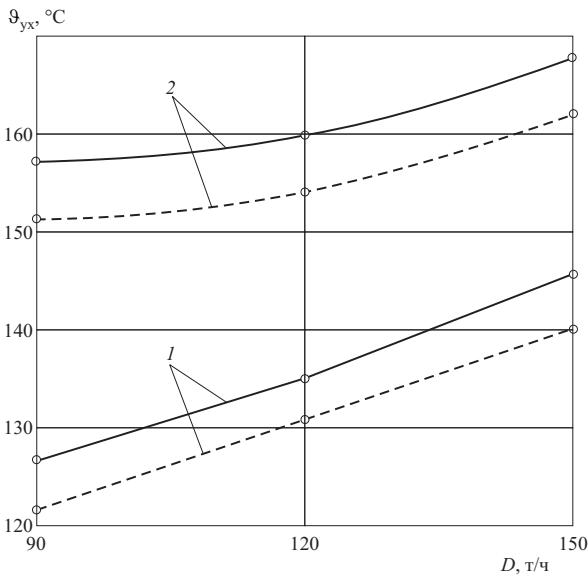


Рис. 1. Графики зависимости температуры уходящих газов от паропроизводительности котла при $p_{не} = 4$ МПа:

1 – природный газ; 2 – каменный уголь; ----- – $H_{не1} = 440$ м²; ——— – $H_{не1} = 660$ м²

ния поверхностей нагрева которых представлены далее.

| | Паровой котел | |
|---|---------------|------|
| | № 3 | № 6 |
| Радиационная поверхность топки, м ² | 560 | 560 |
| Поверхность нагрева фестона, м ² | 116 | 116 |
| Поверхность нагрева пароперегревателя, м ² : | | |
| первая ступень | 660 | 440 |
| вторая ступень | 545 | 545 |
| Поверхность нагрева водяного экономайзера, м ² : | | |
| первая ступень | 1200 | 1200 |
| вторая ступень | 700 | 700 |
| Поверхность нагрева воздухоподогревателя, м ² : | | |
| первая ступень | 4070 | 4070 |
| вторая ступень | 4920 | 4920 |

С учетом изменений в пароперегревателе выполнялись две серии вариантных расчетов при минимальной (440 м²) и максимальной (660 м²) поверхностях нагрева первой ступени пароперегревателя для двух видов топлива при трех значениях паропроизводительности котла 90, 120 и 150 т/ч.

Во всех режимах постоянство температуры перегретого пара $t_{не} = 440^\circ\text{C}$ достигается съемом требуемого количества теплоты в поверхностном пароохладителе с последующей передачей его питательной воде, поступающей в первую ступень водяного экономайзера.

С увеличением паропроизводительности котла следует ожидать рост температуры уходящих газов $\theta_{ух}$ на 14 – 18°C (рис. 1), значения которой мо-

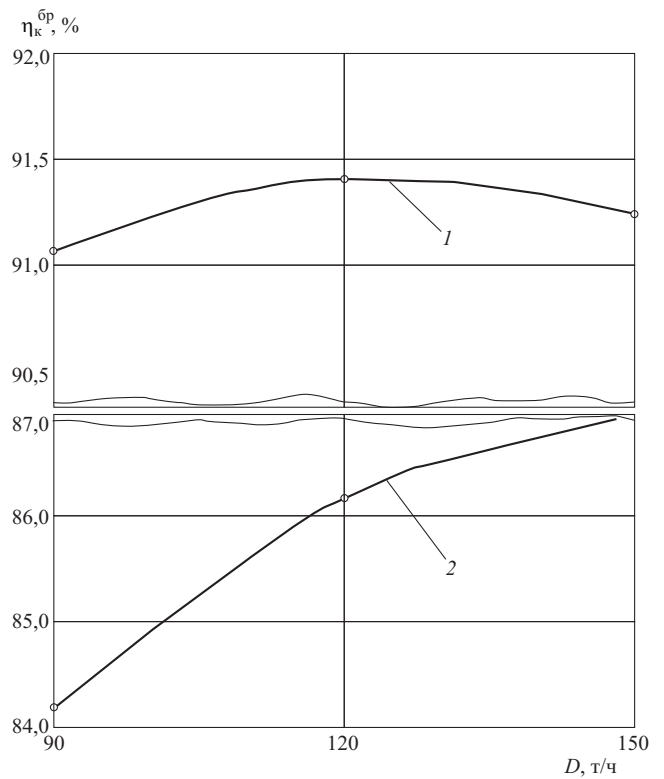


Рис. 2. Графики зависимости КПД парового котла от паропроизводительности при $p_{не} = 4$ МПа и $H_{не1} = 440$ м²:

1 – природный газ; 2 – каменный уголь

гут достигнуть 140 – 145°C (для природного газа) и 163 – 167°C (для каменного угля).

Расчетные температуры уходящих газов на 20 – 25°C превышают рекомендуемые значения [2, 4] в основном за счет повышенных присосов и коэффициентов избытка воздуха. В случае пониженной поверхности пароперегревателя возможно снижение $\theta_{ух}$ на 5 – 7°C. Это объясняется повышением температурного напора в первой ступени экономайзера при снижении температуры поступающей в котел воды за счет уменьшения тепловой нагрузки пароохладителя.

В случае использования в качестве топлива природного газа КПД котла составляет $\eta_{к}^{бр} = 91,1 \div 91,4\%$, достигая максимального значения при паропроизводительности $D = 120$ т/ч (рис. 2). Для твердого топлива при уменьшении паропроизводительности КПД котла снижается за счет заметного роста топочных потерь и потери теплоты с уходящими газами.

При этом характер полученных зависимостей аналогичен энергетическим характеристикам котлоагрегата ТП-170, полученным в ходе его теплотехнических испытаний при давлении пара 10,0 МПа.

На рис. 3 показаны графики зависимости расхода топлива от паропроизводительности котла при наименьшей поверхности пароперегревателя.

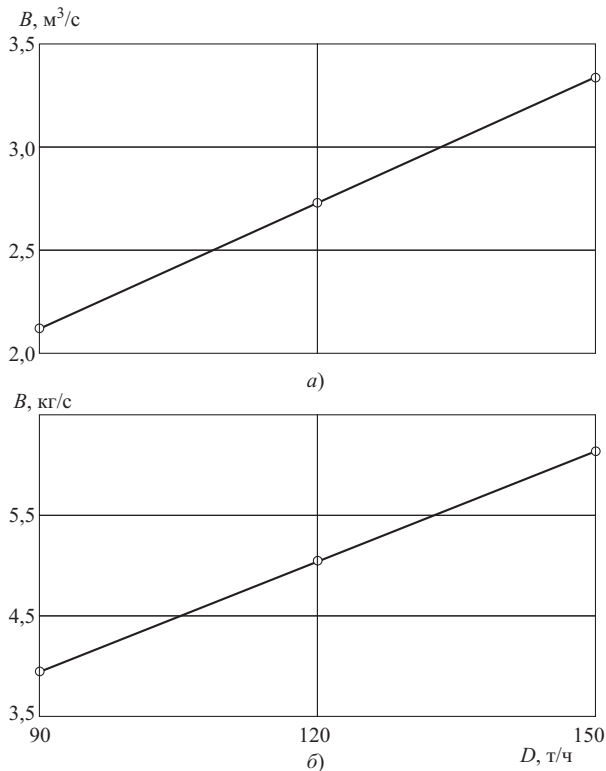


Рис. 3. Графики зависимости расхода топлива от паропроизводительности котла при $p_{\text{пе}} = 4$ МПа и $H_{\text{пел}} = 440 \text{ м}^2$:

а – природный газ; б – каменный уголь

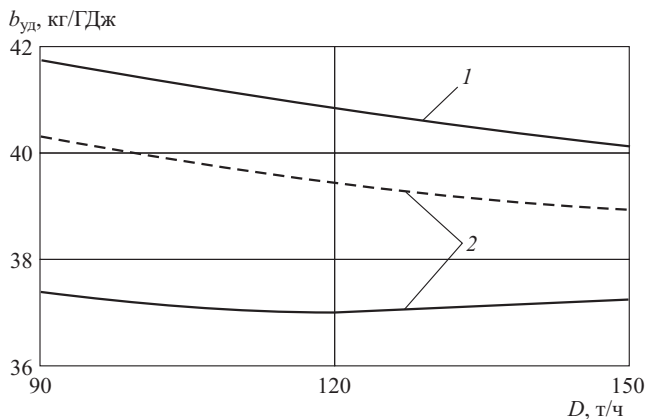


Рис. 4. Графики зависимости удельного расхода условного топлива на выработанную тепловую энергию от паропроизводительности котла:

1 – $p_{\text{пе}} = 10$ МПа; 2 – $p_{\text{пе}} = 4$ МПа; — — — — — природный газ; - - - - - каменный уголь

В случае повышенной поверхности первой ступени пароперегревателя (660 м^2) КПД котла снижается на $0,3 - 0,7\%$, что требует дополнительного расхода топлива.

С учетом поправок расчетный расход топлива может быть определен с помощью следующих зависимостей:

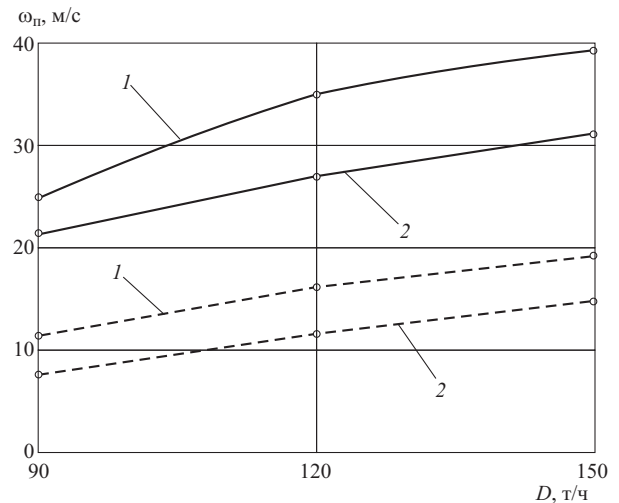


Рис. 5. Графики зависимости скорости пара в ступенях пароперегревателя от паропроизводительности котла:

1, 2 – соответственно первая и вторая ступени пароперегревателя; — — — — — $p_{\text{пе}} = 4$ МПа; - - - - - $p_{\text{пе}} = 10$ МПа

для природного газа

$$B = 2,08 + 0,0218(D - 90) + 1,56 \cdot 10^{-4}(H_{\text{пел}}/440 - 1), \text{ м}^3/\text{c};$$

для каменного угля

$$B = 3,917 + 0,04(D - 90) + 5,34/D (H_{\text{пел}}/440 - 1), \text{ кг}/\text{c},$$

где D – паропроизводительность котла, т/ч, $H_{\text{пел}}$ – поверхность нагрева первой ступени пароперегревателя, м^2 .

Зависимость удельного расхода условного топлива на выработанную тепловую энергию от паропроизводительности для различного топлива и давлений пара показаны на рис. 4. При минимальных значениях КПД максимальный удельный расход условного топлива ($40,1 - 41,7 \text{ кг}/\text{ГДж}$) соответствует проектному давлению $p_{\text{пе}} = 10$ МПа.

При использовании природного газа при $p_{\text{пе}} = 4,0$ МПа удельный расход условного топлива ожидается на уровне $37 - 37,5 \text{ кг}/\text{ГДж}$. При переходе на твердое топливо и паропроизводительности $150 \text{ т}/\text{ч}$ удельный расход условного топлива $b_{\text{уд}} = 39,1 \text{ кг}/\text{ГДж}$, достигая при снижении нагрузки (при менее экономичных режимах) $40,3 \text{ кг}/\text{ГДж}$.

Расчеты установлено, что с увеличением паропроизводительности котла снижается удельное радиационное тепловосприятие топочных экранов, что на $150 - 180^\circ\text{C}$ повышает температуру газов на выходе из топки. Однако значения этих температур не превышают допустимых [4] по условию надежности работы фестона и второй (по пару) ступени пароперегревателя.

Увеличение температур в ядре факела и на выходе из топки повышает среднее тепловое напря-

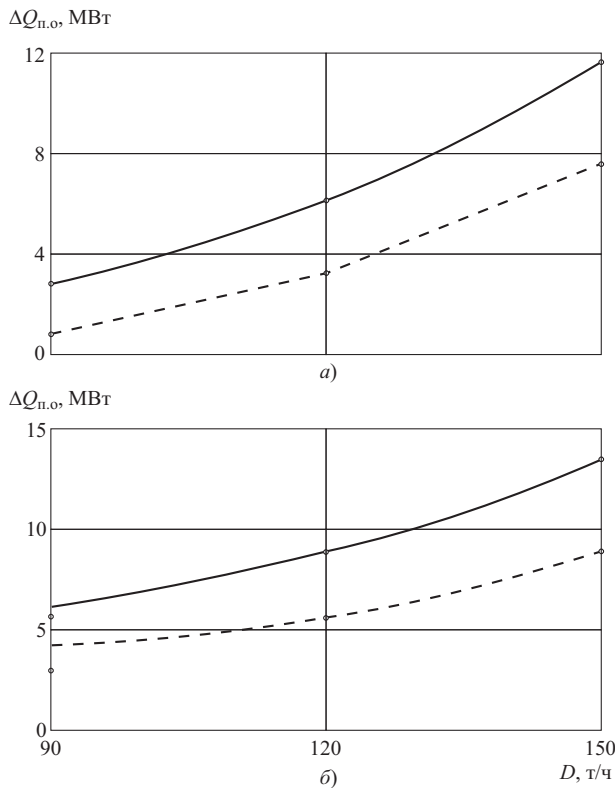


Рис. 6. Графики зависимости съема теплоты в пароохладителе от паропроизводительности при $p_{пс} = 4$ МПа:

a – природный газ; *б* – каменный уголь; ----- $H_{пс1} = 440 \text{ м}^2$; — $H_{пс1} = 660 \text{ м}^2$

жение топочных экранов до $q_{экp} = 96 \div 110 \text{ кВт/м}^2$, что обеспечивает надежную циркуляцию рабочей среды в топочных экранах при $p_{пс} = 4,0$ МПа и паропроизводительности котла не менее 90 т/ч.

Температуры продуктов сгорания в газоходе пароперегревателя оказываются ниже значений, соответствующих работе котла при высоком давлении пара ($p_{пс} = 10$ МПа), что при температуре рабочей среды $251 - 439^\circ\text{C}$ позволяет рассчитывать на надежную работу металла труб.

Переход на пониженное давление с увеличением удельных объемов пара повышает скорости пара в ступенях пароперегревателя (рис. 5). В условиях неизменной, существующей компоновки пароперегревателя следует ожидать заметного увеличения его гидравлического сопротивления.

Во всех режимах в первую ступень пароперегревателя поступает влажный насыщенный пар с температурой $251 - 254^\circ\text{C}$. Для поддержания во всех режимах постоянной температуры перегретого пара $440 \pm 1^\circ\text{C}$ должна возрастать тепловая нагрузка пароохладителя ΔQ (рис. 6), особенно при повышенной поверхности пароперегревателя.

В случае твердого топлива при повышенных расходах газов и температурных напорах с увеличением тепловосприятости пароперегревателя съем тепла в пароохладителе должен быть дополнительно повышен в 1,15 – 1,25 раза.

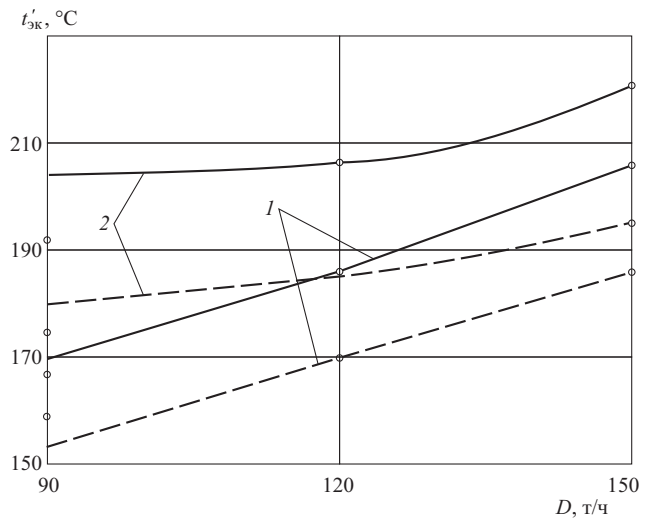


Рис. 7. Графики зависимости температуры воды на входе в водяной экономайзер от производительности котла при $p_{пс} = 4$ МПа:

1 – природный газ; 2 – каменный уголь; ----- $H_{пс1} = 440 \text{ м}^2$; — $H_{пс1} = 660 \text{ м}^2$

В условиях максимальной паропроизводительности 150 т/ч и сжигании природного газа степень сухости пара за пароохладителем составляет 91%, а при минимальной (90 т/ч) соответственно 98 – 99%. При использовании в качестве топлива каменного угля она достигает 82%.

Из-за большого съема тепла в поверхностном пароохладителе температура воды на входе в первую ступень экономайзера даже при минимальной нагрузке 90 т/ч составляет $t'_{эк} = 152 \div 170^\circ\text{C}$ (рис. 7). При увеличении паропроизводительности до 150 т/ч с увеличением тепловосприятости пароперегревателя значение $t'_{эк}$ возрастает до $185 - 205^\circ\text{C}$, особенно при повышенных поверхностях нагрева пароперегревателя. Для твердого топлива эта температура еще выше ($195 - 220^\circ\text{C}$).

Таким образом, при переходе на пониженные параметры пара поверхностный пароохладитель в котле ТП-170 играет роль дополнительного подогревателя высокого давления, а первая ступень экономайзера находится в условиях, близких к условиям работы котла при высоком давлении.

При использовании газового топлива и роста нагрузки температура воды за экономайзером возрастает от 224 до 254°C . Вода во второй ступени экономайзера не достигает температуры кипения. В случае твердого топлива экономайзер становится “кипящим”, вода имеет выходное паросодержание 8 – 12%, что является допустимым [4].

При сжигании природного газа температура горячего воздуха составляет $300 - 315^\circ\text{C}$ при доле его рециркуляции в первую ступень воздухоподогревателя 6 – 7%, что соответствует нормам.

Выводы

1. Установлена принципиальная возможность использования существующей компоновки парового котла ТП-170 для его работы на пониженных параметрах перегретого пара ($p_{пе} = 4$ МПа, $t_{пе} = 440^\circ\text{C}$).

2. Ожидаемый КПД котла в пределах паропроизводительности 90 – 150 т/ч составляет 91,1 – 91,3% при сжигании природного газа и 84 – 87% при сжигании каменного угля. Удельный расход условного топлива порядка 37 – 37,5 кг/ГДж при сжигании газового топлива и 39,1 – 40,3 кг/ГДж при сжигании каменного угля.

3. Показана целесообразность отказа от первой ступени пароперегревателя для уменьшения нагрузки на парохладитель и гидравлических по-

терь в паровом тракте в условиях снижения температуры перегретого пара до 440°C .

Список литературы

1. *Стырикович М. А., Катковская К. Я., Серов Е. П.* Парогенераторы электростанций. М.-Л.: Энергия, 1966.
2. *Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод)* / Под ред. Кузнецова Н. В., Митора В. В., Дубовского И. Е., Карасиной Э. С. М.: Энергия, 1973.
3. *Гидравлический расчет котельных агрегатов (нормативный метод)* / Под ред. Локшина В. А., Петерсона Д. Ф., Шварца А. Л. М.: Энергия, 1978.
4. *Тепловые и атомные электрические станции: Справочник* / Под общ. ред. Григорьева В. А., Зорина В. М. М.: Энергоатомиздат, 1989.
5. *Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.* М.: Энергоатомиздат, 1989.

Автоматическое регулирование температуры пара промперегрева котлоагрегата ТГМП-344А

Потапов А. А., Какузин В. Б., Черняк В. Н., Никитин С. В., инженеры

ТЭЦ-26 АО Мосэнерго – АО «Фирма ОРГРЭС» – ВТИ

Решение вопроса автоматического регулирования температуры пара промперегрева при использовании в эксплуатации технологических методов подавления оксидов азота (ступенчатое сжигание топлива, рециркуляция дымовых газов) зависит от возможности получения необходимого для автоматического регулирования значения температуры пара за впрыскивающими парохладителями низкого давления, установленного в паропроводах диаметром 426/386 перед второй ступенью промперегревателя.

Важнейшим условием для решения данного вопроса является применение регулирующего клапана, обеспечивающего надежное регулирование температуры пара промперегрева в эксплуатационном диапазоне нагрузок котла.

Технические характеристики регулирующей арматуры чеховского завода Энергомаш, используемой в системе регулирования температуры перегретого пара промперегрева котла ТГМП-344А, уже не соответствуют реальным условиям их эксплуатации. Вызвано это, в первую очередь, тем, что при проектировании котла впрыск питательной воды в тракт промперегрева предусматривался как аварийный, включаемый в работу периодически при нестационарных процессах и возникновении нештатных ситуаций.

При работе в новом режиме к характеристикам клапанов предъявляются повышенные требования. Непрерывное использование с полной нагрузкой одного или двух дымососов рециркуляции га-

зов (ДРГ) с целью снижения выбросов в атмосферу оксидов азота до нормативных значений вызвало необходимость введения автоматического регулирования температуры пара промперегрева при работе котла в эксплуатационном диапазоне нагрузок. В связи с изменившимися условиями работы конвективных поверхностей нагрева котла к клапанам должны предъявляться более жесткие требования.

Конструкция регулирующего органа должна обеспечить линейную характеристику при работе на небольших расходах (от 0 до 10 т/ч) и относительно больших перепадах давлений (от 1,856 МПа при расходе 10 т/ч до 2,33 МПа при расходе 3 т/ч).

Регулирующие клапаны чеховского завода Энергомаш серии 870-50-Э не обеспечивают выполнение указанных требований.

Один из вариантов решений этой проблемы – установка хорошо зарекомендовавших себя на ряде электростанций поворотных дисковых клапанов. Однако для выполнения этого варианта необходимы изменение существующей трассировки трубопроводов и установка на клапанах встроенных приводов типа МЭОФ, что требует значительных материальных и трудовых затрат. Альтернативой поворотным дисковым клапанам является применение клапанов многоступенчатого дросселирования. В настоящее время на ряде электростанций применяется многоступенчатый регулирующий

клапан Ду 40 мм, разработанный ВНИАМ совместно с ТОО “Интерарм”, предназначенный для систем впрыска прямоточных котлов ТЭС.

Испытания этого клапана на ТЭЦ-26 показали, что он имеет хорошие расходные характеристики, но в процессе эксплуатации выявился ряд недостатков:

неоднократно нарушалась герметичность штокового сальникового уплотнения;

более высокие ремонтные трудозатраты по сравнению с клапанами типа 870-50-Э;

изготовление отдельных деталей клапана, несмотря на сравнительно простое конструктивное исполнение, возможно лишь в заводских условиях.

В связи с этим возникла необходимость разработки клапана, лишённого указанных недостатков. По техническому заданию, представленному ВТИ, АО “Фирма ОРГРЭС” разработала двухступенчатый регулирующий клапан на базе установленных на котлах ТЭЦ-26 клапанов ЧЗЭМ 870-50-Э. Предложенная АО “Фирма ОРГРЭС” конструкция клапана (рис. 1) отличается сравнительной простотой, в ней максимально используются детали от клапана ЧЗЭМ. Изготовлению подлежали четыре детали: золотник 2, шток 3, втулка сальниковая 4 и седло 5. Реконструкция может быть проведена без демонтажа клапанов из трубопровода, если в корпусе 1 модернизируемого клапана установлено седло 6 исполнения 01 или 02, равное диаметру золотника.

Модернизация существующего регулирующего клапана состоит в следующем:

преобразование регулирующего органа клапана в регулирующий орган двойного дросселирования;

выполнение на клапане проходных сечений каждой ступени, рассчитанных исходя из реальных условий эксплуатации клапанов на узле пром-перегрева данного котла;

выполнение съёмного, свободно подвешенного на штоке золотника;

уменьшение рабочего хода клапана с 44 до 34 мм.

Расчеты показывают, что при одноступенчатом регулировании и реальном перепаде давлений на клапане 1,865 МПа требуемое проходное сечение клапана равно 79 мм^2 , для выполнения которого при проектном ходе клапана 44 мм на золотнике следует выполнить две щели шириной 1 мм. Реализация такого решения связана с определенными трудностями, а главное, есть опасность, что в процессе эксплуатации щели будут забиваться содержащимися в рабочей среде инородными частицами.

Применение двухступенчатого дросселирования позволило снизить в 2 раза перепад давлений на каждой ступени регулирования и тем самым увеличить требуемую максимальную площадь проходного сечения до 112 мм^2 (рис. 2), что при ходе 34 мм позволило выполнить на каждой ступе-

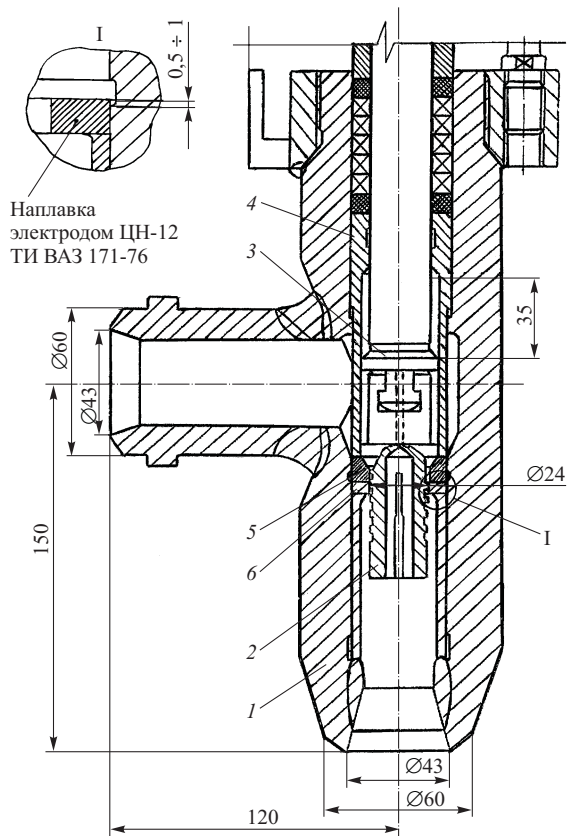


Рис. 1. Рабочая часть регулирующего клапана конструкции ОРГРЭС

ни по два ступенчатых отверстия с участками шириной 2,0 и 2,5 мм. Профилированное отверстие первой ступени выполнено на втулке, размещенной на входе воды из подводящего патрубка в камеру корпуса, а второй – на цилиндрической части золотника. Регулирование расхода воды на первой ступени осуществляется изменением площади отверстий на втулке, открытых для прохода среды в камеру корпуса при возвратно-поступательном перемещении буртика золотника, а на второй – изменением площади отверстий золотника, находящегося над седлом.

В клапанах ЧЗЭМ 870-50-Э ходовая втулка, обеспечивающая поступательное движение золотника, находится на большом расстоянии от направляющего отверстия седла. При выполнении золотника заодно со штоком, даже при небольшой несоосности этих элементов, возникают проблемы: при сборке клапана очень трудно обеспечить плотное прилегание уплотнительной поверхности золотника к уплотнительной поверхности седла. Для исключения этого явления золотник клапана свободно подвешен на Т-образный конец штока, что обеспечивает его самоустановку относительно седла.

Одним из существенных недостатков клапанов ЧЗЭМ 870-50-Э является нарушение герметичности сальникового уплотнения при работе на больших перепадах давления из-за возникающей в

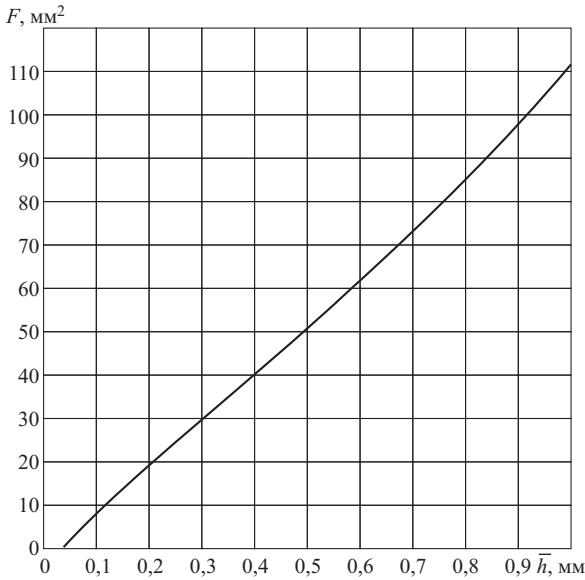


Рис. 2. График зависимости площади проходного сечения от относительного хода клапана

этом режиме вибрации штока. Предлагаемое решение устраняет этот недостаток.

Конструктивная характеристика клапана, рассчитанная на базе исходных данных, предоставленных ВТИ, показана на рис. 2.

Испытания клапана в рабочих условиях были проведены на ТЭЦ-26 Мосэнерго на котле ТГМП-344А ст. № 7, где они используются в качестве регуляторов температуры перегретого пара промперегрева. Целью испытаний было определение температурных характеристик (диапазона регулирования тем-

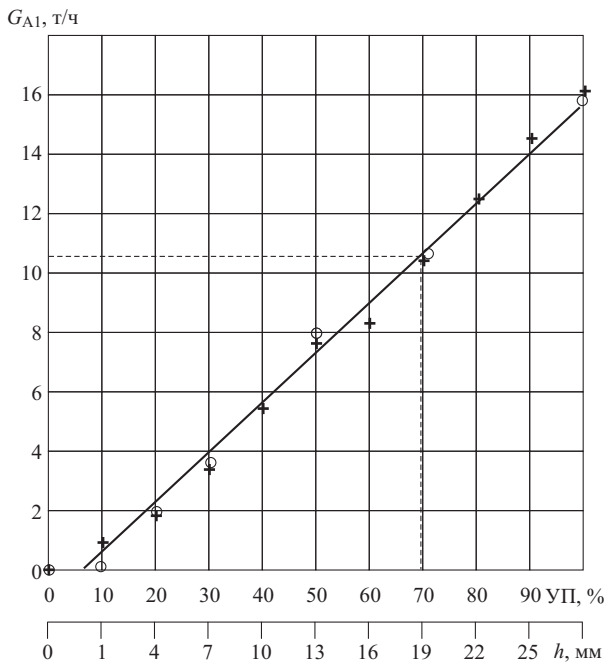


Рис. 3. Расходная характеристика регулирующего клапана на нитке А1:

+ — прямой ход; o — обратный ход

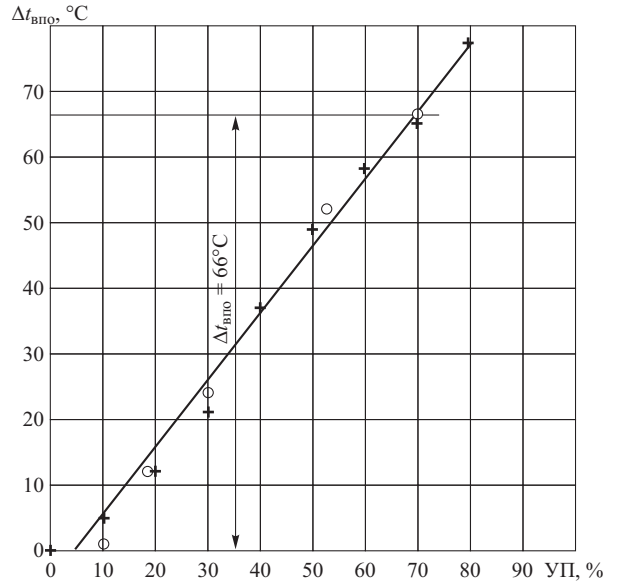


Рис. 4. График зависимости изменения температуры пара в ВПО от УП:

обозначения см. рис. 3

пературы пара промперегрева), пропускной способности и работоспособности клапанов.

Для испытаний на котле были модернизированы четыре регулирующих клапана. Перед испытаниями была выполнена проверка показаний и термомпар по температуре пара каждого ВПО перед и за впрыском, а также температуры пара промперегрева за КПП НД второй ступени каждой из четырех ниток. Кроме того, была проведена проверка расходомеров на трубопроводах впрыскиваемой воды, фиксировавших суммарные расходы воды на промперегрев по ниткам А и Б — $G_{\Sigma A}$ и $G_{\Sigma B}$.

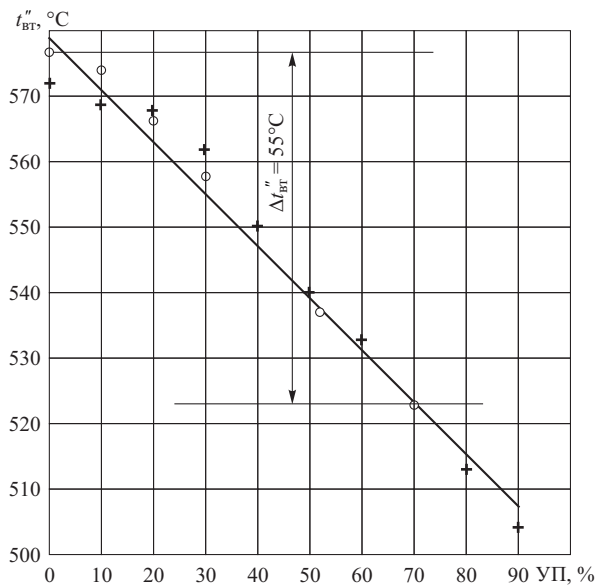


Рис. 5. График зависимости изменения температуры вторичного пара за КПП НД второй ступени от УП:

обозначения см. рис. 3

Указатели положений (УП) всех четырех клапанов были выставлены в положение 0 (“закрыто”) и в положение 100% (“полностью открыто”).

При расходе свежего пара $D_{оп} = 925$ т/ч ($D_{мп} = 740$ т/ч) проведены испытания, определившие расходные характеристики клапанов в диапазоне УП от 0 до 100%. Результаты испытаний одного из клапанов показаны на рис. 3 и 4.

Полученные характеристики клапанов линейны и пригодны для настройки автоматического регулирования температуры пара промперегрева.

На рис. 5 показан диапазон фактически необходимых изменений температуры пара промперегрева. Так, в парохладителе (ВПО) перемещение клапана на 19 мм хода дает примерно 10,5 т/ч впрыска, что приводит к снижению температуры в зоне впрыска примерно на 66°C и изменению температуры за КПП НД второй ступени на 55°C. Из рис. 5 следует, что клапан пригоден для регулирования температуры вторичного пара ($t_{эм}''$) от 525 до 577°C, что является достаточным условием надежной работы металла конвективного промперегревателя.

Дальнейшее увеличение расхода воды при УП = 80 ÷ 90% приводит к захлаживанию изме-

рительной гильзы температуры пара за впрыском и создает ложный скоростной сигнал для регулятора температуры.

При настройке автоматического регулирования $t_{эм}''$ должны быть соблюдены рекомендуемые ограничения по ходу клапана (h) с помощью концевых выключателей электропривода.

Выводы

1. Разработан многоступенчатый регулирующийся клапан, имеющий достаточно небольшой нерегулируемый пропуск и линейную расходную характеристику.

2. Клапан выполнен на базе серийного клапана чеховского завода Энергомаш, имеет достаточно простое конструктивное исполнение, технологичен в изготовлении и ремонте, может изготавливаться в условиях ТЭС.

3. Клапан обеспечивает качественное автоматическое регулирование температуры перегретого пара в эксплуатационном диапазоне нагрузок.

4. Применение разработанных клапанов на современных ТЭС позволит повысить надежность и экономичность работы котлов.

Система непрерывного контроля температурного режима экранов топки газоплотного котла¹

Грибков А. М., канд. техн. наук, Щелоков Ю. В., Тараторин А. В., Тюклин В. П., Насриев А. М., инженеры

Казанский государственный энергетический университет – Татэнерго – Нижнекамская ТЭЦ-2

Топка является важнейшей частью котла, от которой в большой степени зависит его экономичность и надежность. Однако стационарные системы контроля температурного режима экранов топки в настоящее время не находят широкого применения ввиду низкой надежности датчиков и трудоемкости их замены. И только на некоторых станциях прошли опробование системы технической диагностики экранов [1].

В экспериментальных работах по оценке теплового состояния топки проводятся измерения лучистых тепловых потоков, локальных температур факела и температуры труб экранов. При этом применяются различные средства и методы измерений.

Так, например, на московской ТЭЦ-26 в опытной эксплуатации находится установка тепловизионного контроля горения в топке котла на базе новых ПЗС-камер (прибор зарядовой связи) [2]. В [3]

показано, что контроль светимости факела осуществлялся переносным пирометром типа “Проминь”; в [4] – температура факела в топочном объеме определялась с помощью отсосных термопар; в [5] – тепловые потоки измерялись с помощью переносных торцовых и поворотных сдвоенных термозондов с двусторонними приемниками потока; в [6] – тепловое излучение пламени фиксировалось с помощью радиометра; в [7] – тепловая нагрузка панелей экранов определялась по интенсивности циркуляции среды, для чего необходимо было определять скорость движения воды в опускающих трубах.

Для контроля температурных условий работы экранов чаще всего применяются радиометрические [1, 8, 9] и температурные вставки [10, 11]. Радиометрические вставки в отличие от температурных имеют встроенные термопары как у наружной, так и у внутренней поверхности трубы, что позволяет кроме температуры трубы определить воспринятый тепловой поток.

¹ В порядке обсуждения. Р е д .

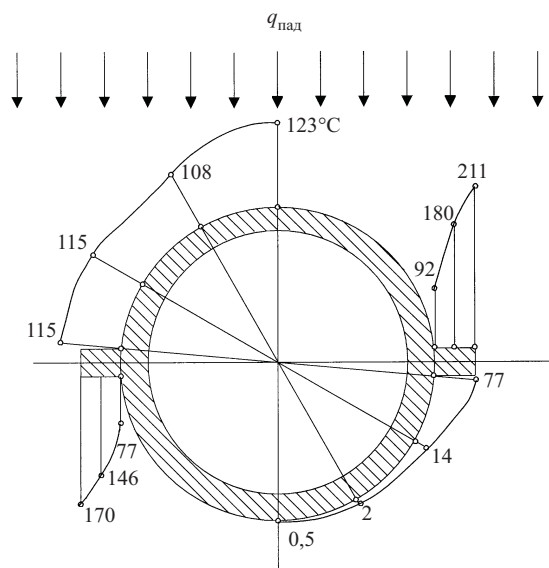


Рис. 1. Эпюры температур наружной стенки по периметру плавниковой трубы

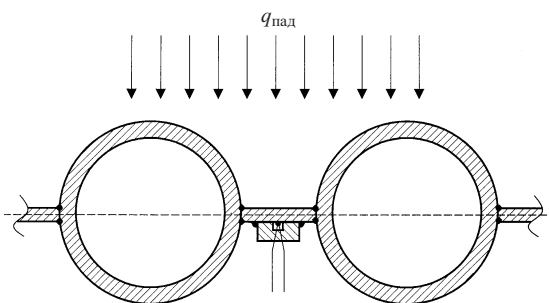


Рис. 2. Схема установки датчиков температуры

Температурные вставки несколько проще, имеют термопары только у наружной поверхности трубы и применяются в основном на барабанных котлах, где температура внутренней стенки трубы определяется по давлению насыщения в барабане котла. Максимальная длительность работы температурных вставок без их замены составляет 12 мес [12]. И только термопары, изготовленные из термоэлектродного жаростойкого кабеля, могут работать более длительное время [11].

Температурная вставка представляет собой отрезок трубы длиной 200 – 300 мм диаметром и толщиной стенки, равными экранным трубам. По периметру этого отрезка трубы делается проточка, в которую укладывается термопара. От выгорания ее защищают нихромовой пластинкой. Концы холодных спаев через специальные, защищенные от влияния высоких температур выводы подключают к вторичному прибору. У плавниковых труб в месте прохода термопары применяется специальная технология крепления плавника.

Для установки такой вставки требуется предварительно вырезать отрезок трубы экрана и сварить на его место вставку. Для их замены требуется

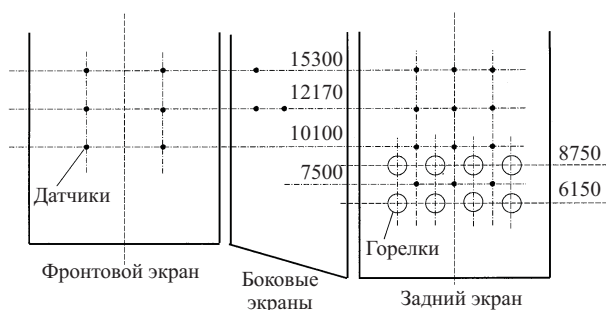


Рис. 3. Места расположения датчиков температуры

останов и расхолаживание котла. В связи с тем, что состояние наружной и внутренней поверхности металла вставки отличается от состояния экранных труб котла, то и температура, измеряемая такими вставками, может значительно отличаться от реальной температуры экранных труб [10].

В целом ряде задач, связанных с эксплуатацией котла, важно знать не столько действительную температуру экранов, сколько тенденции ее изменения.

Влияние вида топлива, нагрузки котла, рециркуляции газов, реконструкции горелочных устройств, изменения режима сжигания топлива и ряд других задач – вот область, в которой эксплуатационному персоналу интересно знать, где и насколько изменяется температура металла экранов, особенно, если бы система контроля изменения температуры была дешевой, простой в изготовлении и надежной в эксплуатации.

Учитывая высокую теплопроводность стали, можно принять, что температура плавника (или приваренной проставки между трубами) с внешней стороны достаточно жестко связана с локальным падающим потоком излучения.

Для котла ТГМЕ-464, у которого топочная камера экранирована трубами диаметром 60/48 мм с вваренными проставками (плавниками) шириной 20 мм и толщиной 6 мм для теплового потока $q_{пад} = 580 \text{ кВт/м}^2$ при отсутствии внутренних отложений в [13] приведены эпюры температуры по наружному периметру плавниковой трубы, полученные на стенде электрического моделирования тепловых процессов (рис. 1).

Эпюры представлены в избыточных температурах $t_{и} = t_{нс} - t_{ср}$, где $t_{нс}$ – температура наружной стенки; $t_{ср}$ – температура среды в трубе. Из рис. 1 следует, что максимальная температура будет на плавнике посередине между трубами со стороны топки. Температура металла плавника для приведенных условий оказалась на 88°C выше, чем на лобовом участке экранной трубы. Если принять, что температура среды составляет 335°C , то температура экранной трубы будет достигать 458 , а плавника 546°C . Несколько ниже температура металла плавника будет со стороны теплоизоляции – 505°C .

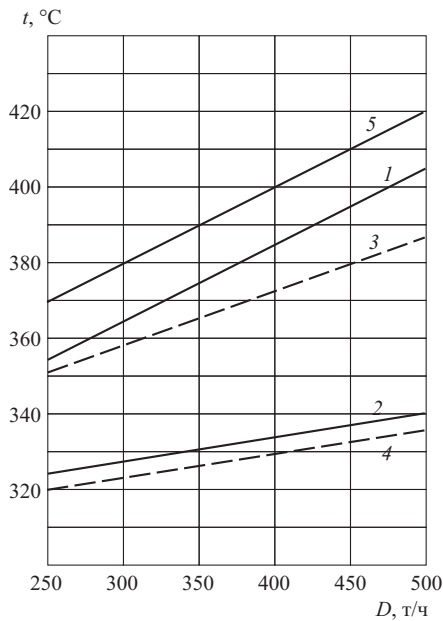


Рис. 4. Графики изменения температуры внешней стороны плавников (проставок) экранов:

1, 2 – соответственно максимальная и минимальная при работе на мазуте; 3, 4 – соответственно максимальная и минимальная при работе на газе; 5 – максимальная температура, измеренная температурными вставками при работе на мазуте после капитального ремонта котла [14]

Оптимальным местом для удобства монтажа датчика температуры представляется центральная часть наружной стороны плавника. Установка и при необходимости замена термопары по сравнению, например, с термовставкой значительно упрощается. При этом не требуется не только вырезка трубы, но и вообще отпадает необходимость проведения работ со стороны топки. Схема установки термопары показана на рис. 2.

Определение температуры плавника интересно не только с точки зрения температурных условий работы экранных труб, но также имеет и самостоятельное значение. Длительные высокие температуры плавника могут вызвать его прогорание, что приведет к фильтрации газов высокой температуры через обмуровку и к ускоренному разогреву металла рядом с появившейся неплотностью, в том числе и экранной трубы, а также к разрушению теплоизоляции.

Учитывая, что в результате внутренних отложений температура металла трубы может увеличиться на 60 – 70°C, а также возможный наброс пламени при переходных процессах в топке, для головной системы контроля в области максимальных тепловых потоков устанавливаются термопары ТХА-1489 с рабочим диапазоном до 900°C. Термопары с помощью компенсационного провода типа М соединены с автоматическим потенциометром КСП-2-028.

Целевым назначением разработанной системы является исследование влияния на экраны режи-

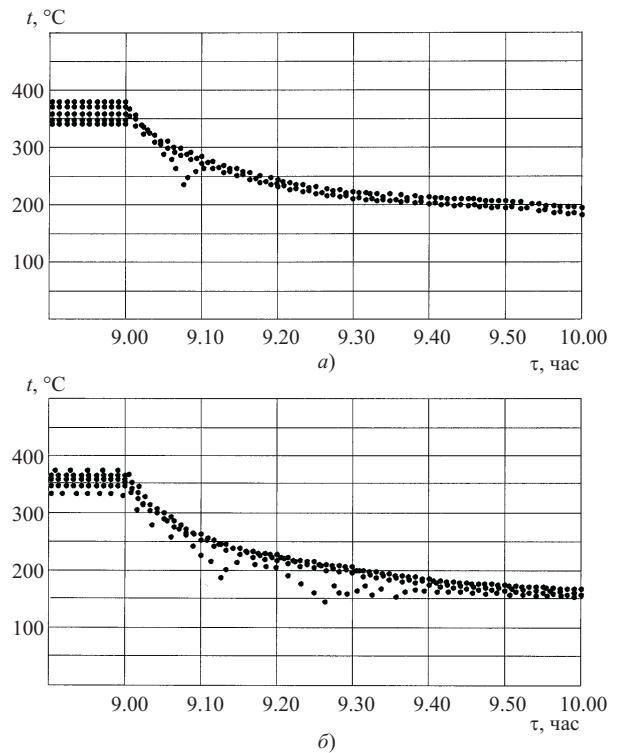


Рис. 5. Графики изменения температуры датчиков левой (а) и правой (б) половины заднего экрана при аварийном останове котла

мов нестехиометрического сжигания мазута и проверка возможности их применения для уменьшения падающего лучистого потока в зоне максимальных температур. В связи с этим было выбрано четыре уровня установки датчиков по высоте, а к установке принято 24 датчика. Места установки датчиков показаны на рис. 3.

Предложенная система внедрена на котле ТГМЕ-464 Нижнекамской ТЭЦ-2, ст. № 1 в конце 2000 г. Технология установки аналогична установке датчиков температуры необогреваемой части пароперегревателя.

Натурные испытания системы показали, что температура на внешней стороне проставок оказалась существенно ниже ожидаемой и составляла в основном от 330 до 400°C, что даже несколько ниже средних температур лобовой части экранных труб для аналогичных условий [14].

Оказалось также, что показания термопар сильно зависят как от индивидуальных особенностей, имевших место при монтаже каждой термопары, так, по-видимому, и от состояния поверхности плавника, обращенной в сторону топки, и сварного шва между проставкой и экранной трубой. В результате непосредственные показания термопар не дают характерных профилей температур по высоте и ширине топки и для их получения требуют дополнительной индивидуальной тарировки. Однако по изменению показаний термопар можно судить об изменении теплового воздейст-

вия на экраны в результате тех или иных мероприятий.

Влияние нагрузки котла и вида топлива на температуры плавников экранов показано на рис. 4. Приведенные данные получены на котле после кислотной промывки. Как и следовало ожидать, температура плавников при сжигании мазута оказалась выше, чем при сжигании природного газа. Объясняется это более сильным излучением мазутного факела. Разница температур в данном случае составляет для разных термодатчиков от 3 до 15°C (в зависимости от места их установки). Из рис. 4 также следует, что предлагаемая система на изменение температурного режима топki реагирует примерно так же, как и термовставки [14].

Во время проведения натурных испытаний был зафиксирован режим аварийного отключения котла из-за разрыва трубы левого экрана при работе на газе при нагрузке 450 т/ч (рис. 5). Из рис. 5 видно, что часть датчиков показала периодическое резкое охлаждение металла с последующим временным повышением температуры. По рис. 5 также можно судить о динамических характеристиках установленной системы.

Выводы

1. Предложена новая, простая в изготовлении и относительно недорогая система непрерывного температурного контроля экранов топki котла.

2. Предложенная система позволяет зафиксировать изменение температуры экранов при том или ином воздействии на режим горения топлива и оценить его влияние на надежность экранов.

3. Предложенная система имеет примерно такую же чувствительность, как и системы, основанные на температурных вставках.

Список литературы

1. Соколов В. В., Литвинова Л. А. Тепловые нагрузки в топке котла энергоблока 800 МВт при сжигании природного газа. – Теплоэнергетика, 1998, № 5.
2. Горюнов И. Т., Маханьков А. К. Внедрение научно-технических разработок на предприятиях Мосэнерго. – Электрические станции, 1997, Специальный номер.
3. Повышение эффективности использования технологии ступенчатого сжигания пыли кузнецкого угля на котлах ПК-40 с жидким шлакоудалением / Осинцев В. В., Джундубаев А. К., Дронов О. В. и др. – Электрические станции, 1995, № 9.
4. Магидей П. Л., Воронников Е. Г. Изменение условий локального и суммарного теплообмена в топке при рециркуляции газов под факел. – Энергомашиностроение, 1972, № 3.
5. Магидей П. Л., Филонов А. Ф. Особенности локального теплообмена в топке и работа радиационных панелей при двух способах ввода рециркулирующих газов. – Энергомашиностроение, 1974, № 2.
6. Локальные тепловые нагрузки в топке высоконапорного парогенератора / Сторожук Я. П., Антоновский В. И., Павлов В. А., Черкун Ю. П. – Энергомашиностроение, 1967, № 2.
7. Использование сигнала по тепловосприятию топочных экранов для оценки теплонапряженности поверхностей нагрева барабанного котла / Лесничук А. Н., Лошкарев В. А., Плетнев Г. П. и др. – Вестник МЭИ, 1999, № 3.
8. Литвинова Л. А., Соколов В. В., Беляков И. И. Тепловосприятие топki котла ТГМП-344 и температурный режим ее экранов. – Электрические станции, 1984, № 6.
9. Семеновкер И. Н., Генделев В. Г. Радиометрическая вставка в экранные поверхности нагрева. – Теплоэнергетика, 1970, № 4.
10. Щеткин В. С. Исследование работоспособности труб фронтного экрана котла БКЗ-420-140 НГМ Бобруйской ТЭЦ-2. – Теплоэнергетика, 1985, № 1.
11. К вопросу измерения температуры металла труб экранов парогенераторов / Мотин Г. И., Пикус В. Ю., Егоров Э. Д. и др. – Теплоэнергетика, 1976, № 11.
12. Красякова Л. Ю., Беляков И. И. Отложения окислов железа в НРЧ котла на закритическое давление с мазутной топкой. – Теплоэнергетика, 1970, № 1.
13. Холщев В. В. Тепловые нагрузки и температурный режим экранных труб барабанного котла газоплотного исполнения, работающего на мазуте. – Теплоэнергетика, 1986, № 10.
14. Бреус В. И., Беляков И. И. Анализ температурного режима топочных экранов котлов ТГМЕ-464. – Электрические станции, 1986, № 8.

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии

Железко Ю. С., доктор техн. наук

АО ВНИИЭ

В зависимости от имеющейся информации о нагрузках узлов электрической сети за период длительностью T часов нагрузочные потери электроэнергии рассчитывают с помощью следующих известных методов.

1. Метода максимальных потерь, исходящего из расчета потерь мощности в одном режиме – максимальной нагрузки ΔP_m и умножении их на число часов максимальных потерь τ

$$\Delta W_n = \Delta P_m \tau, \quad (1)$$

значение τ рассчитывают по графику нагрузки сети

$$\tau = \sum_{i=1}^T P_i^2 / P_m^2. \quad (2)$$

2. Метода средних нагрузок, технологически близкого к методу τ и исходящего из расчета потерь мощности тоже только в одном режиме – средних нагрузок.

Потери энергии определяют по формуле

$$\Delta W_n = \Delta P_{cp} T k_{\Phi}^2. \quad (3)$$

Коэффициент формы графика k_{Φ} также определяют по графику нагрузки сети

$$k_{\Phi}^2 = \sum_{i=1}^T P_i^2 / (P_{cp}^2 T). \quad (4)$$

3. Методов, использующих данные об индивидуальной конфигурации графиков нагрузки в каждом узле сети (в отличие от методов 1 и 2, исходящих из допущения об их одинаковости и соответствии конфигурации суммарного графика, по которому определяют τ или k_{Φ}). К этим методам относятся:

метод характерных суток, использующий, как и метод средних нагрузок, значения энергии, потребленной (генерируемой) в узлах, и данные замеров суточных графиков нагрузки в узлах в зимний и (или) летний день контрольных замеров. В этом случае расчетный график формируют исходя из заданного значения энергии и конфигурации, соответствующей графику контрольного замера;

методы, основанные на предварительной обработке графиков узловых нагрузок, полученных при контрольных замерах, с помощью средств телеизмерений или регистрируемых персоналом на подстанциях с постоянным обслуживанием, и получении их статистических характеристик: корреляционных моментов [1], разложения в ряд Фурье (метод доминирующих гармоник [2]) и др.

4. Метода оперативных расчетов, основанного на наличии полной информации о фактическом режиме, поступающей в вычислительный центр от средств телеизмерений, и вычисления ежечасно (или даже несколько раз в час) потерь мощности в сети. Потери электроэнергии определяют простым суммированием ΔP_i за T часов.

Методы 1 – 3 предусматривают расчеты потерь электроэнергии вне процесса изменения режимов (off-line), т.е. сам процесс расчета не связан во времени с реальными режимами сети, метод 4 предусматривает расчеты в темпе процесса (on-line).

Ввиду того, что в настоящее время не все, даже основные, сети энергосистем оснащены средствами телеизмерений в полной мере, ориентироваться на расчеты потерь в темпе процесса для оценки суммарных потерь электроэнергии во всех сетях энергосистемы не представляется возможным. Кроме того, расчет в темпе процесса позволяет определить потери лишь в состоявшихся режимах (хотя и точно), но не позволяет анализировать последствия планируемых изменений режимов и схемы сети. Задачи анализа потерь, выбора мероприятий по их снижению, разработки нормативных характеристик потерь электроэнергии и другие могут быть решены лишь вне процесса, т.е. с помощью методов 1 – 3, называемых далее аналитическими.

Аналитические методы, как следует из изложенного ранее, используют неполную информацию о состоявшихся (или планируемых) режимах. На основании расчета потерь мощности в одном режиме (методы 1 и 2) или в нескольких режимах за сутки (метод 3) потери электроэнергии за время T определяют умножением рассчитанных величин на интегрирующие множители: τ для метода 1; $k_{\Phi}^2 T$ – для метода 2. Для метода характерных суток, как будет показано далее, такими множителя-

ми являются: при помесечных расчетах $k_{\text{ф}}^2 D$, где $k_{\text{фс}}$ – коэффициент формы графика, состоящего из D значений суточных потреблений энергии; при расчетах за более длительный период – эквивалентное число дней $D_{\text{эк}}$ [3].

Любому расчетному методу свойственны погрешности. Обзор литературы показывает, что определение погрешностей того или иного метода расчета потерь электроэнергии обычно используется лишь для качественной оценки его приемлемости. В практических же расчетах потерь результаты представляют в виде детерминированных величин и мало интересуются интервалами неопределенности их значений. Отличие погрешностей, например, 2,3% и 4,8% никак не отражается на использовании полученного в результате расчета значения потерь.

Такая ситуация отчасти объясняется недоверием к возможности объективной количественной оценки погрешности конкретного расчета, обусловленным отсутствием математических выражений, связывающих численное значение погрешности с параметрами рассчитываемой сети, объемом и достоверностью используемой информации, а также отсутствием методологии использования интервальных оценок потерь. Вместе с тем, расчетные значения технических потерь являются такими же составляющими баланса электроэнергии, как и потери, обусловленные погрешностями приборов учета электроэнергии, при анализе которых используются интервальные оценки, основанные на понятии класса точности прибора. Каждому методу расчета потерь также может быть поставлен в соответствие класс его точности и допустимый небаланс электроэнергии на объекте должен определяться с его учетом.

В данной статье рассмотрена структура погрешностей расчетов потерь электроэнергии и механизмы их формирования для всех перечисленных аналитических методов, за исключением методов, использующих статистические характеристики графиков нагрузки. Для некоторых составляющих суммарной погрешности получены математические выражения, связывающие их значения с параметрами конкретного расчета, для других даны типичные значения для сетей различных классов напряжения, полученные на основе проведенных сопоставительных расчетов.

Структура погрешностей. Погрешности расчета потерь электроэнергии аналитическими методами по источникам (причинам) их возникновения можно разделить на две группы: методические погрешности и информационные. Первые обусловлены неполнотой информации, используемой методом (определяются влиянием на результат расчета неиспользуемой информации), вторые – неточностью (ограниченной достоверностью) используемой информации.

К методическим погрешностям относятся: погрешность, обусловленная неадекватностью отражения величинами τ и $k_{\text{ф}}^2$, определенными по графику суммарной нагрузки сети, потерь во всех ее элементах, каждый из которых имеет свой график нагрузки с индивидуальными значениями τ и $k_{\text{ф}}^2$ (далее – погрешность неадекватности $\delta_{\text{н.а}}$);

погрешность, обусловленная использованием для расчета величин τ и $k_{\text{ф}}^2$ эмпирических формул вместо формул (2) и (4) (далее – методическая погрешность эмпирических формул $\delta_{\text{э}}$).

К информационным погрешностям относятся: погрешность расчета потерь электроэнергии, обусловленная погрешностями в узловых нагрузках (далее – погрешность $\delta_{\text{у}}$);

погрешность расчета τ или $k_{\text{ф}}^2$ по эмпирическим формулам, обусловленная погрешностью используемого в этих формулах коэффициента заполнения графика нагрузки $k_{\text{з}}$ (далее – информационные погрешности эмпирических формул $\delta_{\text{т}}$ и $\delta_{k_{\text{ф}}}$);

погрешность, обусловленная неточностью задания параметров участков сети (использованием удельных сопротивлений линий, приведенных в справочниках при температуре 20°C, погрешностями в длинах линий и т.п.).

Методические погрешности могут иметь как систематическую, так и случайную составляющую, так как они могут в среднем завышать или занижать результат. Информационные же погрешности имеют, как правило, только случайную составляющую, так как погрешности в используемой информации обычно трактуются как симметричные двусторонние с нулевым средним значением.

Первые четыре вида погрешностей обусловлены неточностями задания параметров нагрузок, пятая – параметров элементов схемы. Эта последняя составляющая требует особого рассмотрения. Если уточнение фактических длин проводов и кабелей в принципе осуществимо, так как представляет собой одноразовую операцию, то для учета в расчетах потерь электроэнергии фактических значений активных сопротивлений проводов, соответствующих изменяющимся условиям их работы, необходимо знать температуру каждого участка провода в каждый момент расчетного периода.

Температура провода, как известно, зависит от протекающего по нему тока, температуры окружающего воздуха, силы ветра и уровня солнечной радиации. Все эти параметры постоянно изменяются. Часть линии может проходить по лесному массиву, часть в области оврагов, часть по открытой местности. Ветер может обдувать разные линии и разные их участки с различной силой и под разными углами. Солнечная радиация при изменяющейся-

ся облачности также по-разному влияет на температуру разных участков расчетной схемы.

Данная задача относится к классу задач, имеющих достаточно полное математическое описание (уравнение теплового баланса) и практически нулевое информационное обеспечение. В связи с этим учет фактических сопротивлений проводов в оперативных расчетах практически невозможен. В лучшем случае на основании экспериментальных исследований могут быть разработаны поправочные коэффициенты по климатическим поясам, компенсирующие систематические погрешности, а случайная погрешность выражена в виде “врожденной” погрешности (не поддающейся дальнейшему снижению), аналогично [4].

Далее рассмотрены только погрешности, обусловленные параметрами нагрузок.

Погрешность неадекватности. Нагрузочные потери электроэнергии в сети, состоящей из n элементов

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^n \Delta P_{mi} \tau_i, \quad (5)$$

где ΔP_{mi} – максимальные потери мощности в i -м элементе; τ_i – число часов максимальных потерь, определенное по графику нагрузки этого элемента.

Обычно графики нагрузки элементов сети не известны. Потери мощности в сети в целом рассчитывают для режима ее максимальной суммарной нагрузки, а τ – по графику суммарной нагрузки. В этом случае

$$\Delta W_H = \tau_c \sum_{i=1}^n \Delta P_{mci}, \quad (6)$$

где ΔP_{mci} – потери мощности в i -м элементе в часы максимума нагрузки сети; τ_c – значение τ для графика суммарной нагрузки сети.

При использовании формулы (6) возникают два источника погрешностей. С одной стороны, максимальная нагрузка элемента может по времени не совпадать с максимальной нагрузкой сети в целом. В этом случае

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_{mci} < \sum_{i=1}^n \Delta P_{mi},$$

что приводит к занижению потерь электроэнергии.

С другой стороны, график суммарной нагрузки формируется всеми потребителями независимо от их вклада в потери. Вместе с тем, более мощные потребители расположены, как правило, ближе к центрам питания и приводят к меньшим удельным потерям (так называемые, “малопотерные” потребители), а также имеют более заполненные графики нагрузки, в связи с чем τ_c оказывается боль-

ше τ_i для большинства элементов сети. Этот фактор приводит к завышению потерь электроэнергии. Результирующая погрешность определится количественным соотношением этих двух разнонаправленных факторов.

По этой же причине значение k_{ϕ}^2 , определенное по графику суммарной нагрузки сети, оказывается ниже значений $k_{\phi i}^2$ для большинства ее элементов, что приводит к занижению расчетных потерь при использовании метода 2. Первый фактор в этом методе влияния на расчет не оказывает, так как изменение конфигурации графика при той же энергии не влияет на среднюю нагрузку. Мощность же, участвующая в максимуме нагрузки, снижается.

Влияние этого фактора проявляется тем сильнее, чем больше не совпадают периоды максимальной нагрузки элемента и максимальной нагрузки сети в целом. Если, например, в режиме максимальной нагрузки сети нагрузка конкретного элемента составляла 70% собственной максимальной нагрузки, то $\Delta P_{mci} = 0,49 \Delta P_{mi}$, т.е. при расчете установившегося режима максимальной нагрузки сети потери мощности в данном элементе будут отражены величиной, в 2 раза меньшей действительных максимальных потерь в нем.

Отрицательная погрешность расчетных потерь электроэнергии будет тем больше, чем больше в сети элементов с графиками нагрузки, не совпадающими с графиком суммарной нагрузки, и чем больше это несовпадение. В радиальных линиях эта погрешность проявляется слабее, так как основная часть потерь в них приходится на головной участок, график нагрузки которого и является графиком суммарной нагрузки линии, и на несколько участков магистрали, графики которых близки к графику суммарной нагрузки.

В основной сети значительно больше линий, нагрузки которых определяются нагрузками конкретных узлов, а не суммарной нагрузкой сети в целом, поэтому погрешность неадекватности для них более значима.

Рассмотрим влияние неоднородности графиков нагрузки в предельном случае, соответствующем двум полностью “разобщенным” узлам, питающимся от одного центра питания по своим линиям. Потери электроэнергии в такой схеме при отдельном расчете каждой линии

$$\Delta W_{эм} = \frac{P_{mc1}^2 R_1 \tau_1 + P_{mc2}^2 R_2 \tau_2}{U^2}. \quad (7)$$

При расчете максимального режима сети и определении потерь по формуле (6)

$$\Delta W_c = \frac{P_{mc1}^2 R_1 + P_{mc2}^2 R_2}{U^2} \tau_c. \quad (8)$$

В формулах (7) и (8) R_1 и R_2 – сопротивления ветвей; U – напряжение. В связи с тем, что в формуле (1) для сопоставимости результатов вместо максимальных нагрузок ветвей использованы их нагрузки в режиме максимальной нагрузки сети, в знаменателе формулы (2) необходимо вместо P_m использовать значение P_{mc} . В этом случае для ветви, максимальная нагрузка которой не совпадает по времени с максимальной нагрузкой сети, $\tau > T$ (для условий примера это вторая ветвь).

Обозначив $\Delta p = P_{mc1}^2 R_1 / P_{mc2}^2 R_2$; $\tau_1 / \tau_\Sigma = \theta_1$; $\tau_2 / \tau_\Sigma = \theta_2$, получим следующее выражение для погрешности:

$$\delta_{на} = \frac{\Delta W_c}{\Delta W_{\Sigma m}} - 1 = \frac{1 + \Delta p}{\Delta p \theta_1 + \theta_2} - 1, \quad (9)$$

где Δp – отношение потерь мощности в ветвях.

При однородных графиках нагрузки $\theta_1 = \theta_2 = 1$ и $\delta_{на} = 0$. Для метода 2 формула для погрешности имеет такой же вид, при этом $\theta_1 = k_{\phi 1}^2 / k_{\phi \Sigma}^2$ и $\theta_2 = k_{\phi 2}^2 / k_{\phi \Sigma}^2$.

В табл. 1 приведены результаты расчета погрешностей по формуле (9) для значений $\Delta p = 0$ и $\Delta p = \infty$. В первом случае отсутствует влияние на потери нагрузки первого узла, во втором – второго узла. В обоих случаях нагрузки узлов формируют один и тот же суммарный график с одинаковыми τ_Σ и $k_{\phi \Sigma}$. Потери же в ветвях определяются собственными τ_i и $k_{\phi i}$, отличными от τ_Σ и $k_{\phi \Sigma}$. График нагрузки в каждом узле представлен двумя ступенями. Первый узел во всех вариантах конфигураций

графиков имеет одинаковые нагрузки на ступенях, равные 1 и 0,2, а график нагрузки второго узла изменяется от полностью совпадающего с первым узлом (первый вариант) до полностью противоположного: 0,2 и 1 (пятый вариант). Изменение нагрузок на ступенях осуществлено с шагом 0,2, при этом энергия, потребленная в каждом узле, сохраняется на одинаковом уровне, равном 1,2. Максимум суммарной нагрузки во всех вариантах соответствует первой ступени.

Результаты расчетов показывают, что в различных ситуациях погрешности обоих методов могут быть как положительными, так и отрицательными. При этом, если в конкретной ситуации первый метод занижает потери, то второй завышает и наоборот. Погрешности, приведенные в табл. 1, могут соответствовать погрешностям расчетных потерь в отдельных ветвях любой реальной схемы, однако не могут быть применены к сети в целом, так как в этом случае они соответствуют нереальному варианту, при котором половина нагрузок сети имеет график первого узла, а половина – второго.

Реальная неоднородность графиков нагрузки ветвей основных сетей не выходит за пределы третьего варианта. Если допустить наличие в сети в равной мере первых трех вариантов нагрузок, соответствующих коэффициентам заполнения $k_{31} = 0,6$; $k_{32} = 0,75$ и $k_{33} = 1$ при $k_{3\Sigma} = 0,78$, погрешность первого метода может быть оценена величиной от $(0 - 12 - 37)/3 = -16,3\%$ до $(0 + 8 + 21)/3 = +9,7\%$, а второго от $(0 + 12 + 11)/3 = +7,7\%$ до $(0 - 14 - 23)/3 = -12,3\%$ при средних значениях $-3,3$ и $-2,3\%$ и отклонениях от средних значений ± 13 и $\pm 10\%$ соответственно.

Т а б л и ц а 1

Характеристика графиков нагрузки и погрешности расчетов потерь

| Вариант № | Узел № | Нагрузка на ступени | | τ_i , отн.ед. | $k_{\phi i}^2$ | W | Погрешность расчета методами 1/2, % | |
|-----------|----------|---------------------|-----|--------------------|----------------|-----|-------------------------------------|---------------------|
| | | I | II | | | | $\Delta p = 0$ | $\Delta p = \infty$ |
| 1 | 1 | 1 | 0,2 | 0,52 | 1,44 | 1,2 | 0 | 0 |
| | 2 | 1 | 0,2 | 0,52 | 1,44 | | | |
| | Σ | 2 | 0,4 | 0,52 | 1,44 | | | |
| 2 | 1 | 1 | 0,2 | 0,52 | 1,44 | 1,2 | -12/+12 | +8/-14 |
| | 2 | 0,8 | 0,4 | 0,63 | 1,11 | | | |
| | Σ | 1,8 | 0,6 | 0,56 | 1,25 | | | |
| 3 | 1 | 1 | 0,2 | 0,52 | 1,44 | 1,2 | -37/+11 | +21/-23 |
| | 2 | 0,6 | 0,6 | 1,0 | 1,0 | | | |
| | Σ | 1,6 | 0,8 | 0,63 | 1,11 | | | |
| 4 | 1 | 1 | 0,2 | 0,52 | 1,44 | 1,2 | -70/-8 | +46/-28 |
| | 2 | 0,4 | 0,8 | 2,5 | 1,11 | | | |
| | Σ | 1,4 | 1,0 | 0,76 | 1,03 | | | |
| 5 | 1 | 1 | 0,2 | 0,52 | 1,44 | 1,2 | -92/-31 | +92/-31 |
| | 2 | 0,2 | 1,0 | 13,0 | 1,44 | | | |
| | Σ | 1,2 | 1,2 | 1,0 | 1,0 | | | |

Расчеты более 300 вариантов 12 разных схем с различным расположением в них неоднородных нагрузок и разной степенью их неоднородности показали результаты, близкие к приведенным, что позволяет рекомендовать в практических расчетах коэффициенты коррекции, компенсирующие систематические погрешности, и отклонения от средних значений (случайные погрешности), приведенные в табл. 2.

В методе 3 график суммарной нагрузки сети не используется, поэтому погрешность неадекватности, обусловленная несоответствием его конфигурации и конфигурации графиков нагрузки элементов сети, равна нулю. Однако при обычной практике использования помесячных данных об энергии можно получить лишь среднемесячные суточные графики нагрузок в узлах, т.е. одинаковые для каждого из D дней месяца. Нагрузочные потери за месяц, определенные умножением на D рассчитанного значения среднесуточных потерь, оказываются заниженными (как и потери, определенные умножением $\Delta P_{\text{ср}}$ на T в методе средних нагрузок).

В методе средних нагрузок для корректировки результата используется коэффициент формы графика (4), представляющий собой отношение суммы квадратов значений к квадрату среднего значения. В методе характерных суток необходимо использовать аналогичную величину, отражающую неравномерность потребления энергии по суткам – коэффициент формы графика суточных потреблений энергии $k_{\text{фс}}$. Его значение определяют по формуле, аналогичной (4),

$$k_{\text{фс}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^D W_i^2}{(W_{\text{ср}}^2 D)}, \quad (10)$$

где W_i – потребление энергии за i -е сутки месяца; $W_{\text{ср}}$ – среднесуточное потребление энергии.

Значения энергии, используемые в формуле (10), характеризуют ее суммарное потребление в сети. В связи с этим возникает погрешность неадекватности второго порядка, обусловленная несоответствием значений $k_{\text{фс}}^2$, вычисленных по суммарному графику и по индивидуальным графикам элементов сети. Как показали сопоставительные расчеты, эта погрешность существенно ниже погрешности неадекватности первого порядка. Ее среднее значение находится в отрицательной области, что приводит к занижению потерь.

Если для суммарной нагрузки энергосистемы значение $k_{\text{фс}}^2$ может быть вычислено непосредственно по формуле (10), так как посуточные потребления энергии по энергосистеме в целом регистрируются на уровне центральной диспетчерской службы, то для радиальных сетей 35 – 110 кВ такие данные, как правило, отсутствуют. В этом случае можно воспользоваться соотношением энер-

гии, потребляемой в нерабочие (выходные) и рабочие дни $k_w = W_{\text{в}}/W_{\text{р}}$ и определить $k_{\text{фс}}^2$ по формуле

$$k_{\text{фс}}^2 = 1,02 \frac{(D_{\text{р}} + k_w^2 D_{\text{в}}) D}{(D_{\text{р}} + k_w D_{\text{в}})^2}, \quad (11)$$

где $D_{\text{р}}$ и $D_{\text{в}}$ – число рабочих и нерабочих дней в месяце; 1,02 – поправочный коэффициент, учитывающий использование в формуле (11) среднесуточных потреблений энергии за рабочие и нерабочие дни.

С учетом изложенного расчетные формулы для определения нагрузочных потерь методами 1 – 3 имеют вид

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{к}} \Delta P_{\text{м}} \tau; \quad (12)$$

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{к}} \Delta P_{\text{ср}} T k_{\text{ф}}^2; \quad (13)$$

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{к}} \Delta W_{\text{ср}} D k_{\text{фс}}^2, \quad (14)$$

в которых значения коэффициентов коррекции $k_{\text{к}}$ принимают в соответствии с табл. 2.

Методическая погрешность эмпирических формул. В практических расчетах редко используют формулы (2) и (4), так как только за месяц необходимо обработать 720 – 744 часовых замеров суммарной нагрузки сети. Значения τ и $k_{\text{ф}}^2$ обычно определяют по эмпирическим формулам в зависимости от величины k_3 .

Методическая погрешность, вносимая использованием эмпирических формул, подробно исследована в [4]. Результаты исследования показали, что погрешность большинства таких формул имеет как случайную, так и систематическую составляющую. Авторами [4] предложены формулы, имеющие практически нулевую систематическую погрешность,

$$\tau = \frac{k_3 + 2k_3^2}{3} \text{ и } k_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3k_3}. \quad (15)$$

Т а б л и ц а 2

Коэффициенты коррекции и случайные погрешности расчетных значений потерь

| Метод | Коэффициент коррекции и случайные погрешности для сетей | | |
|-------|---|---------------------------|-------------------------|
| | основных | радиальных 35 – 110 кВ | радиальных 6 – 10 кВ |
| 1 | 1,05/14,2 | 1,02/8,1 | 1,01/3,9 |
| 2 | 1,04/10,8 | 1,02/5,6 | 1,01/2,2 |
| 3 | 1,02/4,8 | 1,01/2,8 | - |

П р и м е ч а н и я : 1. В числителе приведены значения в относительных единицах, в знаменателе – в процентах. 2. Для расчета потерь электроэнергии в радиальных сетях 6 – 10 кВ метод 3 не применяется.

Случайная составляющая погрешности зависит от значения k_3 : при $k_3 = 0,85$ она составляет около $\pm 8\%$ (значение, соответствующее вероятности 0,95), а при $k_3 = 0,2$ увеличивается до $\pm 21,2\%$ при среднем значении $\pm 13\%$. Для конкретного значения k_3 ее можно оценить по формуле [4]

$$\delta_3 = 25 - 20 k_3, \quad (16)$$

справедливой в диапазоне $0,2 \leq k_3 < 0,85$. В диапазоне $0,85 \leq k_3 \leq 1,0$ $\delta_3 = 53,3(1 - k_3)$.

Погрешность расчета, обусловленная погрешностями данных об узловых нагрузках, свойственна только методам, которые не используют узловые значения энергии. Эти значения, получаемые по показаниям счетчиков, несут в себе минимальные погрешности, определяемые точностью измерения, и поэтому слабо влияют на точность расчета потерь электроэнергии. Гораздо большие погрешности свойственны узловым нагрузкам в различных режимах, в том числе режиме максимальных нагрузок, используемом в методе τ .

Известно, что прямые сопоставления суммы нагрузок узлов, полученных по протоколам дня контрольных замеров, с суммарной нагрузкой энергосистемы показывают их существенные отличия. В связи с этим применяются процедуры балансировки нагрузок узлов и суммарной нагрузки. Очевидно, что режим, полученный таким образом (сбалансированный режим), отличается от неизвестного фактического максимального режима, хотя и удовлетворяет условию баланса.

Эта погрешность свойственна и расчетам потерь в сетях 6 – 10 кВ, в которых нагрузки узлов определяют распределением нагрузки головного участка (в том числе и выраженной в виде энергии) на основе тех или иных допущений. В остальных методах значения энергии, потребляемой в узлах, определяют по показаниям счетчиков. Средние нагрузки, определенные на их основе, можно считать практически достоверными.

При наличии экспертной оценки погрешности нагрузки в каждом узле δ_{ni} погрешность в потерях мощности (максимальных в методе τ или средних в сети 6 – 10 кВ) δ_y может быть определена по формуле, представляющей собой преобразованную формулу (2.9) из [3],

$$\delta_y = \frac{2}{P_m \Delta P_m} \times \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{P_m}{U_6^2} \sum_{j=1}^n P_j R_{ij} - \Delta P_m \right)^2 P_i^2 \delta_{ni}^2}, \quad (17)$$

где P_m – суммарная нагрузка сети; P_i – нагрузки узлов; U_6 – базисное напряжение, к которому приве-

дены узловые сопротивления R_{ij} ; δ_{ni} , δ_y – значения погрешностей, %.

В связи с наличием этой составляющей погрешность метода 1 оказывается больше погрешности метода 2. Погрешности же метода 3 оказываются гораздо меньшими даже при использовании формулы (11) вместо более точной формулы (10).

Для применения формулы (17) в вычислительном процессе необходимо получение матрицы узловых сопротивлений сети, что не предусматривается обычными алгоритмами расчета установившихся режимов. Расчеты δ_y , проведенные по формуле (17) для сетей 35 кВ и выше, показали, что при одинаковой во всех узлах погрешности $\delta_{ni} = \delta_n$ погрешность δ_y составляет для основных сетей приблизительно $0,7\delta_n$; для радиальных сетей 35 – 110 и 6 – 10 кВ – $0,3\delta_n$.

Информационная погрешность расчета τ и k_{ϕ}^2 по эмпирическим формулам, обусловленная недоверенностью данных о используемой в них величине k_3 , зависит от типа используемой формулы, однако эта зависимость несущественна, поэтому ее оценка может быть проведена для любой из формул. Для формул (12) зависимости информационных погрешностей от k_3 могут быть получены из выражений

$$\delta_{\tau} = \frac{\tau_{\delta}}{\tau} - 1 \text{ и } \delta_{k_{\phi}} = \frac{k_{\phi\delta}^2}{k_{\phi}^2} - 1, \quad (18)$$

где τ_{δ} и $k_{\phi\delta}^2$ – значения τ и k_{ϕ}^2 , определяемые по формулам (15) при относительной погрешности в значении k_3 , равной δ_{k_3} ,

$$\tau_{\delta} = \frac{k_3(1 + \delta_{k_3}) + 2k_3^2(1 + \delta_{k_3})^2}{3} \text{ и } k_{\phi\delta}^2 = \frac{1 + 2k_3(1 + \delta_{k_3})}{3k_3(1 + \delta_{k_3})}. \quad (19)$$

Подставив (15) и (19) в (18) и пренебрегая в процессе преобразований слагаемыми с величинами $\delta_{k_3}^2$ в связи с их малостью, получим:

$$\delta_{\tau} = \delta_{k_3} \frac{1 + 4k_3}{1 + 2k_3} \text{ и } \delta_{k_{\phi}} = \frac{\delta_{k_3}(1 - \delta_{k_3})}{1 + 2k_3}. \quad (20)$$

Сопоставление формул (20) показывает, что величина τ более чем в $(1 + 4k_3)$ раза чувствительнее к информационным погрешностям в величине k_3 , чем величина k_{ϕ}^2 . При увеличении k_3 погрешность δ_{τ} увеличивается, а $\delta_{k_{\phi}}$ снижается, причем

$\delta_\tau + \delta_{k\phi} \approx 2\delta_{k_3}$. Далее приведены результаты расчетов по формулам (20) при трех значениях k_3 :

- при $k_3 = 0,3$ $\delta_\tau = 1,375\delta_{k_3}$; $\delta_{k\phi} = 0,625\delta_{k_3}(1 - \delta_{k_3})$;
- при $k_3 = 0,6$ $\delta_\tau = 1,545\delta_{k_3}$; $\delta_{k\phi} = 0,455\delta_{k_3}(1 - \delta_{k_3})$;
- при $k_3 = 0,9$ $\delta_\tau = 1,643\delta_{k_3}$; $\delta_{k\phi} = 0,357\delta_{k_3}(1 - \delta_{k_3})$.

Суммарную погрешность конкретного расчета потерь электроэнергии с помощью метода τ с учетом четырех рассмотренных ранее составляющих определяют по формуле

$$\delta = \sqrt{\delta_{на}^2 + \delta_y^2 + \delta_\tau^2} \quad (21)$$

При использовании метода средних нагрузок δ_τ заменяют на $\delta_{k\phi}$, а $\delta_y = 0$ (кроме сетей 6 – 10 кВ). При использовании метода характерных суток суммарная погрешность определяется только составляющей $\delta_{на}$, приведенной в табл. 2.

В табл. 3 приведены результаты расчета по изложенной методике погрешностей методов 1 – 2 для сетей различного назначения при погрешностях в нагрузках узлов $\delta_n = \pm 10\%$ и в коэффициенте заполнения графика $\delta_{k_3} = \pm 10\%$ (результатирующие погрешности методов обозначены $\delta_{\Sigma\tau}$ и $\delta_{\Sigma k\phi}$), а также погрешности этих методов при использовании τ и k_ϕ^2 , определенных непосредственно по графикам нагрузки по формулам (2) и (4), обозначены $\delta_{\Sigma\tau гр}$ и $\delta_{\Sigma k\phi гр}$ и погрешность метода 3 – δ_D , включающая в себя только погрешность неадекватности из табл. 2.

Из данных табл. 3 следует, что наиболее существенные погрешности обусловлены использованием в методах 1 и 2 эмпирических формул вместо формул (2) и (4). В связи с этим рекомендуется определять τ и k_ϕ^2 непосредственно по часовым графикам нагрузки. Вместе с тем, в основных сетях энергосистем, где для такого определения имеются данные, наиболее сильно проявляется погрешность неадекватности, которая снижает относительную эффективность расчета τ и k_ϕ^2 по графикам нагрузки – суммарная погрешность снижается с 24,9 до 15,8% для метода τ и с 15,9 до 10,8% для метода k_ϕ^2 , т.е. приблизительно в 1,5 раза. Для радиальных сетей, где эта эффективность существенна (для сетей 35 – 110 кВ погрешность снижается в 3 раза, а для сетей 6 – 10 кВ в 5 раз), графики нагрузки головных участков известны хуже.

Допустимые небалансы электроэнергии на объектах (РЭС, ПЭС, АО-энерго, РАО “ЕЭС России”). В типовой инструкции [5] приведены формулы для расчета допустимых небалансов электроэнергии, однако нет смыслового определения допустимости. В частности, в формуле (3.4) данной инструкции используется понятие предела допустимого значения относительной погрешности трансформатора тока (ТТ) со ссылкой на

ГОСТ 7746-89. В соответствии с этим стандартом допустимое значение погрешности ТТ соответствует классу точности только при 100%-ной нагрузке его первичной цепи, при 20%-ной нагрузке допустимая погрешность превышает класс точности в 1,5 раза, а при 5%-ной нагрузке – в 3 раза. В инструкции не сказано, какое из этих значений считать пределом допустимого значения погрешности.

В практических же расчетах в качестве предела обычно используют класс точности ТТ. Такой расчет допустимого небаланса соответствует утверждению, что работа ТТ в зоне нагрузок ниже 100% недопустима.

Это требование не может быть выполнено хотя бы потому, что даже идеально подобранный ТТ будет работать при полной нагрузке только в режиме максимальной нагрузки присоединения, а в другие периоды электроэнергия будет учитываться с большей погрешностью. Эти же соображения относятся и к трансформаторам напряжения и к счетчикам.

Одной из составляющих баланса электроэнергии являются ее потери, определяемые расчетным путем и, как показано ранее, с существенными погрешностями. Учет в балансе их расчетного значения эквивалентен их измерению с погрешностью, соответствующей погрешности расчета.

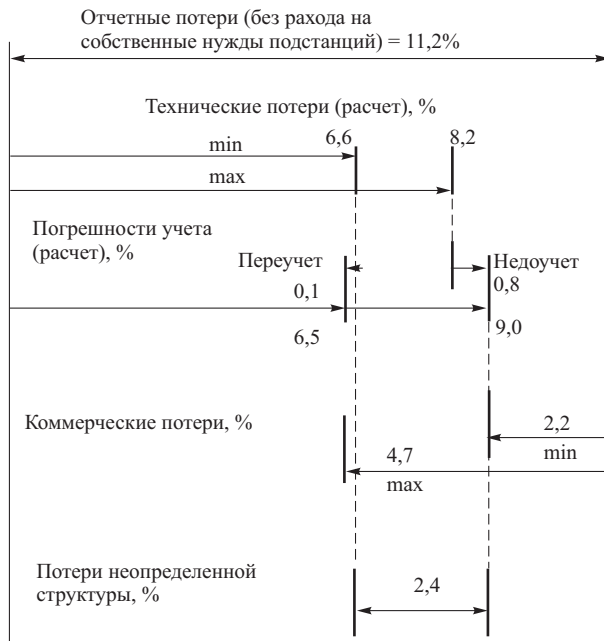
В соответствии с изложенным можно дать следующее смысловое определение допустимого небаланса: “Допустимый небаланс электроэнергии на объекте – это допустимое отличие электроэнергии, поступившей на объект, от суммы электроэнергии, отпущенной с объекта, расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций и тех-

Т а б л и ц а 3

Суммарные погрешности расчета потерь электроэнергии и их составляющие

| Параметр | Метод | Погрешность, %, для сетей | | |
|----------------------------|-------|---------------------------|------------------------|----------------------|
| | | основных | радиальных 35 – 110 кВ | радиальных 6 – 10 кВ |
| k_3 | - | 0,7 | 0,5 | 0,3 |
| $\delta_{наг}$ | 1 | 14,2 | 8,1 | 3,9 |
| δ_y | 1 и 2 | 11,0 | 15,0 | 19,0 |
| δ_τ | 1* | 7,0 | 3,0 | 3,0 |
| $\delta_{\Sigma\tau}$ | 1 | 15,8 | 15,0 | 13,8 |
| $\delta_{\Sigma\tau гр}$ | 1 | 24,9 | 22,9 | 24,0 |
| $\delta_{\Sigma k\phi}$ | 1 | 15,8 | 8,6 | 4,9 |
| $\delta_{на к\phi}$ | 2 | 10,8 | 5,6 | 2,2 |
| $\delta_{k\phi}$ | 2 | 3,8 | 4,5 | 5,6 |
| $\delta_{\Sigma k\phi гр}$ | 2 | 15,9 | 16,6 | 20,3 |
| $\delta_{\Sigma\phi гр}$ | 2 | 10,8 | 5,6 | 3,7 |
| δ_D | 3 | 4,8 | 2,8 | - |

* Для радиальных сетей 6 – 10 кВ для методов 1 и 2.



Использование интервальных оценок (потери гарантированной структуры 6,6 + 2,2 = 8,8%)

нических потерь в сетях и оборудовании объекта. Допустимое отличие определяется диапазоном допустимых погрешностей системы учета электроэнергии, соответствующим фактическим режимам работы входящих в нее измерительных устройств, и диапазоном погрешностей примененного метода расчета технических потерь”.

Методика расчета допустимых погрешностей системы учета электроэнергии на объекте в реальных условиях работы приборов приведена в [6]. В работе показан несимметричный характер диапазона погрешностей, имеющего существенную систематическую составляющую в сторону недоучета электроэнергии. Для приведенного в [6] примера диапазон погрешностей составил $(-2,1 \pm 0,3)\%$, т.е. от $-1,8$ до $-2,4\%$. Отчетные потери на этом объекте составляют 10% поступления энергии. Если принять, что технические потери составляют 7% и они рассчитаны со случайной погрешностью $\pm 20\%$ (систематическая погрешность расчета при применении корректирующих коэффициентов табл. 1 равна нулю), то диапазон допустимого небаланса на объекте составит

$$НБ_{д} = -2,1 \pm \sqrt{0,3^2 \cdot 1^2 + 20^2 \cdot 0,07^2} = (-2,1 \pm 1,4)\%,$$

т.е. от $-0,7\%$ до $-3,5\%$.

Из приведенного примера следует, что расчетные значения технических потерь в силу присутствия им погрешностей существенно влияют на диапазон значений допустимого небаланса. В меньшей степени это скажется на значениях допустимых небалансов на подстанциях, так как данные об их нагрузках достаточно полны и расчеты потерь в их оборудовании могут быть выполнены с

погрешностью, гораздо меньшей 20%. К тому же, как отмечено в [6], и систематические погрешности измерений на подстанциях гораздо меньше приведенного значения $-2,1\%$. Для сетей же РЭС, ПЭС и АО-энерго влияние погрешности расчета технических потерь на допустимый небаланс электроэнергии на объекте будет существенным.

Использование интервальных оценок структурных составляющих потерь электроэнергии. Интервальные оценки потерь, определяемые на основе рассчитанных погрешностей, позволяют решать ряд практических задач, в частности:

1) рассчитывать гарантированный эффект от мероприятий по снижению потерь в условиях ограниченной полноты и достоверности информации о нагрузках, для чего в расчете эффекта используют нижнюю границу интервала неопределенности потерь;

2) обосновано определять направления работ по снижению потерь и подразделения энергосистемы, ответственные за их составляющие, на основании выделения из суммарных (отчетных) потерь электроэнергии гарантированных значений технических и коммерческих потерь и потерь неопределенной структуры. Потери неопределенной структуры представляют собой составляющую потерь, которая не может быть достоверно отнесена ни к техническим потерям из-за погрешностей их расчета, ни к коммерческим потерям из-за погрешностей приборов учета электроэнергии. Пример разделения известных отчетных потерь на указанные составляющие проиллюстрирован на рисунке.

Приведенная в статье методика расчета интервалов неопределенности потерь реализована во всех программах сертифицированного программного комплекса РАП-95 [7].

Выводы

1. Каждому методу расчета потерь электроэнергии может быть поставлен в соответствие класс точности расчета, аналогично классам точности измерительных приборов. Погрешность расчета не является постоянной величиной и зависит от характеристик рассчитываемой сети, так же как и погрешность прибора зависит от условий его работы.

2. Методология определения численного значения суммарной погрешности расчета основана на анализе ее структуры и выявлении математических зависимостей каждой структурной составляющей от характеристик полноты и достоверности исходной информации. В отдельных случаях, при сложных видах зависимостей, приходится использовать статистические характеристики погрешностей, полученные на основе обработки результатов многовариантных расчетов потерь.

3. Приведенная в статье методика позволяет оценивать гарантированные значения (с заданной степенью вероятности) диапазона возможных значений технических потерь в каждом конкретном расчете и разделять отчетные потери на объекте на гарантированные значения технических и коммерческих потерь и потерь неопределенной структуры.

4. Допустимые небалансы электроэнергии на объектах необходимо определять с учетом погрешностей приборов, соответствующих фактическим условиям их работы, и погрешностей расчета технических потерь, соответствующих особенностям схемы объекта и характеристикам полноты и достоверности исходной информации.

Список литературы

1. *Потери* электроэнергии в электрических сетях энергосистем / Под ред. Казанцева В. Н. М.: Энергоатомиздат, 1983.
2. *Потребич А. А.* Элементы расчета оптимальных интегральных параметров схем электрических сетей. – *Электричество*, 2001, № 5.
3. *Железко Ю. С.* Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. М.: Энергоатомиздат, 1989.
4. *Железко Ю. С., Савченко О. В.* Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях. – *Электрические станции*, 2001, № 10.
5. РД 34.09.101.94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. М.: СПО ОРГРЭС, 1995.
6. *Железко Ю. С.* Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения. – *Электрические станции*, 2001, № 8.
7. *Железко Ю. С.* Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов. – *Электрические станции*, 2001, № 9.

Отечественные оперативно-информационные комплексы АСДУ энергосистемами

Любарский Ю. Я., доктор техн. наук, Моржин Ю. И., канд. техн. наук

АО ВНИИЭ

Состояние разработки отечественных ОИК АСДУ. Оперативно-информационные комплексы ОИК (в международной терминологии – SCADA) автоматизированных систем диспетчерского управления являются важнейшим средством компьютерной поддержки решений, принимаемых оперативно-диспетчерским персоналом энергообъединений, энергосистем, предприятий электрической сети. Основные функции ОИК определены в [1] – это прием и обработка телеинформации, формирование базы данных реального времени, ведение архивов, отображение информации и ведение диалога с пользователями, документирование данных, решение “диспетчерских” задач, поддержка живучести вычислительной системы, решение задачи “оценки состояния”, связь с вычислительным технологическим комплексом (в международной терминологии – EMS). В настоящее время рядом ведущих зарубежных фирм (ABB, Siemens и др.) разработаны весьма совершенные системы ОИК, которые предлагаются и на российском рынке. Ряд ОИК разработан различными российскими организациями и эксплуатируется в диспетчерских управлениях энергообъединений, энергосистем, предприятий электросетей. Развитие отечественных ОИК направлено, в основном, на достижение характеристик лучших зарубежных разработок – осваиваются современные технические средства, программные платформы, базы данных. Эта динамика иногда “затуманивает”

принципиальные ограничения, которые определяются особенностями российских энергосистем и не могут быть преодолены методом экстенсивного развития разработки ОИК. Наиболее существенными из таких ограничений являются:

слабый уровень телемеханизации энергообъектов, что приводит к отсутствию в ОИК целых категорий необходимой диспетчерам оперативной информации (информация о состоянии разъединителей, о состоянии и срабатывании устройств релейной защиты и автоматики);

слабое развитие программ для контроля состояния оборудования, особенно необходимых в специфических отечественных условиях – при наличии разнотипных и весьма сложных электрических схем.

Из-за отсутствия в ОИК информации о состояниях разъединителей диспетчер не получает полной информации о состоянии находящейся в его управлении электрической сети; для него отображаются, так называемые, “оперативные” схемы энергообъектов (схемы с отображением реального состояния выключателей, но без разъединителей). “Подробные” схемы, на которых изображены разъединители, использовать для оперативного управления нельзя, так как состояния разъединителей неизвестны. В результате отображается не вполне корректная информация о состоянии энергообъектов, что может (особенно для “упрощенных” схем, например, схемы с присоединением

трансформаторов к шинам высокого напряжения без выключателей) приводить к ошибочным решениям оперативного персонала. Кроме того, отсутствие в ОИК полной информации о текущем топологическом состоянии электросети затрудняет в режиме on-line решение задачи “оценки состояния”.

Отсутствие в ОИК оперативной информации о срабатываниях устройств релейной защиты и автоматики приводит к тому, что при нештатных ситуациях в электросети (в частности, при коротких замыканиях) диспетчер затрачивает значительное время для определения ситуации и выработки плана ее нормализации.

Используемые в отечественных ОИК программы определения состояния оборудования, основанные на использовании логических формул “псевдоизмерений”, сложны в эксплуатации и эффективны только для простых схем подстанций, не позволяют обнаруживать части сети, лишенные напряжения, отделения энергообъектов от сети, состояния транзитов и другую важную для диспетчеров информацию.

В целом можно характеризовать упомянутые недостатки как недостаточную информативность ОИК в условиях отечественных энергосистем. Использование систем, разработанных зарубежными фирмами в российских условиях, не исправит этой ситуации, но лишь приведет к увеличению стоимости ОИК.

Новые направления повышения информативности ОИК. Существенного повышения информативности ОИК можно достичь на основе сочетания при их разработке двух принципов:

необходимо активно использовать при разработке ОИК применяемые в отечественных энергосистемах специфические методы оперативного диспетчерского управления; в первую очередь, это относится к организационной системе оперативного рассмотрения ремонтных заявок;

при построении программного обеспечения ОИК необходимо широко использовать методы интеллектуальных информационных систем [2, 3] (экспертных систем, систем, основанных на правилах), обеспечивающих создание программных модулей для сложной логической обработки информации, причем, эта логика совпадает с логикой “диспетчерских рассуждений”.

Все переключения в электросети (кроме обусловленных работой защит и автоматики срабатываний выключателей) производятся на основе заявок, которые рассматриваются (в соответствии с управлением и ведением соответствующего оборудования) на различных иерархических уровнях диспетчерского управления. Когда диспетчер открывает некоторую заявку, он, тем самым, определяет состояние схемы соответствующих энергообъектов. Поскольку изменения состояний разъединителей осуществляются только путем работы

персонала непосредственно на подстанциях по открытым (действующим) заявкам, то множество открытых заявок однозначно определяет состояние разъединителей в электросети. Автоматическое сопоставление множества состояний выключателей по открытым заявкам с текущими состояниями выключателей по телесигналам позволяет:

- повысить достоверность телесигнализаций;
- проконтролировать своевременность начала и окончания ремонтных работ по заявкам;
- выделить те изменения состояний выключателей, которые обусловлены работой устройств защиты и автоматики, и, тем самым, создать предпосылки для автоматического анализа нештатных состояний электросети (коротких замыканий).

Системы типа ЗАЯВКИ для автоматизированного ввода и передачи информации по заявкам в настоящее время используются практически во всех российских энергосистемах (разработки ЦДУ ЕЭС, ряда энергообъединений, Мосэнерго и др.). Таким образом, информация о заявках может быть без существенных затруднений введена в ОИК энергообъединений и энергосистем (а также в ОИК многих ПЭС); при этом требуется некоторая модернизация систем ЗАЯВКИ (ввод наименований оборудования и некоторых “ключевых” слов по меню на основе стандартизованных словарей), но эта модернизация не носит принципиального характера и не потребует существенных затрат.

Чтобы использовать информацию о заявках для повышения информативности ОИК, необходимо осуществить сложную логическую обработку этой информации на основе топологической модели объекта управления. Эти функции и должны выполнять подсистемы ОИК, разрабатываемые на основе технологии интеллектуальных информационных (экспертных) систем. Такие разработки целесообразно проводить на основе инструментальной оболочки МИМИР [2], разработанной ВНИИЭ, специально предназначенной для энергетических применений и имеющей ряд успешных применений в энергосистемах [3]. В приложениях, создаваемых на основе МИМИР, топологическая модель использует формализм структурированной семантической сети, а логические выводы производятся с помощью, так называемых, программ-рассуждений, использующих ограниченный естественный язык для удобства воспроизведения логики решений, сообщенной пользователями-экспертами. Далее будет рассмотрен ряд возможностей использования интеллектуальных подсистем для повышения информативности ОИК.

Интеллектуальная подсистема-советчик по оперативному рассмотрению ремонтных заявок. Программный комплекс ЭСОРЗ (Экспертная система для оперативной режимной проработки ремонтных заявок) [4, 5] был разработан на основе оболочки МИМИР. Сначала он использовался в ЦДУ ЕЭС России, а в течение ряда последних лет

постоянно и успешно эксплуатируется в ОДУ Центра (Служба оптимизации электрических режимов – СОЭЛР). Комплекс ЭСОПЗ использует в качестве информативной информацию из комплекса ЗАЯВКИ, он содержит модель топологии основной сети энергообъединения (на уровне оперативных схем объектов) и нормативную информацию о режимных указаниях (режимных диспетчерских инструкциях). Комплекс-советчик помогает специалистам СОЭЛР рассматривать заявки, обнаруживая конфликты между заявками, определяя множества режимных ограничений (отдельно – на время операций и на время заявки), которые должны быть наложены при разрешении заявки, определяет (по множеству разрешенных и открытых заявок) состояние схем энергообъектов на определенный интервал времени (ремонтные схемы определяются и отображаются ЭСОПЗ на уровне оперативных схем). Решения ЭСОПЗ вместе с найденными ограничениями передаются комплексу ЗАЯВКИ для передачи на следующий иерархический уровень (в ЦДУ ЕЭС). В настоящее время комплекс ЭСОПЗ реализован на специальных автоматизированных рабочих местах, не связанных с ОИК, однако такое сопряжение может быть выполнено без принципиальных затруднений (целесообразно совместить это сопряжение с модернизацией ЭСОПЗ – переводом комплекса на платформу Windows). Комплекс ЭСОПЗ обеспечивает автоматизированную проработку заявок на ВЛ и электротехническое оборудование в аспекте электрического режима энергообъединения. На базе МИМИР могут быть созданы интеллектуальные подсистемы для проработки заявок в других аспектах. Это подтверждается разработкой ВНИИЭ прототипных систем для “релейной” проработки ремонтных заявок и для проработки заявок на вывод каналов противоаварийной автоматики [3, 5]. На базе этих программных комплексов может быть построена подсистема ОИК с условным названием РЕМОНТ. Режимные ограничения по открытым ремонтным заявкам целесообразно автоматически вводить в качестве контролируемых в ОИК аварийных пределов телеизмеряемых и дорасчитываемых параметров.

Интеллектуальная подсистема по синтезу топологии электросети. На основе информации о множестве открытых заявок (из подсистем ЗАЯВКИ и РЕМОНТ) при использовании топологической модели электросети на уровне подробных схем энергообъектов (с разъединителями) можно построить интеллектуальную подсистему ОИК для “восстановления” (синтеза) текущего состояния сети с определением положения разъединителей – подсистему СИНТЕЗ. Программы-рассуждения этой подсистемы должны обнаруживать множество выведенного в ремонт оборудования на текущий момент (для этого нужно учитывать ключевые слова “кратковременно” в текстах заявок),

определять состояние разъединителей и заземляющих ножей на основе правил вывода в ремонт (создание “видимого разрыва”, заземление ремонтируемого оборудования), определять состояние разъединителей в “ремонтных перемигках” по условиям сохранения транзитов и др. Подсистема СИНТЕЗ должна заносить в базу данных реального времени ОИК “синтезированные” положения разъединителей. Практически это может быть обеспечено следующей процедурой: когда диспетчер инициирует открытие некоторой заявки, ОИК предъявляет ему отображение подробных схем соответствующих энергообъектов с “синтезированными” положениями разъединителей. После подтверждения диспетчером правильности схем информация заносится в общую базу данных ОИК. Тем самым, в ОИК обеспечивается для всех пользователей возможность отображения подробных схем энергообъектов с обозначениями текущих положений разъединителей, а также создаются предпосылки для выполнения анализа топологии электросети с контролем состояния оборудования.

Интеллектуальная подсистема по анализу топологии электросети. Если использовать в ОИК топологическую модель электросети совместно с набором программ-рассуждений для анализа топологии на основе оперативной информации о состоянии коммутационных аппаратов (анализ связности электросети, анализ “распространения” напряжения по сети, анализ состояния транзитов и сечений), получим (на основе использования оболочки МИМИР) интеллектуальную подсистему по анализу топологии электросети (подсистема АНАЛИЗ). Эта подсистема позволяет:

- определять состояние оборудования (введено, выведено);

- определять сетевые события: снятие (подачу) напряжения с оборудования (ВЛ, систем и секций шин, силовых трансформаторов), отключение (подключение) ВЛ от энергообъектов, размыкание (замыкание) транзитных связей, отделение одного или нескольких энергообъектов от общей сети энергообъединения (энергосистемы); сетевые события заносятся в протокол событий (наряду с ведущимся в “традиционных” ОИК протоколом изменений состояний выключателей протокол событий отражает изменения состояния сети, но последний протокол более информативен для диспетчеров);

- определять часть электросети, лишенную напряжения;

- отображать схемы сети и энергообъектов с обозначением состояния оборудования и наличия напряжения (“раскраска” схемы по наличию напряжения);

- сопоставлять состояние оборудования, обнаруженного при анализе топологии по телеизмерениям состояний выключателей с состоянием оборудо-



Взаимодействие интеллектуальных подсистем в ОИК АСДУ

дования по открытым заявкам с выдачей диспетчеру протокола несоответствий;

использовать обнаруженные состояния оборудования для решения технологических задач (в первую очередь, этим обеспечивается возможность on-line решения задачи оценки состояния).

Во ВНИИЭ разработана прототипная версия подсистемы АНАЛИЗ, подтверждающая правильность принципов построения подсистемы.

Интеллектуальная подсистема для диагностики повреждений в электросети. Для того, чтобы помочь диспетчеру по имеющейся в ОИК информации определить аварийные события в электросети (короткие замыкания) и отказы коммутационных аппаратов, в состав ОИК должна быть введена интеллектуальная подсистема ДИАГНОЗ. Получая из программ обработки информации ОИК данные об изменении состояний выключателей, эта подсистема на основе информации об открытых заявках выделяет те изменения, которые вызваны срабатыванием устройств РЗА. Далее подсистема генерирует гипотезы о возможных повреждениях, используя топологическую модель сети и упрощенную модель защиты и автоматики (для защит, например, в этой модели задается вид защиты, защищаемая зона, блокировки, уставки по времени). Состав введенных в работу

устройств РЗА известен подсистеме из множества открытых заявок, определяющего выведенные РЗА. Результатом работы подсистемы является одна или несколько гипотез о возможном повреждении. Для каждой из гипотез подсистема синтезирует и предъявляет пользователю процесс развития повреждения в виде последовательности срабатываний РЗА, коммутаций и отказов. На основе этой информации диспетчер может проверять выдвинутые подсистемой гипотезы, например, путем переговоров с персоналом энергообъектов.

Прототипный вариант подсистемы ДИАГНОЗ был разработан ВНИИЭ для одного из сетевых предприятий Мосэнерго (условное название прототипной системы – МИДАС [6]).

Интеллектуальный тренажер-советчик по оперативным переключениям. В течение ряда лет во ВНИИЭ разрабатываются тренажеры оперативных переключений, основанные на использовании технологии интеллектуальных информационных систем [2, 7, 8]. Эти тренажеры принимают решения о правильности действий обучаемого на основе представленной в их информационном обеспечении системы правил переключений (как в “первичных”, так и во “вторичных” цепях), действующей совместно с топологической моделью электросети. Для сетевых предприятий рекомендуется тренажер типа ОПТИМЭС, а для энергосистем и энергообъединений – тренажер КОРВИН, в котором проверка правил переключений сочетается с расчетом электрического режима после каждого переключения (для этого используется разработанная ЦДУ ЕЭС программа КУРС для расчета потокораспределения). Универсальность тренажеров такого типа позволяет использовать их не только в процессе обучения оперативного персонала, но и в качестве советчика по предполагаемым переключениям. При включении в ОИК подсистемы ТРЕНАЖЕР пользователи получают возможность планировать предполагаемые переключения по заявкам с автоматическим учетом изменений в схеме сети из-за уже разрешенных и действующих заявок.

Распознавание классов ситуаций. В подсистемах АНАЛИЗ и ДИАГНОЗ определяются сетевые события (короткие замыкания, отделения объектов от сети и др.). В программах обработки оперативных данных ОИК обеспечивается контроль измеряемых или дорассчитываемых параметров электрического режима по технологическим пределам. Совместная логическая обработка этой информации позволит автоматически определить класс ситуации в объекте управления (нормальный режим, утяжеленный режим, короткое замыкание, перегрузка ВЛ, аварии по частоте, аварии по напряжению, разделение системы на несинхронно работающие части, отделение части сети с исчезновением напряжения и др.). Подсистема

СИТУАЦИЯ, используя результаты обработки информации “традиционными” программами ОИК и другими интеллектуальными подсистемами, должна выполнять следующие функции:

определение класса текущей ситуации и отображение его пользователям ОИК;

предъявление пользователям отображения режима объекта управления в соответствии с выявленным классом ситуации;

отбор и отображение пользователям информации, оперативной и нормативно-справочной (в первую очередь, инструктивной), необходимой для принятия решений в данной ситуации.

Для такого ситуативного отображения информации целесообразно использовать не только дисплейные терминалы, но и современные средства коллективного отображения (“видеостены”).

В перспективе возможно такое развитие подсистемы СИТУАЦИЯ, которое обеспечит не только распознавание класса ситуации и ситуативное отображение информации, но и выдачу оперативному персоналу советов по нормализации ситуации.

Выводы

1. Общая схема взаимодействия интеллектуальных подсистем в ОИК АСДУ показана на [рисунке](#). Поскольку все интеллектуальные подсистемы используют общую топологическую модель электросети, целесообразна разработка подсистемы СЕРВИС топологии, обеспечивающей для пользователей удобный ввод, контроль и коррекцию информации о топологии [9]. Для различных объектов управления состав интеллектуальных подсистем, включаемых в ОИК, может быть различным. Например, для использования в ПЭС может быть

неактуальным использование подсистемы РЕМОНТ, а в энергообъединении – подсистемы ДИАГНОЗ.

2. Включение предложенных в данной статье интеллектуальных подсистем в ОИК позволит резко увеличить информативность ОИК, практически не увеличивая затраты на их внедрение – стоимость разработки и адаптации “интеллектуальных” программ несравнимо ниже затрат на значительное увеличение объема телеинформации.

Список литературы

1. Моржин Ю. И. О работах ВНИИЭ в области АСДУ нового поколения. – В сб.: Вестник ВНИИЭ-97. М.: ЭНАС, 1997.
2. Любарский Ю. Я. Интеллектуальные информационные системы. М.: Наука, 1990.
3. Интеллектуальные системы для оперативного управления в энергообъединениях / Дьяков А. Ф., Любарский Ю. Я., Моржин Ю. И. и др. М.: МЭИ, 1995.
4. Экспертная система оперативного рассмотрения ремонтных заявок для АСДУ энергообъединений / Любарский Ю. Я., Портной М. Г., Рабинович Р. С. и др. – Электричество, 1991.
5. Интеллектуальные информационные системы в управлении эксплуатацией электроэнергетического комплекса / Дьяков В. Ф., Любарский Ю. Я., Моржин Ю. И., Орнов В. Г. – Электричество, 1994.
6. Любарский Ю. Я., Скородумова Н. В. Интеллектуальная система – советчик диспетчера ПЭС по анализу нештатных ситуаций в электрической сети. – В сб.: Вестник ВНИИЭ-97. М.: ЭНАС, 1997.
7. Любарский Ю. Я., Орнов В. Г. Диалоговые системы в диспетчерском управлении энергообъединениями. М.: Энергоатомиздат, 1987.
8. Головинский И. А. КОРВИН – тренажер оперативных переключений с расчетом потокораспределения. – В сб.: Вестник ВНИИЭ-98. М.: ЭНАС, 1998.
9. Головинский И. А. Понимание компьютером электрических схем. – В сб.: Вестник ВНИИЭ-99. М.: ЭНАС, 1999.

Современное состояние автоматической частотной разгрузки энергосистем и пути ее совершенствования

Кучеров Ю. Н., доктор техн. наук, [Окин А. А.](#), канд. техн. наук, Мартыненко М. М., Данильчук В. Н., инженеры

РАО “ЕЭС России” – ЦДУ ЕЭС России – ОДУ Центра

Анализ динамических свойств энергосистем, структуры и условий работы АЧР. Принципы построения автоматической частотной разгрузки (АЧР) впервые были комплексно сформулированы в бывшем СССР в 50 – 60-е годы. Безусловно, “импульсом” для понимания значимости АЧР в обеспечении надежной работы энергосистем и их живучести в аварийных условиях явилась серьезная авария в Московской энергосистеме в декабре 1948 г. Исходными для формирования подходов к построению АЧР на этапе 50 – 60-х годов были условия работы относительно небольших концентрированных энергосистем, в которых основу ге-

нерирующей мощности составляли генераторы 25, 50, 60 МВт, единичная мощность наиболее крупных генераторов составляла 100 – 200 МВт, а генераторы и потребители были хорошо связаны между собой электрически.

Существенную долю генерирующих мощностей в энергосистемах в то время составляли тепловые электростанции с барабанными котлами и общими паропроводами, аккумуляировавшими большие объемы пара, с действующими регуляторами производительности котлов. Это обеспечивало приемлемые условия для поддержания электростанциями резервной загрузки при снижении час-

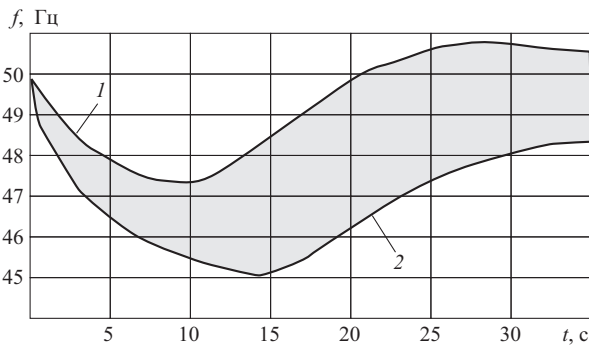


Рис. 1. Возможный разброс процессов восстановления частоты при “грубом” распределении АЧР на небольшое число очередей:

1 – возмущение средней тяжести; 2 – тяжелое возмущение

тоты в энергосистеме в условиях возникшего аварийного дефицита мощности. Характеристики турбоагрегатов, определяемые большими конструктивными запасами, позволяли допускать глубокие снижения частоты в энергосистеме (кратковременно вплоть до 46,0 Гц).

Первоначально АЧР выполнялась распределенной по уставкам частоты на небольшое (до пяти) число очередей. Мощность подключенной к каждой очереди нагрузки выбиралась исходя из условий восстановления частоты от значения уставки данной очереди до частоты, близкой к номинальной. Суммарная мощность нагрузки, подключаемая к АЧР, выбиралась путем расчета и анализа изменения частоты во времени для наиболее тяжелого расчетного возмущения из условий предотвращения даже кратковременного снижения частоты ниже 45,0 Гц. Соответственно мощности подключенных к каждой очереди нагрузок составляли 4 – 8% потребления, а интервалы между их уставками по частоте были до 0,5 Гц.

В условиях многообразия возможных причин возникновения и значений аварийных дефицитов активной мощности (при значительной мощности подключенной к каждой очереди нагрузки и малом числе очередей разгрузки) процесс восстановления частоты мог протекать с большим разбросом. В одних случаях действие АЧР не обеспечивало необходимого уровня восстановления частоты, в других – приводило к перерегулированию (отключению избыточной нагрузки) и повышению частоты выше 50 Гц (рис. 1).

По мере дальнейшего развития отечественной энергетики отмеченные недостатки используемых принципов построения АЧР становились все более очевидными и существенными. Эти обстоятельства послужили причиной формирования в начале 70-х годов концепции [1] построения принципиально новой системы АЧР, в соответствии с которой АЧР была разделена на две категории АЧР I и АЧР II с возложением на каждую из них разных функциональных задач:

АЧР I, быстродействующая, имеющая различные уставки по частоте, предназначена для предотвращения снижения частоты;

АЧР II, с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначена для восстановления частоты после действия АЧР I и предотвращения зависания частоты, а также ее снижения ниже допустимого уровня при сравнительно медленном аварийном увеличении дефицита мощности.

Такой подход с распределением очередей АЧР I по частотной оси, а очередей АЧР II – по временной оси (рис. 2) позволил построить, так называемую, “самонастраивающуюся” систему, обеспечивающую в каждом случае отключение потребителей в объеме, близком к возникшему аварийному дефициту активной мощности и достаточном для восстановления частоты до допустимого для кратковременной работы энергосистемы уровня (не ниже 49,0 Гц). Ликвидация оставшейся части дефицита мощности и восстановление частоты до номинальной осуществлялись оперативным путем.

Определяющими при задании уставок АЧР I и АЧР II по частоте и времени являлись требования к допустимой глубине и длительности снижения частоты в переходных процессах и послеаварийных установившихся режимах. В качестве исходного требования было принято, что снижение частоты ниже 45,0 Гц должно исключаться полностью, время работы с частотой ниже 47,0 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой ниже 48,5 Гц – 60 с; послеаварийное значение частоты должно быть не ниже 49,0 Гц. В соответствии с этим уставки АЧР I по частоте были установлены в диапазоне от 48,5 до 46,5 Гц с интервалами по 0,1 Гц, а уставки по времени – не более 0,3 с. Уставка по частоте АЧР II установлена на уровне 48,8 Гц, а уставки по времени – от 5 – 10 с до 70 – 90 с. Методическими указаниями [1] определены объемы нагрузки потребителей, подключаемых к АЧР I и АЧР II, а также объемы нагрузки АЧР I, подключаемых к дополнительным пускам от АЧР II (совмещенная АЧР II). Основные принципиальные положения, содержащиеся в [1], были затем включены в “Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР”, в дальнейшем “Сборник руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР”, 1992 г. [2].

Некоторые изменения в задаваемую настройку АЧР внесены в конце 70-х годов в связи с образовавшимся к этому времени дефицитом активной мощности в ЕЭС СССР и продолжительной работой ЕЭС с пониженной частотой. Так, во избежание одновременного отключения большого объема потребителей при медленном “сползании” частоты до уставки срабатывания АЧР II было принято решение о распределении совмещенной АЧР II на четыре уставки по частоте с подключением к более низким уставкам наиболее ответственных потребителей. Также введена новая очередь АЧР I с

уставкой 49,0 Гц (названная спецочередью) с подключением к ней нагрузки потребителей в объеме 2 – 3% суммарного потребления энергосистемы.

В целом правильность принятых подходов подтверждена многолетней практикой использования АЧР как в параллельно работавших энергосистемах в составе ЕЭС СССР, так и в изолированных. Эти решения могут служить основой для дальнейшего развития системы АЧР.

В то же время за последние десятилетия произошли существенные изменения, повлиявшие на динамические свойства энергосистем.

Появление крупных электростанций с энергоблоками большой мощности, электрически удаленных от потребителей, а также увеличение протяженности межсистемных и транзитных связей ослабили концентрацию энергосистем. Этому способствовал планомерно проводимый демонтаж мелких электростанций, электрически максимально приближенных к потребителям и рассредоточенных в их среде. Произошла “поляризация” крупных источников генерации и узлов потребления, удаленных на большие электрические расстояния.

Концентрация генерации на крупных, рассредоточенных по ЕЭС электростанциях привела к образованию целого ряда дефицитных по активной мощности и практически лишенных собственной генерации регионов. Все чаще причиной локальных аварийных дефицитов активной мощности становилась не потеря собственной генерации, а отключение линий электропередачи и автотрансформаторов, питающих остродефицитные районы.

В нынешних условиях практически маловероятен внезапный аварийный дефицит активной мощности, который мог бы привести к общему снижению частоты в ЕЭС до уставок АЧР I, однако многократно возросла вероятность резкого и глубокого снижения частоты в отдельных регионах, имеющих слабую электрическую привязку к ЕЭС, особенно в ремонтных схемах, с возможным их отделением и скоростью снижения частоты 1,5 Гц/с и более.

Весьма характерно, что в остродефицитном энергорайоне, сохранившем в результате аварийных событий слабую электрическую связь с энергосистемой, как правило, происходило глубокое снижение напряжения с нарушением устойчивости и асинхронным режимом по линиям связи с энергосистемой. Так, в двух авариях в Самараэнерго (1983, 1985 г.) такие процессы были вызваны перегрузкой линий электропередачи 220 – 110 кВ из-за аварийного отключения питающих автотрансформаторов со стороны транзитной сети 500 кВ и происходили в условиях недостаточной эффективности устройств автоматики разгрузки по снижению напряжения и отказов в работе устройств АЧР при низком напряжении в сети. Процессы изменения частоты в остродефицитных районах (регионах), имеющих протяженные элект-

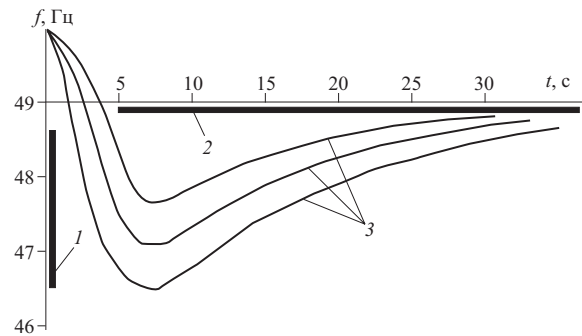


Рис. 2. Функциональное и координатное разделение АЧР на две составляющие, обеспечивающее адаптивность к виду и интенсивности возмущения:

1 – АЧР I; 2 – АЧР II; 3 – переходные процессы при различной тяжести возмущения

рические связи с соседними районами (регионами), характеризуются более быстрыми и глубокими снижениями частоты, а также худшими условиями восстановления частоты посредством мобилизации резервов активной мощности. Объясняется это тем, что реакция электрически удаленных электростанций и крупных узлов нагрузки на возникновение аварийного дефицита активной мощности проявляется с задержкой по времени, определяемой скоростью распространения частотного электромагнитного импульса (волны изменения частоты) по протяженным электрическим связям.

С вводом в работу (начиная с 70-х годов) мало-маневренных крупных энергоблоков критического и сверхкритического давления пара с единичной мощностью 300, 500, 800, 1000 и 1200 МВт ухудшились регулирующие свойства энергосистем при аварийных дефицитах активной мощности, так как преобладающими в ЕЭС стали энергоблоки с прямоточными котлами, имеющие малую аккумуляющую способность по пару при фактическом отсутствии в работе регуляторов производительности котлов. С увеличением единичной мощности вводимых генераторов уменьшилась постоянная времени механической инерции агрегатов, что может быть существенным фактором ухудшения переходного процесса, поскольку увеличилась скорость снижения частоты и соответственно глубина ее снижения при прочих равных условиях, особенно в случае локальной аварии с аварийным дефицитом активной мощности в отдельных узлах, районах или энергосистемах. Кроме того, современные крупные энергоблоки критичны к снижению частоты в энергосистеме, так как более существенно снижают выдаваемую электрическую мощность за счет уменьшения производительности механизмов с.н. при снижении частоты.

Характерный пример изменения частоты при аварийном дефиците активной мощности показан на рис. 3 (мощность энергосистемы 32 000 МВт, более 80% суммарной генерирующей мощности

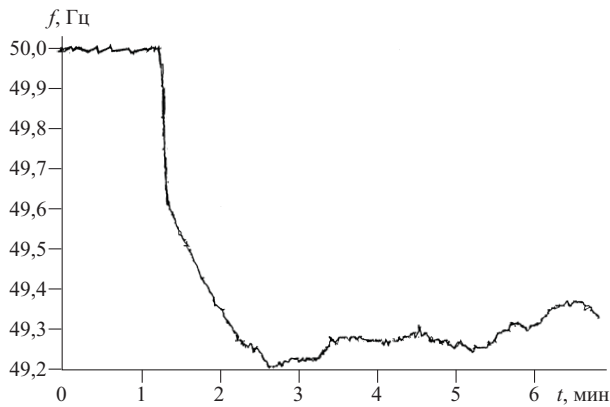


Рис. 3. Оциллограмма снижения частоты при аварийном отключении энергоблока 1000 МВт в энергообъединении мощностью 32 000 МВт

составляют энергоблоки 200, 300, 500, 800 и 1000 МВт, относительный дефицит мощности 3,12%).

Действующий в настоящее время ГОСТ [4] устанавливает следующие ограничения на работу турбин при отклонениях значений частоты сети от номинальной:

50,5 – 51,0 Гц – 1 раз продолжительностью не более 3 мин и не более 500 мин за весь срок эксплуатации;

49,0 – 48,0 Гц – 1 раз продолжительностью не более 5 мин и не более 750 мин за весь срок эксплуатации;

48,0 – 47,0 Гц – 1 раз продолжительностью не более 1 мин и не более 180 мин за весь срок эксплуатации;

47,0 – 46,0 Гц – 1 раз продолжительностью не более 10 с и не более 30 мин за весь срок эксплуатации.

Существенно изменились режимные условия работы энергосистем с появлением атомных электростанций (АЭС), энергоблоки которых при частоте 49,0 Гц и ниже, как правило, автоматически в течение 10 – 15 с разгружаются до мощности, которая составляет не более 90% номинальной тепловой мощности реактора.

В соответствии с типовым технологическим регламентом безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС [3] допускается работа АЭС при аварийном снижении частоты в сети:

48,99 – 48,0 Гц – не более 5 мин;

47,99 – 47,0 Гц – не более 1 мин;

46,99 – 46,0 Гц – не более 10 с.

По истечении указанного времени энергоблоки АЭС должны немедленно отключаться от сети, причем, при частоте 46,0 Гц без выдержки времени действует аварийная защита на останов реактора, что может привести к дополнительному увеличению дефицита мощности и снижению частоты вплоть до лавины частоты и полного погашения энергосистемы.

Разработанная в 70-е годы и существующая в настоящее время настройка системы АЧР не соответствует указанным требованиям безопасной работы АЭС, а также условиям работы турбин ТЭС [4], допуская работу энергосистемы в диапазоне частот 47,0 – 46,0 Гц до 20 с [2].

В последние годы в условиях экономического спада производства существенно изменилась структура электропотребления (табл. 1), при этом особенно снизилась нагрузка энергоемких потребителей, традиционно подключенных к АЧР на верхних уставках по частоте (в большинстве энергосистем в среднем на 25 – 30%). В этих условиях, при существующем большом диапазоне частот настройки АЧР (49,2 – 46,5 Гц) и примерно равномерном распределении имеющегося объема нагрузки на множество очередей образовались очереди АЧР I малой мощности (до 1 – 1,5% суммарного потребления энергосистемы). В случае локальной аварии с большим дефицитом мощности в энергосистеме для ликвидации создавшегося дефицита мощности требуется срабатывание большого числа очередей АЧР I, что может привести к недопустимому для современного оборудования и работы энергосистемы снижению частоты.

Во многих энергосистемах уставки быстросрабатывающей ступени автоматики, действующей при снижении частоты либо на отделение ТЭС на примерно сбалансированную нагрузку района, либо блоков на нагрузку их собственных нужд, установлены в пределах 47,0 – 48,0 Гц (выше существующей нижней границы уставок АЧР I 46,5 Гц). Это обусловлено, в одних случаях, требованиями заводов – изготовителей турбин, в других – условиями сохранения электроснабжения части наиболее ответственных потребителей в выделяемом районе. В результате сложилась ситуация, когда при глубоком снижении частоты в энергосистеме отделение ТЭС (блоков) будет происходить раньше, чем отработают все очереди АЧР I (т.е. при неиспользованных объемах на самых низких уставках АЧР I, где сконцентрирована реальная нагрузка потребителей). В связи с тем, что в натурных условиях автоматика отделения ТЭС (блоков) проверяется крайне редко, возможны ее отказ, неправильные действия, а также “посадка на нуль” отделяемых ТЭС (блоков), что может усугубить аварийную ситуацию в энергосистеме. В аналогичных условиях произошло полное погашение Омской энергосистемы 6/VI 1997 г. после ее отделения от ЕЭС с большим дефицитом мощности и глубоким снижением частоты.

На основании изложенного вывод может быть однозначным: система АЧР должна быть выполнена таким образом, чтобы соблюдалась строгая очередность мероприятий по ликвидации возникшего аварийного дефицита активной мощности, при которой отделение ТЭС (блоков) должно осуществляться после обработки всех очередей АЧР I, как и

предусмотрено в ранее разработанной концепции АЧР [1].

Все перечисленные факторы появились не внезапно, а накапливались в течение десятилетий. Указанные условия работы энергосистем имели отражение в частичной корректировке уставок в условиях эксплуатации в виде временных решений, что привело к увеличению несоответствия фактической настройки системы АЧР содержанию [2]. Была повышена на 0,2 Гц уставка спецочереди АЧР I (49,2 Гц) и увеличен объем подключенной к ней нагрузки до 3 – 4% суммарного потребления энергосистемы.

Для предотвращения автоматической или оперативной разгрузки АЭС при медленном снижении частоты в условиях, когда ЕЭС работала с пониженной частотой, уставка несовмещенной АЧР II была установлена 49,1 Гц (вместо 49,0 Гц). Однако это не решило проблему при более быстрых снижениях частоты (что характерно для локальных аварийных дефицитов мощности), так как действие автоматической разгрузки АЭС по времени сопоставимо с действием несовмещенной АЧР II. Общий объем подключенной к АЧР нагрузки был увеличен до 60 – 65% суммарного потребления энергосистемы, что привело к вынужденному увеличению объема подключения к АЧР части

потребителей, используемых в различных оперативных и автоматических разгрузках.

В результате частых отключений (в период работы с пониженной частотой) потребители в ряде случаев уклонялись от подключения к автоматической частотной разгрузке, например, путем переключения реальной нагрузки на другие, не подключенные к АЧР присоединения. В то же время соответствующие структурные подразделения АО-энерго, отвечающие за подбор подключаемых к АЧР потребителей, находясь под прессом ответственности за выполнение заданных объемов перед вышестоящими организациями, зачастую завышали отчетные данные. Об этом свидетельствовали выборочные контрольные измерения подключенных к АЧР фактических нагрузок – на некоторых подстанциях не более 70% заданных.

В действующих руководящих материалах указанные новые условия работы энергосистем имеют лишь частичное отражение. Например, рекомендуемая [2] дополнительная быстродействующая разгрузка остродефицитных районов, осуществляемая превентивно уже в начальной фазе процесса снижения частоты по факту аварийного ослабления связи с энергосистемой, могла бы способствовать предотвращению аварий, аналогичных авариям в Самараэнерго и Омскэнерго. Одна-

Т а б л и ц а 1

Изменение структуры электропотребления по России за 1990 – 2000 гг.

| Группа потребителей и отрасль промышленности | Доля электропотребления | | | Изменение объема электропотребления в 2000 г. к 1990 г., % |
|--|-------------------------|--------------------|------------------------|--|
| | в 1990 г. (Σ 100%) | в 2000 г. (Σ 100%) | отклонение (в пунктах) | |
| <i>Промышленность</i> | 59,8 | 52,6 | -7,2 | -32,6 |
| В том числе: | | | | |
| топливная | 10,2 | 9,5 | -0,7 | -28,5 |
| в том числе: | | | | |
| нефтедобывающая | 5,7 | 5,5 | -0,2 | -25,5 |
| нефтеперерабатывающая | 1,6 | 1,6 | 0 | -25,7 |
| газовая | 1,3 | 1,1 | -0,2 | -33,0 |
| угольная | 1,6 | 1,3 | -0,3 | -37,2 |
| черная металлургия | 8,5 | 8,8 | +0,3 | -30,2 |
| цветная металлургия | 9,7 | 12,2 | +2,5 | -6,0 |
| химическая и нефтехимическая | 7,9 | 6,2 | -1,7 | -40,8 |
| машиностроение и металлообработка | 11,2 | 6,9 | -4,3 | -53,5 |
| деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная | 3,3 | 2,9 | -0,4 | -33,8 |
| промышленность стройматериалов | 2,9 | 2,0 | -0,9 | -50,0 |
| легкая | 1,8 | 0,7 | -1,1 | -69,4 |
| пищевая | 1,5 | 1,7 | +0,2 | -20,9 |
| другие отрасли промышленности | 2,8 | 1,7 | -0,9 | -56,3 |
| <i>Сельское хозяйство</i> (производственные нужды) | 8,1 | 4,3 | -3,8 | -58,8 |
| <i>Транспорт и связь</i> | 11,1 | 9,5 | -1,6 | 34,5 |
| <i>Строительство</i> | 1,7 | 1,2 | -0,5 | -43,2 |
| <i>Прочие непромышленные потребители</i> | 10,6 | 16,7 | +6,1 | 18,6 |
| <i>Население</i> | 8,7 | 15,7 | +7,0 | 36,8 |

ко эти эффективные меры в действующих материалах проработаны недостаточно и на практике реализуются весьма редко. Вместе с тем, сегодняшние условия работы ЕЭС настолько отличаются от тех условий, для которых создавалась существующая система АЧР, что необходимость корректировки действующих в настоящее время требований к выполнению системы АЧР стала очевидной.

Основные требования к выполнению и настройке системы АЧР. Сформулированные в [2] концептуальные положения построения системы АЧР в большей части предлагается сохранить, в них должны быть внесены коррективы и изменения, обусловленные изменившимися условиями работы энергосистем.

1. Для предотвращения опасного развития аварий, сопровождающихся возникновением значительного дефицита мощности, с учетом требований заводов – изготовителей энергетического оборудования и технологического регламента АЭС, а также с учетом возможной реальной продолжительности электромеханического переходного процесса АЧР должна выполняться исходя из следующих расчетных граничных условий переходного процесса:

- при частоте ниже 48,0 Гц – не более 30 с;
- при частоте ниже 47,5 Гц – не более 10 с.

При этом нижнюю расчетную границу снижения частоты принять 47,0 Гц (с запасом 1,0 Гц по сравнению с требованиями [3 и 4]). В соответствии с этим нижнюю границу уставок АЧР I по частоте с учетом запаса принять не ниже 47,5 Гц (вместо 46,5 Гц). Верхнюю границу уставок АЧР I (49,2 Гц) оставить без изменений.

2. Установить следующие четыре основные категории автоматической разгрузки:

а) АЧР I, быстродействующая, предназначена для ликвидации большей части аварийного дефицита активной мощности и прекращения процесса снижения частоты, включающая:

спецочередь (49,2 Гц) – для предотвращения снижения частоты до верхних уставок АЧР II при медленном увеличении дефицита мощности и недостаточной эффективности оперативных мер ограничения потребления;

технологическую очередь (49,1 Гц) – (вводится дополнительно) для предотвращения (или уменьшения объема) разгрузки блоков АЭС в результате срабатывания предварительной защиты (ПЗ-1) блоков АЭС при снижении частоты в энергосистеме до 49,0 Гц и ниже;

основной массив АЧР I (48,8 – 47,5 Гц);

б) АЧР II, несовмещенная (49,1 Гц), предназначена для восстановления частоты после действия АЧР I до уровня не ниже 49,2 Гц, а также для предотвращения снижения частоты при медленном увеличении дефицита мощности;

в) АЧР II, совмещенная (49,0 – 48,7 Гц), предназначена для предотвращения зависания частоты на недопустимо низком уровне (в случае недоста-

точной эффективности действия несовмещенной АЧР II) и для предотвращения снижения частоты при медленном увеличении дефицита мощности (дополняет действие несовмещенной АЧР II);

г) дополнительная автоматическая разгрузка (локальная, по факту аварийного отключения питающих линий электропередачи или автотрансформаторов, скорости снижения частоты и др.) – для ускорения разгрузки при особо больших локальных дефицитах активной мощности и возможной при этом неэффективности действия АЧР.

3. Сохранить и обеспечить безусловное выполнение требований [2] к расчетному значению суммарной мощности нагрузки, подключаемой к устройствам АЧР, которая при совмещении действия АЧР I и АЧР II с учетом запасов составляет:

$$P_{\text{АЧР}} = P_{\text{АЧР I}} + P_{\text{АЧР II}} \geq (\Delta P_{\text{Г}} + 0,05) + 0,1 \geq \Delta P_{\text{Г}} + 0,15,$$

где $\Delta P_{\text{Г}}$ – дефицит генерируемой мощности; $P_{\text{АЧР II}} = 0,1$ – объем мощности несовмещенной АЧР II; 0,05 – величина запаса.

Все величины даны в относительных единицах от базисной мощности, за которую, применительно к АЧР, принята суммарная мощность нагрузки района, энергосистемы, ОЭС в исходном режиме до возникновения аварийного дефицита мощности (далее в процентах потребления).

В соответствии с рекомендациями [1, 2, 5] общий расчетный объем подключаемой к АЧР мощности нагрузки следует принять не менее 60% потребления.

По условию гарантированной работоспособности устройств АЧР (по допустимой скорости снижения частоты) следует считать наиболее оптимальным [5] максимально допустимый дефицит активной мощности не более 40% потребления. При выполнении этих условий общий объем подключаемой к АЧР мощности нагрузки может быть уменьшен до 55% потребления.

Сохраняемый в предлагаемой структуре существующий объем мощности несовмещенной АЧР II (10% потребления) имеет некоторый запас (порядка 3% потребления) в связи с сокращением диапазона частот АЧР I при изменении нижней уставки АЧР I на 47,5 Гц (вместо 46,5 Гц). Это повысит эффективность процесса восстановления частоты, особенно в случаях с большими аварийными дефицитами мощности и глубокими снижениями частоты.

4. Обеспечить функционирование АЧР таким образом, чтобы глубина и длительность периода снижения и восстановления частоты предотвращали разгрузку и отключение энергоблоков АЭС, а также нарушение технологического режима работы ТЭС.

Для этого:

на каждой очереди АЧР I должны быть обеспечены объемы подключенной к ней нагрузки не ме-

нее 3–4% потребления. Это становится возможным за счет использования нагрузки потребителей, высвобождаемой в результате повышения нижней границы уставок АЧР I по частоте (47,5 Гц вместо 46,5 Гц);

сократить время действия АЧР до минимально допустимого. Ускорение действия очередей АЧР I может быть достигнуто при применении быстродействующих микропроцессорных устройств АЧР с возможностью настройки их как по отклонению, так и по скорости снижения частоты с одновременным уменьшением выдержек времени на срабатывание очередей. При этом должна быть существенно снижена стоимость этих устройств, что, очевидно, может быть достигнуто при их массовом внедрении. Для ускорения действия АЧР II необходимо уменьшить интервалы по времени между очередями, сократить временной диапазон ее действия и общее число очередей. Это реализовано в предлагаемом авторами варианте структуры формирования и настройки системы АЧР – ЧАПВ (см. табл. 2 приложения).

5. Уставка быстродействующей ступени автоматики отделения тепловых электростанций с примерно сбалансированной нагрузкой при снижении частоты должна быть установлена на 0,2 Гц ниже нижней границы уставок АЧР I (47,3 Гц). Это снизит вероятность развития аварий из-за опережающего отделения местных электростанций, а отделение турбоагрегатов при этой частоте на сбалансированную нагрузку окажет стабилизирующее воздействие на их работу.

6. Пересмотреть рекомендации [2] о полном совмещении действий АЧР I и АЧР II, поскольку расчеты показывают недостаточную их обоснованность. Следует сохранить некоторый, не совмещенный с АЧР II объем АЧР I на случай развития аварий с возникновением дополнительного аварийного дефицита активной мощности после медленного снижения частоты и последовательного срабатывания всех очередей АЧР II. Ориентировочные расчеты по определению оптимального объема совмещения АЧР I с АЧР II даны в пояснениях к табл. 2 приложения.

7. Для обеспечения возможности восстановления частоты до приемлемого для кратковременной работы энергосистемы уровня (49,2 Гц) авторы рекомендуют выполнять совмещенную АЧР II (с уставками 49,0 – 48,7 Гц) на современных многоканальных микропроцессорных устройствах АЧР с регулируемыми уставками возврата по частоте (см. приложение).

8. Выполнить на соответствующих испытательных установках анализ работоспособности современных устройств АЧР в условиях асинхронного режима и дать для этих условий рекомендации по выполнению и настройке устройств АЧР.

На основании предварительных расчетов авторы предлагают адаптированный к современным

условиям вариант выполнения структуры формирования и настройки системы АЧР – ЧАПВ, которая в дальнейшем может быть скорректирована на основании более детальных исследований и работ, после чего внесена в руководящие материалы.

Возможный вариант выполнения структуры формирования и настройки системы АЧР – ЧАПВ с пояснениями приведен в приложении.

Направления работ по повышению эффективности и совершенствованию системы АЧР. Очевидно, что назрела необходимость проведения ряда работ исследовательского, проектного и организационного характера.

Необходимо активизировать работы по обеспечению участия всех электростанций в первичном регулировании частоты в соответствии с приказом РАО “ЕЭС России” от 3/VI 2000 г. № 368. С этим в значительной степени связана надежность работы электростанций и энергосистем, эффективность управления процессами ограничения отклонения и восстановления частоты при возникновении аварийных дефицитов активной мощности.

По мнению авторов, технологический регламент для атомных электростанций по работе со сниженными уровнями частоты требует доработки и уточнения. Ряд ограничений этого регламента не имеет достаточных обоснований, принят априорно и противоречит требованиям обеспечения надежности ЕЭС России. В этом плане авторы обращают внимание концерна “Росэнергоатом” на необходимость дополнительного изучения этого вопроса с учетом работы АЭС в составе ЕЭС России.

Необходимо выполнить экспериментальные исследования и разработать динамическую модель протяженной энергосистемы, пригодную для исследований переходных процессов в ЕЭС России и провести более подробные расчеты и исследования предлагаемой настройки системы АЧР, учитывая реальное изменение динамических свойств энергосистемы.

Авторы считают целесообразным осуществить подготовку и выпуск новой редакции раздела 3.3 сборника руководящих материалов “О мерах по предотвращению опасного снижения частоты в энергосистемах при внезапном дефиците активной мощности”, в которой будут учтены предлагаемые изменения, а также будут уточнены соответствующие обязанности и ответственность на всех уровнях диспетчерского управления.

Необходимо пересмотреть “Методические указания по автоматической частотной разгрузке” с учетом современных требований к АЧР и дополнить их разделом по выбору уставок и настройке устройств АЧР с реле, реагирующих на заданную скорость снижения частоты.

Следует добиться безусловного соответствия заданиям ЦДУ, ОДУ и АО-энерго фактического выполнения системы АЧР на местах по объемам

подключенной нагрузки и уставкам срабатывания. Для этого, с одной стороны, необходимо усилить законодательно-нормативную базу системы АЧР в части обязательности и ответственности за исполнение, что позволит сохранить дееспособность АЧР в условиях реструктуризации энергетики; с другой – разработать и внедрить технические средства контроля в темпе процесса за фактическим состоянием АЧР, прежде всего на верхних уставках АЧР.

Необходимо активизировать процесс замены устаревших электромеханических реле на микропроцессорную технику, что позволит сделать настройку устройств АЧР более точной, расширит функциональные возможности АЧР, упростит процесс перенастройки очередей и, возможно, в целом снизит затраты на выполнение и эксплуатацию системы АЧР.

Имеющееся в настоящее время программно-информационное обеспечение АЧР требует развития и доработки. Необходимо разработать вертикально интегрированную информационно-вычислительную систему для анализа и расчетов настройки АЧР на всех уровнях диспетчерского управления (ПЭС, АО-энерго, ОДУ, ЦДУ). При этом должны быть обеспечены межуровневый обмен информацией АЧР – ЧАПВ и ее обработка при передаче с нижнего иерархического уровня на верхний.

В объем выполняемых работ должны быть включены:

- разработка информационных баз данных АЧР – ЧАПВ и их анализ;
- составление расчетной модели энергосистем и ЕЭС России в целом;
- разработка универсальной программы расчета переходных процессов снижения частоты с проверкой эффективности настройки АЧР;
- разработка системы контроля за настройкой и фактическим состоянием системы АЧР.

Эти работы должны быть выполнены отраслевыми проектными и научно-исследовательскими институтами с привлечением наладочных и эксплуатационных организаций.

Список литературы

1. *Методические указания по автоматической частотной разгрузке (АЧР)*. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1971.
2. *Сборник руководящих материалов Главтехуправления Минэнерго СССР*, 1992.
3. *Типовой технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблоков АЭС*. 1988.
4. *ГОСТ 24278-89. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС*. 1989.
5. *Рабинович Р. С. Автоматическая частотная разгрузка энергосистем*. М.: Энергоатомиздат, 1989.
6. *Беркович М. А., Комаров А. Н., Семенов В. А. Основы автоматики энергосистем*. М.: Энергоиздат, 1981.

Приложение

Таблица 2

Вариант структуры формирования и настройки системы АЧР – ЧАПВ

| Тип и очередь | АЧР I | | АЧР II | | Процент АЧР | ЧАПВ | |
|---------------|------------|------------|-------------|----|----------------------------|----------------------|-------------------------------|
| | Гц | с | Гц | с | | Гц | с |
| 1-1 | 49,2 спец. | 0,3 | | | 4% потребления | | |
| 1-2 | 49,1 техн. | 0,3 | | | 4% потребления | | |
| 2-1 | | | 49,1 несов. | 5 | 10% потребления (суммарно) | 49,9 49,7 | 40 – 80 |
| 2-2 | | | 49,1 несов. | 7 | | | |
| 2-3 | | | 49,1 несов. | 9 | | | |
| 2-4 | | | 49,1 несов. | 11 | | | |
| 1-3 | 48,8 | 0,15 – 0,3 | 49,0 сов. | 13 | 10% суммарной АЧР II сов. | 49,9 | 60 – 70 |
| 1-4 | 48,7 | 0,15 – 0,3 | 49,0 сов. | 15 | | | |
| 1-5 | 48,6 | 0,15 – 0,3 | 48,9 сов. | 17 | 20% суммарной АЧР II сов. | 49,8 | 50 – 60 |
| 1-6 | 48,5 | 0,15 – 0,3 | 48,9 сов. | 19 | | | |
| 1-7 | 48,4 | 0,15 – 0,3 | 48,9 сов. | 21 | | | |
| 1-8 | 48,3 | 0,15 – 0,3 | 48,8 сов. | 23 | 30% суммарной АЧР II сов. | 49,7 | 40 – 50 |
| 1-9 | 48,2 | 0,15 – 0,3 | 48,8 сов. | 25 | | | |
| 1-10 | 48,1 | 0,15 – 0,3 | 48,8 сов. | 27 | | | |
| 1-11 | 48,0 | 0,15 – 0,3 | 48,8 сов. | 29 | | | |
| 1-12 | 47,9 | 0,15 – 0,3 | 48,7 сов. | 31 | 40% суммарной АЧР II сов. | 49,6 49,5 49,4 | 30 – 40 20 – 30 10 – 20 |
| 1-13 | 47,8 | 0,15 – 0,3 | 48,7 сов. | 33 | | | |
| 1-14 | 47,7 | 0,15 – 0,3 | 48,7 сов. | 35 | | | |
| 1-15 | 47,6 | 0,15 – 0,3 | 48,7 сов. | 37 | | | |
| 1-16 | 47,5 | 0,15 – 0,3 | 48,7 сов. | 39 | | | |

Пояснения к табл. 2. Для всех входящих в ЕЭС энергосистем устанавливаются общие граничные уставки АЧР и ЧАПВ.

Автоматическая частотная разгрузка АЧР I:

уставки по частоте (с возвратом + 0,1 Гц):

спецочередь (спец.) АЧР I – 49,2 Гц;

технологическая (техн.) очередь (по режимам блоков АЭС) – 49,1 Гц;

основной массив – 48,8 – 47,5 Гц, с интервалами – 0,1 Гц;
 уставка по времени не более 0,3 с.

Автоматическая частотная разгрузка АЧР II:

уставка по частоте несовмещенной (несов.) АЧР II – 49,1 Гц (с возвратом + 0,1 Гц);
 уставки по времени несовмещенной АЧР II – 5 – 11 с, с интервалами – не менее 2 с, т.е. 5, 7, 9, 11 с с равными объемами очередей или увеличенным объемом первых очередей;
 уставки по частоте совмещенной (сов.) АЧР II в системе АЧР-ЧАПВ, выполненной на современных многоканальных микропроцессорных реле с регулируемыми уставками возврата:

49,0 Гц (с возвратом + 0,1 Гц);

48,9 Гц (с возвратом + 0,2 Гц);

48,8 Гц (с возвратом + 0,3 Гц);

48,7 Гц (с возвратом + 0,4 Гц);

уставки по времени совмещенной АЧР II – 13 – 39 с с интервалами не менее 2 с, совмещенные с очередями АЧР I по мере возрастания уставки по времени от верхних уставок по частоте АЧР I к очередям с низкими уставками (ответственные потребители);

объем подключенной нагрузки каждой ступени совмещенной АЧР II определяется из условия достаточности его для восстановления частоты от нижней границы диапазона своего действия (нижняя частота совмещения ее с АЧР I) до конечного уровня подъема частоты (49,2 Гц). Общий объем совмещенной АЧР II состоит из суммы требуемых объемов на каждой уставке по частоте и величина его (по предварительным расчетам) должна составлять не менее 30% объема АЧР I, что по сравнению с действующими [2] требованиями (не менее 50%) позволит существенно сократить требуемое количество релейной аппаратуры.

Пример расчета объема совмещенной АЧР II. Расчет объема совмещенной АЧР II производится с использованием известной формулы $\Delta f = \Delta P / 2K_n$ [6], определяющей соотношение снижения частоты Δf (в герцах) при определенном значении дефицита активной мощности ΔP (в процентах потребления) и известном регулирующем коэффициенте нагрузки K_n , усредненное значение которого для большинства энергосистем (в относительных единицах) принимается равным 2,0 [5]. Тогда для восстановления частоты необходимый объем отключаемой нагрузки потребителей, соответствующий дефициту активной мощности, можно определить по формуле $\Delta P = 2K_n \Delta f$:

для уставки 49,0 Гц $2K_n(49,2 - 48,7) = 2,0\%$ потребления;

для уставки 48,9 Гц $2K_n(49,2 - 48,4) = 3,2\%$ потребления;

для уставки 48,8 Гц $2K_n(49,2 - 48,0) = 4,8\%$ потребления;

для уставки 48,7 Гц $2K_n(49,2 - 47,5) = 6,8\%$ потребления.

Общий объем совмещенной АЧР II составляет не менее 16,8% потребления или с запасом не менее 30% объема АЧР I. Распределение совмещенной АЧР II по уставкам и объемам АЧР I дано в табл. 2. Принимая суммарный расчетный объем совмещенной АЧР II (16,8% потребления) за 100%, получаем примерный объем каждой очереди 10, 20, 30 и 40%.

ЧАПВ:

уставки по частоте 49,4 – 49,9 Гц;

объем подключенной нагрузки для уставок 49,4 – 49,6 Гц (на последних очередях АЧР) – не более 10% общей мощности АЧР;

уставки ЧАПВ на высших очередях АЧР (49,2 – 49,0 Гц) равномерно распределяются по времени на частотах не ниже 49,7 Гц;

уставки по времени ЧАПВ – 10 – 90 с, с интервалом 5 с (по условию исключения срабатывания последующей очереди ЧАПВ при снижении частоты ниже уставки возврата реле).

Уставки по частоте и времени ЧАПВ выполняются:

максимальными для АЧР на верхних уставках частоты (малоответственные потребители);

снижающимися к очередям АЧР с более низкими уставками по частоте (более ответственные потребители).

В системе АЧР – ЧАПВ, выполненной на устаревших одноканальных полупроводниковых реле РЧ-1, требование о выполнении совмещенной АЧР II с регулируемой уставкой возврата реле технически выполнимо только с потерей функции ЧАПВ на существующих реле или с применением дополнительных реле для сохранения ЧАПВ.

Технологически допустимо на существующих реле с нерегулируемой уставкой частоты (коэффициента) возврата вводить весь объем каждой очереди совмещенной АЧР II (рассчитанный на восстановление частоты до уровня 49,2 – 49,3 Гц):

по одну уставку времени с уставкой частоты возврата реле;

под несколько уставок времени с запретом возврата реле.

О стабилизации уровней токов короткого замыкания в сетях 110 кВ и выше

Мозгалева К. В., инж., Неклепаев Б. Н., доктор техн. наук, Шунтов А. В., канд. техн. наук

ИВЦ Мосэнерго – Московский энергетический институт

Проблема токов КЗ в энергосистемах была и остается актуальной. Токи существенно возросли, что вынуждает менять установленное электрооборудование или принимать срочные меры по их ограничению. Наибольшие достигнутые значения токов КЗ в энергосистемах России и стран СНГ приведены далее.

| U, кВ | I _{кз} , кА | |
|-------|----------------------|-------------|
| | трехфазного | однофазного |
| 35 | 39,6 | – |
| 110 | 46,0 | 50,0 |
| 150 | 30,8 | 33,0 |
| 220 | 55,6 | 62,4 |
| 330 | 47,0 | 53,0 |
| 500 | 50,6 | 57,8 |
| 750 | 27,2 | 30,6 |

По материалам Международной электротехнической комиссии в зарубежных энергосистемах ожидаются токи трехфазного КЗ порядка 25 – 80 кА в сетях 123 – 170 кВ, 30 – 70 кА в сетях 245 – 300 кВ и 25 – 100 кА в сетях 362 – 525 кВ.

Динамика изменения наибольших токов КЗ в сетях одной из энергосистем приведена далее. На протяжении долгих лет их стабилизация на уровне 30 – 40 кА достигнута преимущественно делением сети (стадия эксплуатации) и схемными решениями (проектирование).

| | Наибольший I _{кз} , кА | | |
|------|---------------------------------|--------|--------|
| | 110 кВ | 220 кВ | 500 кВ |
| 1978 | 39,0 | 29,0 | 20,0 |
| 1983 | 45,6 | 34,6 | 26,7 |
| 1998 | 37,5 | 35,3 | 32,5 |
| 2000 | 37,6 | 35,2 | 32,7 |

Т а б л и ц а 1

| Деление сети | Год | Число точек деления в сетях напряжением, кВ | | | |
|----------------|------|---|-----|-----|-------|
| | | 110 | 220 | 500 | итого |
| Стационарное | 1978 | 45 | 11 | - | 56 |
| | 1983 | 68 | 11 | - | 79 |
| | 1993 | 88 | 17 | - | 105 |
| | 2000 | 94 | 18 | - | 112 |
| Автоматическое | 1978 | 7 | 2 | - | 9 |
| | 1983 | 21 | 3 | - | 24 |
| | 1993 | 20 | 3 | - | 23 |
| | 2000 | 22 | 4 | - | 26 |

Делением сети в данной энергосистеме охвачено около 20% коммутационных узлов (табл. 1). Причем, стационарное деление ограничило токи трехфазных КЗ в 1,3 – 2,8 раза, а однофазных – в 1,4 – 2,6 раза. Автоматическое деление сети используется реже. Оно не уменьшает электродинамических воздействий на электрооборудование линейных присоединений (выключатели, разъединители, трансформаторы тока, высокочастотные заградители) и требует более высоких соотношений предельных сквозных токов выключателей и их токов отключения. В противном случае необходимо считаться с возможным риском при работе электрооборудования в зоне ненормированных параметров.

Заметное распространение получили и схемные решения, например, схемы блочные, ответвлений от проходящих линий, заход-выход и др. Эффективность ограничения токов КЗ указанным способом сопоставима с таковой при стационарном делении сети. В качестве иллюстрации далее приведены основные характеристики сетей исследуемой системы в части подстанционных узлов, где $n_{пс}$ и $n_{уз}$ – число подстанций и узлов, которыми отражаются подстанции в расчетной схеме; $n_{ст}$ и $n_{сх}$ – число точек стационарного и схемного деления сети; $K_d = n_{уз}/n_{пс}$ – коэффициент деления сети, $n_{уз} - n_{пс} = n_{ст} + n_{сх}$.

| | 110 кВ | 220 кВ |
|----------|--------|--------|
| $n_{пс}$ | 464 | 60 |
| $n_{уз}$ | 689 | 88 |
| $n_{ст}$ | 86 | 12 |
| $n_{сх}$ | 139 | 16 |
| K_d | 1,49 | 1,47 |

Несмотря на относительно высокие значения коэффициента деления сетей, как правило, номинальные токи отключения $I_{откл.ном}$ ряда установленных выключателей оказываются ниже наибольших расчетных токов КЗ – это выключатели с недостаточной отключающей способностью, указанные в табл. 2. Такое положение характерно не только для данной, но и для других энергосистем страны¹, что связано с высокими материальными и финансовыми затратами на модернизацию или замену коммутационного оборудования. Тем не ме-

¹ Неклепаев Б. Н., Ушакова А. Д., Смольянинова Л. Н. Обзор по координации токов короткого замыкания в электрических сетях энергосистем. М.: ОРГРЭС, 1993.

нее, данные табл. 2 наглядно демонстрируют активную работу в энергосистеме по координации уровней токов КЗ.

Деление сети и схемные решения, обеспечивающие деление коммутационных узлов на непосредственно электрически не связанные части, позволяют сохранить в работе значительное число установленных выключателей. В табл. 3 и 4 оценены их требуемые объемы модернизации или замены в сетях 110 – 220 кВ рассматриваемой энергосистемы при ликвидации лишь точек стационарного деления сети, т.е. включения нормально отключенных шиносоединительных или секционных выключателей. В этом случае потребовалась бы замена 391 выключателя 110 кВ и 196 – 220 кВ, причем 72 выключателя потребовались бы с отключающей способностью 80 – 100 кА.

Структура выключателей, которые подлежали бы замене (табл. 3 и 4), представлена далее (в процентах). Отметим, что подавляющая часть типов выключателей (МКП, У, ВВН и др.) снята с производства около 20 лет назад и выработала расчетный срок службы (25 лет). Более того, их значительная часть была уже ранее подвергнута модернизации для увеличения тока отключения.

| | 110 кВ | 220 кВ |
|-----------------------------------|--------|--------|
| МКП | 33,7 | 5,3 |
| У | 4,7 | 31,8 |
| ММО | 6,1 | - |
| ВМТ | 4,4 | 0,6 |
| ВВБ | 0,8 | 15,3 |
| ВВБМ | 1,9 | - |
| ВВД | - | 19,9 |
| ВВН | 35,4 | 17,7 |
| ВВШ | 7,2 | - |
| Ячейки КРУ с элегазовой изоляцией | 5,2 | 9,4 |
| ЛТВ | 0,3 | - |
| РМ | 0,3 | - |

Т а б л и ц а 2

| Номинальное напряжение сети, кВ | Число выключателей с недостаточной отключающей способностью по годам | | |
|---------------------------------|--|----------|----------|
| | 1978 | 1983 | 2000 |
| 110 | 113(7,3) | 140(8,9) | 26(1,0) |
| 220 | 34(8,2) | 90(21,1) | 18(3,1) |
| 500 | 0 | 13(28,3) | 13(20,6) |
| Итого | 147 | 243 | 57 |

Примечание. В скобках приведен процент общего числа выключателей, установленных в энергосистеме.

Далее приведены примерные заводские стоимости современных элегазовых колонковых выключателей, устанавливаемых в энергосистеме последние 3 – 5 лет.

| $I_{откл.ном}, кА$ | Стоимость выключателя, тыс. дол. | |
|--------------------|----------------------------------|--------|
| | 110 кВ | 220 кВ |
| 40 | 30 | 70 |
| 63 | 55 | 110 |
| 80 | 100* | 200 |
| 100 | 135* | 275* |

* Экспертная оценка.

Выключатели с $I_{откл.ном} = 80$ кА – изделия штучного изготовления, а 100 кА мировой практикой использованы лишь дважды на подстанциях 500 кВ (одна в Канаде, вторая в Таиланде) и до сих пор не освоены отечественным электроаппаратостроением для номинальных напряжений сети 110 кВ и выше, поэтому можно говорить лишь об осторожных оценках стоимости выключателей с $I_{откл.ном} = 80 \div 100$ кА. В первом приближении она оказывается пропорциональной $(I_{откл.ном})^2$. При этом стоимость выключателя 110 – 220 кВ на 100 кА может достигнуть 135 – 275 тыс. дол. Дополнительные затраты на проектные, строительно-монтажные и пусконаладочные работы увеличат последнюю не менее чем на 30%. Для сравне-

Т а б л и ц а 3

| $I_{откл.ном}$ выключателей с недостаточной отключающей способностью, кА | Число выключателей 110 кВ | | | | | | | |
|--|---------------------------|--|------|----|-----|----|----|-----|
| | требующих замены, шт. | требующих замены на выключатели с $I_{откл.ном}, кА$ | | | | | | |
| | | 25 | 31,5 | 40 | 50 | 63 | 80 | 100 |
| 18,4 | 1 | - | 1 | - | - | - | - | - |
| 20 | 20 | 13 | 5 | - | - | 2 | - | - |
| 25 | 15 | - | 15 | - | - | - | - | - |
| 26,3 | 73 | - | 15 | 23 | 28 | 7 | - | - |
| 31,5 | 197 | - | - | 56 | 68 | 28 | 22 | 23 |
| 35,5 | 1 | - | - | 1 | - | - | - | - |
| 40 | 84 | - | - | - | 49 | 35 | - | - |
| Итого | 391 | 13 | 36 | 80 | 145 | 72 | 22 | 23 |

Т а б л и ц а 4

| $I_{\text{откл.ном}}$ выключателей с недостаточной отключающей способностью, кА | Число выключателей 220 кВ | | | | | |
|--|---------------------------|--|----|----|----|----|
| | требующих замены, шт. | требующих замены на выключатели с $I_{\text{откл.ном}}$, кА | | | | |
| | | 31,5 | 40 | 50 | 63 | 80 |
| 25 | 10 | 10 | - | - | - | - |
| 26,3 | 15 | - | 8 | - | 7 | - |
| 30 | 3 | - | - | 3 | - | - |
| 31,5 | 59 | - | 19 | 22 | 2 | 16 |
| 35,5 | 29 | - | 2 | 20 | 7 | - |
| 40 | 80 | - | - | 20 | 49 | 11 |
| Итого | 196 | 10 | 29 | 65 | 65 | 27 |

ния заводская цена турбогенератора 100 МВт без вспомогательных систем около 1 млн. дол.

По данным табл. 3, 4 и стоимости выключателей можно оценить, что за счет стационарного деления сети только в одной конкретной энергосистеме сэкономлены финансовые средства в десятки миллионов долларов за счет сохранения в работе и использования более дешевых установленных выключателей с номинальным током отключения не 63 – 100, а до 40 кА.

Отрицательное влияние стационарного деления сети и схемных решений – нарушение естественного потокораспределения активной мощности, что сопряжено с ростом потерь мощности и электроэнергии в сетях. С этим необходимо считаться при анализе эффективности токоограничивающих мероприятий. О степени влияния данного фактора можно косвенно судить по сопоставлению значений арифметической суммы $\Sigma I_{\text{к}}^{(3)}$ токов трехфазных КЗ на разделенных шинах или секциях расщепленного устройства электростанции или подстанции с возможным максимальным током КЗ $I_{\text{к.мах}}^{(3)}$ в случае их принудительного объединения. Практически оказывается, что $\Sigma I_{\text{к}}^{(3)} = (0,85 \div 0,95) \times I_{\text{к.мах}}^{(3)}$. При этом потери активной мощности во всей расчетной схеме сети 110 кВ и выше на максимум нагрузки возросли на 0,04% (отнесено к мощности нагрузки систем), или в 1,02 раза с учетом сетей смежных энергосистем. Напрашивается вывод, что при незначительных межзловых расстояниях такая относительно невысокая степень отклонения от естественного потокораспределе-

ния заметно ослабляет отрицательное влияние фактора потерь мощности и энергии при стационарном делении сети или использовании схемных решений. Однако данный вопрос требует дополнительного более тщательного изучения.

Выводы

1. Условия работы электрооборудования вынуждают энергосистемы применять меры по стабилизации уровней токов КЗ в сетях повышенных напряжений.

2. Стационарное деление сети и схемные решения – эффективные средства стабилизации уровней токов КЗ в сетях 110 кВ и выше, позволяющие удерживать токи преимущественно на уровне 30 – 40 кА за весь срок службы электроустановок.

3. Без использования стационарного деления сети и схемных решений токи КЗ в сетях 110 – 220 кВ могли бы превысить 40 кА и достичь 80 – 100 кА, что потребовало бы замены значительного числа выключателей и соответственно больших финансовых вложений, многократно превышающих, к примеру, ежегодную чистую прибыль, получаемую в настоящее время крупнейшими региональными энергосистемами страны.

4. Общая технико-экономическая эффективность стационарного деления сети и схемных решений для стабилизации уровней токов КЗ может снижаться за счет некоторого роста потерь мощности и энергии в электрических сетях. Следует также учитывать изменение показателей надежности работы узлов энергосистем.

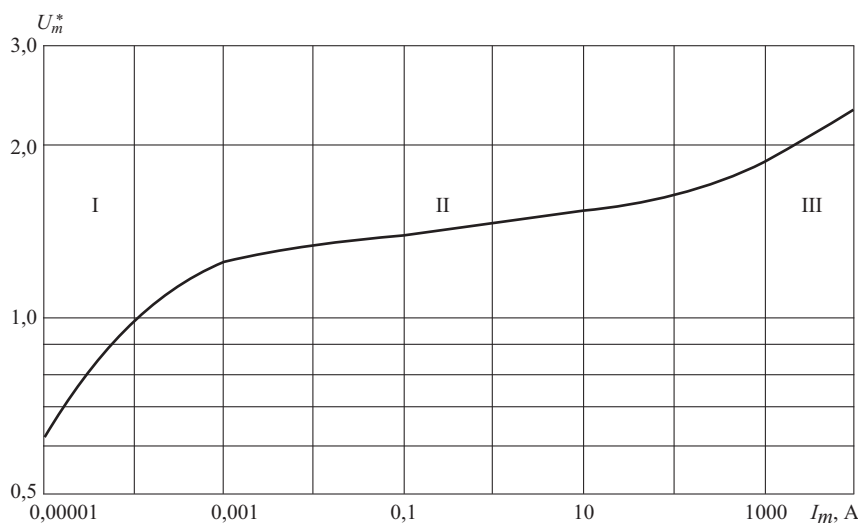
Общество с ограниченной ответственностью

«АФ-ПОЛИМЕР»

ООО «АФ-Полимер» выпускает ограничители перенапряжений нелинейные (ОПНп) с изоляцией из высокопрочного стеклопластика и с ребристым покрытием из трекинго- и атмосферостойкого кремнийорганического каучука.

По сравнению с ОПН в фарфоровых корпусах новые защитные аппараты имеют следующие преимущества:

- изготавливаются только в одноколонковом исполнении;
- взрывобезопасны, противоударны, сейсмоустойчивы, виброустойчивы;
- имеют существенно меньшие массогабаритные показатели;
- имеют низкий защитный уровень при всех видах перенапряжений;
- отсутствует сопровождающий ток после прохождения волны перенапряжений;
- для монтажа требуются незначительные расходы;
- типы исполнения – опорный и подвесной.



Вольт-амперная характеристика ограничителя серии ОПНп

Разработанные одноколонковые ОПНп на напряжения 0,22 – 35 кВ с полимерной изоляцией как внутреннего, так и наружного исполнения, а также ОПНп 110 – 750 кВ как опорного, так и подвесного типа установлены в различных энергосистемах РФ, странах ближнего и дальнего зарубежья. Опыт эксплуатации положительный.

Вся продукция изготовлена в соответствии с техническими условиями, утвержденными РАО «ЕЭС России». Качество продукции подтверждено сертификатом соответствия системы ГОС-СТАНДАРТА России.

По специальному заказу могут быть разработаны и в течение 2 – 3 месяцев изготовлены ограничители серии ОПНп на любые классы напряжения в диапазоне 0,4 – 1150 кВ переменного и постоянного тока с любыми требуемыми параметрами в пределах вольт-амперной характеристики используемых варисторов, **причем разработка оплате не подлежит.**

Юр. адрес: 193036, Россия, г. Санкт-Петербург, Невский пр., д. 107 «П»

**Факт.адрес: 193036, Россия, г. Санкт-Петербург, Невский пр., д. 111/3,
Здание ОАО «Институт СЕВЗАПЭНЕРГОСЕТЬПРОЕКТ»**

Почт. адрес: 196158, Россия, Московское шоссе, д. 10, почт. отделение № 158, а/я 419.

Тел/факс (812) 277-0780, 277-5984.

ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Результаты эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора

Брянцев А. М., Долгополов А. Г., доктора техн. наук, Лурье А. И., Евдокунин Г. А., доктор техн. наук, Бики М. А., канд. техн. наук, Уколов С. В., Авдонин А. Г., Шипицын В. П., инженеры

ОАО “Раменский электротехнический завод “Энергия” – ВЭИ – Санкт-Петербургский ГТУ – ОАО Запорожтрансформатор – Пермэнерго

Головной промышленный образец управляемого реактора типа РТУ-25000/110-У1 был изготовлен в 1997 г. кооперацией трех организаций: электромагнитная часть – Запорожским трансформаторным заводом, система подмагничивания – Раменским заводом “Энергия”, система управления – Научно-техническим центром ВЭИ в г. Тольятти. В 1998 г. реактор прошел комплексные приемосдаточные испытания и последующую опытно-промышленную эксплуатацию на мощном испытательном стенде НТЦ ВЭИ в г. Тольятти. В мае 1999 г. реактор был отправлен заказчику – в Северные электрические сети Пермэнерго, смонтирован на головной подстанции 110 кВ г. Кудымкар и в сентябре 1999 г. после проведения пусконаладочных работ запущен в эксплуатацию совместно с существующей конденсаторной батареей установленной мощностью 52 Мвар.

Технико-экономическое обоснование применения реактора на подстанции Кудымкар, расчет режимов и уставок проводились специалистами Санкт-Петербургского государственного технического университета совместно со службой режимов Пермэнерго. Научно-техническое сопровождение проекта и координацию работ осуществляли московские организации – научно-внедренческая фирма “Электроцентр”, ВЭИ им. В. И. Ленина и Департамент электрических сетей РАО “ЕЭС России”. В настоящей статье приведены основные технические решения, функциональные возможности реакторов данного типа и результаты более чем годичной промышленной эксплуатации головного образца в Северных электрических сетях.

Основным назначением управляемого реактора является стабилизация напряжения и снижение потерь от перетоков реактивной мощности на головной подстанции Кудымкар, которая получает питание от энергосистемы Пермэнерго двумя линиями 110 кВ протяженностью более 100 км. Резко переменный суточный и сезонный графики нагрузок при значительной удаленности от центра питания приводили к регулярным отклонениям напряжения в пределах от 97 (без батареи конденсаторов) до 120 кВ, ежедневной коммутации существующей конденсаторной батареи (число ком-

мутаций в год доходило до 800 раз) и постоянной работе устройств РПН трансформаторов (порядка 1800 переключений в год). Броски напряжения при коммутации конденсаторов достигали 10 – 15 кВ. Ситуация усугублялась наличием отходящих на север тупиковых линий 110 кВ, длина которых также превышает 100 км.

Наряду с ненормативными отклонениями напряжения, износом выключателей и устройств РПН энергосистема несла дополнительные затраты от потерь энергии при перетоках реактивной мощности от центра питания при отключенной конденсаторной батарее и в обратном направлении при ее включении.

В качестве альтернативного варианта развития энергоузла рассматривалось строительство параллельной линии электропередачи напряжением 220 кВ, затраты на сооружение которой более чем на порядок превышают стоимость установленного оборудования реактора РТУ-25000/110.

По своему назначению и функциональным возможностям управляемый реактор совместно с батареей статических конденсаторов (БСК) выполняет функции аналогичного по мощности синхронного компенсатора, установленного на данной подстанции, либо статического тиристорного компенсатора (СТК) той же мощности. Однако в отличие от этих вариантов регулирования напряжения и реактивной мощности в узле нагрузки управляемый реактор с БСК имеет не только значительно меньшую стоимость изготовления, но и существенно более низкие затраты на монтаж и эксплуатацию, поскольку основное высоковольтное оборудование реактора не отличается по условиям монтажа и эксплуатации от аналогичных по напряжению и мощности трансформаторов или неуправляемых реакторов, не требует закрытых помещений и высококвалифицированного специализированного персонала. Так, на данной подстанции реактор РТУ-25000/110 был успешно встроен в существующую схему подстанции с традиционным трансформаторным оборудованием, а его эксплуатация не потребовала какого-либо увеличения штата персонала или его переквалификации.

При разработке управляемого подмагничиванием реактора типа РТУ-25000/110-У1 к нему были предъявлены следующие основные технические требования.

| | |
|---|--------------|
| Номинальная мощность, кВ·А | 25 000 |
| Номинальное напряжение, кВ | 121 |
| Диапазон изменения мощности, кВ·А | 250 – 25 000 |
| Номинальный ток фазы сетевой обмотки, А | 114 |
| Ток искажения при номинальной мощности, А, не более | 1,2 |
| Максимальное значение любой из высших гармоник в токе фазы, А, не более | 5 |
| Потери, кВт, не более: | |
| холодного хода | 25 |
| короткого замыкания | 175 |
| Средний уровень звука в любом режиме, дБА, не более | 85 |
| Номинальная мощность трансформатора подмагничивания, кВ·А | 160 |
| Номинальный выпрямленный ток подмагничивания, А | 800 |
| Диапазон уставки по напряжению, кВ | 105 – 125 |

Как будет показано далее, эти требования были выполнены, что подтверждено результатами испытаний и опытной эксплуатацией реактора.

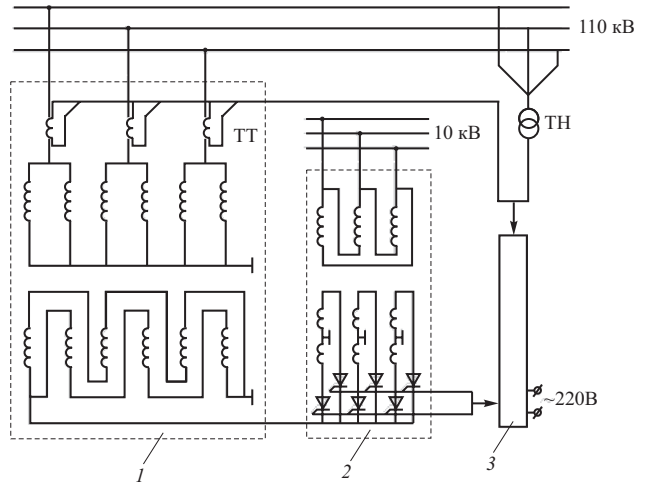


Рис. 1. Принципиальная схема электрических соединений трехфазного управляемого реактора РТУ-25000/110:

1 – электромагнитная часть РТДУ-25000/110; 2 – трансформатор со встроенным преобразователем ТМП-160/10(120/800); 3 – система управления СУРЗА (РТУ-25000/110)

Система управления, регулирования, защит и автоматики (СУРЗА) реактора предусматривает три режима работы: основной режим – режим автоматической стабилизации напряжения в узле нагрузки, ручной режим с заданным оператором значением фазного тока реактора и режим автомати-

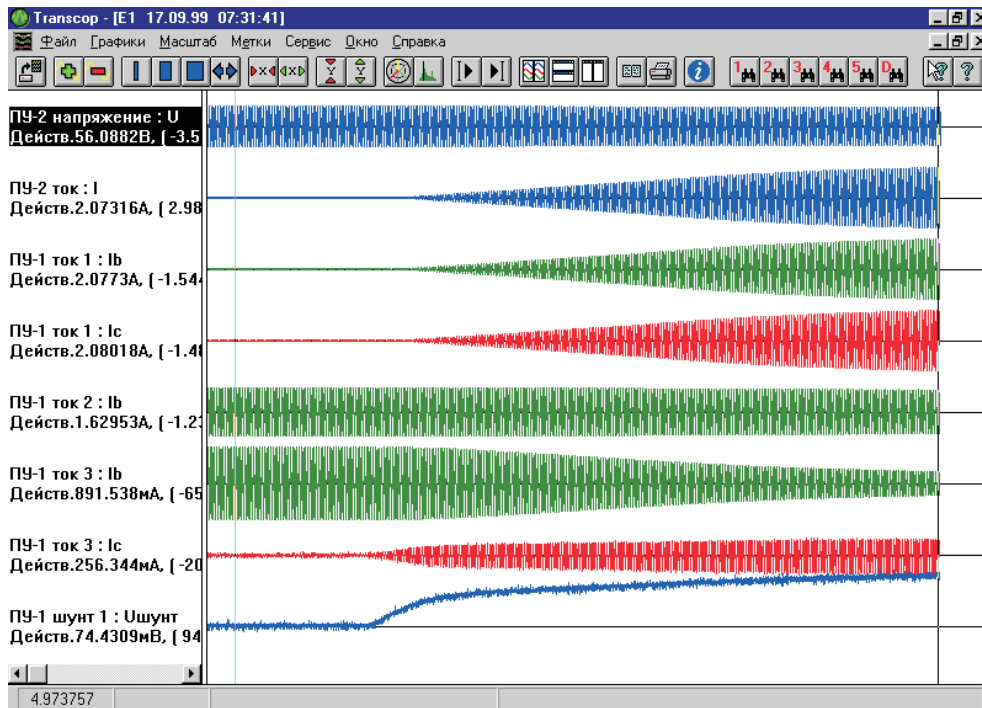


Рис. 2. Набор мощности реактора от холостого хода до номинальной:

на осциллограммах сверху вниз: напряжение шин 110 кВ подстанции; три фазных тока реактора; ток фазы конденсаторной батареи (БСК); общий ток параллельно соединенных реактора и БСК (ток масляного выключателя МВ 110 кВ); ток питания системы управления (фазы ТМП); ток подмагничивания в обмотке управления реактора

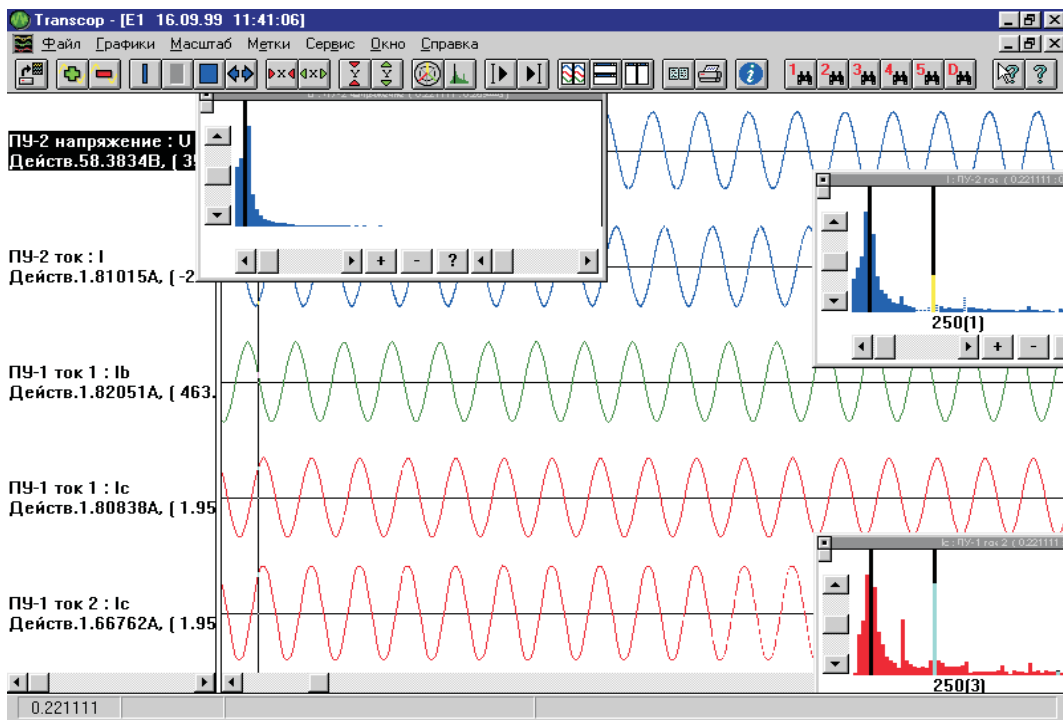


Рис. 3. Установившийся стационарный режим совместной работы РТУ и БСК на подстанции Кудымкар с номинальной нагрузкой реактора:

сверху – вниз: линейное напряжение на шинах реактора; три фазных тока реактора; ток БСК; на малых графиках – спектры гармонического состава напряжения и токов (все кривые близки к синусоидам)

зированной поддержки заданного значения реактивной мощности.

Благодаря незначительному току холостого хода реактора (менее 1 А) допускается его прямое подключение к линии или шинам подстанции через разъединитель, что также существенно снижает стоимость проекта в сравнении с СТК, в котором необходим и понижающий трансформатор, и высоковольтный выключатель. Однако в данном случае на подстанции Кудымкар реактор включен в схему параллельно с БСК через общий с ней ранее существующий выключатель 110 кВ. По рекомендациям НТЦ ВЭИ, выработанным в результате испытаний и опытной эксплуатации в Тольятти, выбран состав защит и их уставок с действием на совместное отключение РТУ и БСК в аварийных режимах.

Теория работы и принцип действия управляемых подмагничиванием реакторов с предельным насыщением магнитной цепи описаны в [1 – 5]. Принципиальная электрическая схема реактора РТУ-25000/110-У1 показана на рис. 1. Фазы сетевой обмотки реактора соединены в звезду с заземленной нейтралью, имеют встроенные трансформаторы тока и подключены к шинам подстанции. Обмотка подмагничивания соединена в двойной разомкнутый треугольник и подключена эквипотенциальными по переменному току выводами к выходу преобразователя, встроенного в трансфор-

матор подмагничивания со схемой соединения треугольник – шестилучевая звезда. Система управления связана с измерительными трансформаторами и управляющими входами преобразователя – шестипульсного выпрямителя.

Конструктивно комплекс реактора состоит из электромагнитной части РТДУ-25000/110-У1 в трехфазном исполнении, трансформатора подмагничивания ТМП-160/10 со встроенным преобразователем и системы управления СУРЗА. Электромагнитная часть по конструкции, монтажу и обслуживанию аналогична двухобмоточному трансформатору той же мощности и того же класса напряжения, располагается на территории открытого распреустройства рядом с конденсаторной батареей и подключена совместно с БСК к шинам 110 кВ подстанции через общий выключатель 110 кВ.

Трансформатор ТМП-160/10 установлен рядом с электромагнитной частью на железобетонных стойках, подключен к ячейке ЗРУ 10 кВ кабелем и соединен с выводами обмотки подмагничивания шиной.

Блок СУРЗА располагается на пульте управления подстанции, подключен к трансформаторам тока фаз реактора и трансформатору напряжения шин подстанции, а выходными цепями – к входам управления преобразователем ТМП. При изменении выходного сигнала управления СУРЗА от 2 до

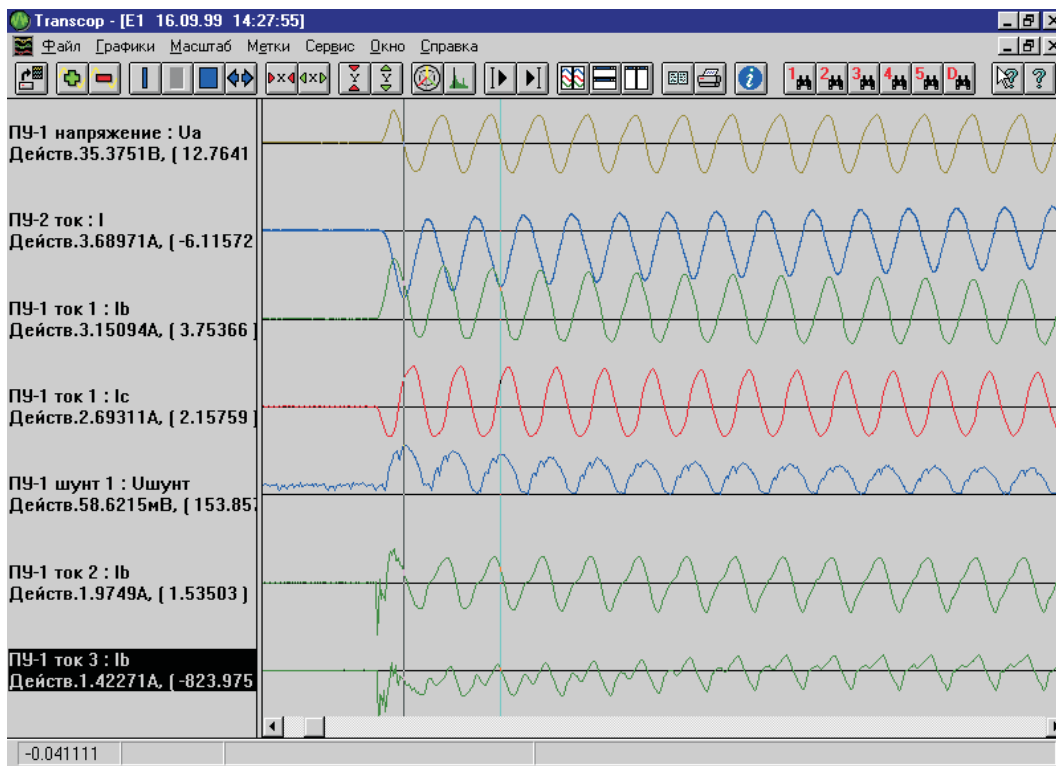


Рис. 4. Включение параллельно соединенных реактора РТУ-25000/110 с предварительным подмагничиванием и батареи конденсаторов БСК на мощность, близкую к номинальной:

сверху вниз: напряжение на реакторе; три фазных тока реактора (максимум 370 А); ток подмагничивания; ток фазы батареи; суммарный ток реактора и БСК

7 В выходной ток преобразователя через обмотку подмагничивания реактора изменяется в пределах от 0 до 800 А, при этом фазные сетевые токи реактора соответственно изменяются в пределах от тока холостого хода до номинального.

Поскольку стабилизация напряжения на шинах подстанции 110 кВ при изменении суточного графика нагрузок не требует повышенного быстродействия, техническим заданием для головного образца предусмотрена постоянная времени по изменению мощности реактора порядка 1 с. При этом номинальная мощность подмагничивания составляет 0,4% номинальной мощности реактора, что существенно упрощает и удешевляет стоимость трансформатора и преобразователя.

Головной образец реактора прошел три цикла испытаний. При изготовлении составных частей комплекса на соответствующих предприятиях проведены заводские испытания, на испытательном стенде в Тольятти прошли комплексные испытания оборудования, на подстанции Кудымкар в ходе пусконаладочных работ выполнен цикл приемосдаточных испытаний в соответствии с расширенной программой. Все этапы испытаний подтвердили соответствие реактора и его составных частей требованиям технического задания и технических условий на реакторы данного типа.

После монтажа, приемки и наладки составных частей комплекса на подстанции Кудымкар был

проведен ряд испытаний реактора РТУ-25000/110 совместно с БСК. При этих испытаниях также были сняты регулировочные и динамические характеристики реактора с БСК. Нелинейные искажения тока сетевой обмотки исследовались в установившихся режимах с различным током подмагничивания. Реактор был исследован в режимах коммутаций (включения – отключения), а также в режимах автоматической стабилизации напряжения и реактивной мощности.

Далее в качестве примера результатов испытаний на подстанции Кудымкар приведены регулировочные характеристики реактора с БСК, которые характеризуют изменение установившихся значений фазных сетевых токов реактора в зависимости от напряжения управления и тока подмагничивания, а также влияние степени загрузки реактора на напряжение шин подстанции в типичных режимах нагрузки.

| $I_{0y \text{ ртг}}$, А | $I_{\phi \text{ ртг}}$, А | $U_{л. шин}$, В |
|--------------------------|----------------------------|------------------|
| 34 | 20 | 117 |
| 113 | 40 | 116 |
| 252 | 60 | 114 |
| 430 | 80 | 112 |
| 577 | 100 | 110,5 |
| 740 | 120 | 109 |
| 940 | 142 | 107 |

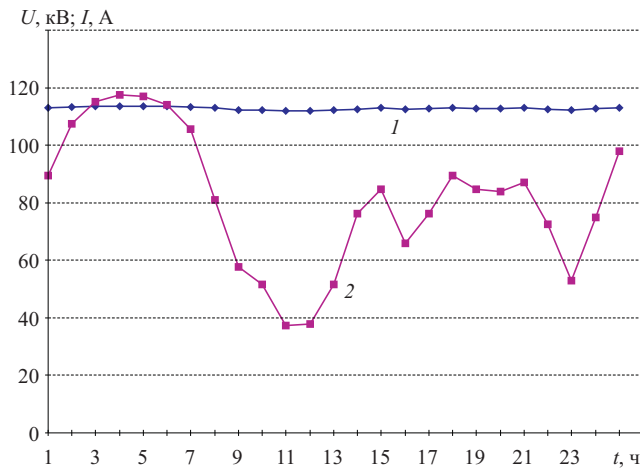


Рис. 5. Суточный график (29 марта 2000 г.) изменения напряжения на шинах 110 кВ и тока реактора РТУ-25000/110-У1 при его работе совместно с конденсаторной батареей БСК в режиме автоматической стабилизации напряжения:

1 – напряжение шин; 2 – ток фазы реактора; ток БСК – около 210 А, примерно постоянный в течение суток (на графике не показан)

Ток $I_{\text{оу рту}}$ – ток в обмотке управления реактора; $I_{\text{ф рту}}$ – фазный ток сетевой обмотки реактора; $U_{\text{л. шин}}$ – линейное напряжение шин 110 кВ подстанции.

Регулировочные характеристики реактора исследованы также в ходе многократных включений и изменения потребляемой мощности с помощью системы управления.

В итоге получены следующие результаты.

Ток холостого хода (действующее значение) $I_{\text{хх}}$ равен 0,6 А

Максимальный ток фазы реактора (при полностью открытых тиристорах преобразователя ТМП) $I_{\text{max}} = 142$ А

Таким образом, практически достигнутый диапазон изменения мощности составил 120 – 27 500 кВ·А.

Эффективность воздействия реактора на напряжение в точке подключения на шинах подстанции Кудымкар при его переходе от режима холостого хода к номинальной нагрузке в ручном режиме работы с БСК составила 10 кВ (около 9%).

В основном режиме работы (автоматическая стабилизация напряжения на шинах подстанции) отклонения напряжения на шинах 110 кВ в течение суток не превышают 1,5%, что зафиксировано неоднократно суточным осциллографированием.

В ходе исследований динамических режимов зафиксировано, что время перехода реактора от режима холостого хода (0,6 А) до номинального тока (114 А) при полностью открытых тиристорах ТМП составляет 5 с, постоянная времени набора мощности в режиме автоматической стабилизации напряжения равна 1,5 с, а постоянная времени сброса мощности – около 2 с. Эти динамические

характеристики полностью удовлетворяют условиям регулирования напряжения на подстанции Кудымкар. Следует отметить, что для реакторов с подмагничиванием этого типа принципиально возможно достижение быстродействия порядка 0,2 с и даже менее.

Характерные осциллограммы переходного процесса набора мощности реактора показаны на рис. 2. Осциллограммы получены с помощью многоканального цифрового регистратора аварийных процессов (ЦРАП) производства “Парма”, г. Санкт-Петербург. На этом рисунке время записи осциллограмм составляет 5 с, при этом переходный процесс набора мощности составляет 4 – 5 с.

По результатам осциллографирования стационарных режимов работы реактора от холостого хода до номинального режима через каждые 20 А фазного тока анализировался гармонический состав сетевого тока и напряжения шин подстанции. Характерные осциллограммы для режима номинальной мощности показаны на рис. 3. При номинальной нагрузке реактора нелинейные искажения в токе реактора, и что наиболее важно в линейном напряжении, практически отсутствуют, они оказались ниже уровня чувствительности измерительной аппаратуры, т.е. существенно менее 1%. В промежуточных режимах ток искажения не превышал 5 А (4,4%), однако заметных искажений напряжения сети при этом не возникало. Следует отметить, что в последнее время уже на основе теоретических разработок, полученного опыта при проектировании и испытаниях РТУ-25000/110 разработаны новые эффективные меры по дальнейшему радикальному снижению искажений в токе реакторов.

Коммутационные режимы реактора исследовались путем многократных включений и отключений реактора масляным выключателем 110 кВ при различных значениях сетевого тока и тока подмагничивания как в режиме совместной работы с БСК, так и без конденсаторной батареи. Максимальный ток фазы при включении подмагниченного реактора с учетом апериодической составляющей не превышает 300 А.

Характерные осциллограммы коммутационных режимов включения предварительно подмагниченного, параллельно соединенного с БСК реактора приведены на рис. 4. Как видно из приведенных осциллограмм, при этом перенапряжений в сети и существенных бросков тока в обмотках реактора и прилегающей сети не наблюдалось. Это очень важно, так как режим включения параллельно соединенных БСК и реактора с предварительно установленным требуемым уровнем подмагничивания является наиболее оптимальным режимом включения с точки зрения возникновения перенапряжений и обеспечивает безынерционный выход реактора на установленный уровень потребления реактивной мощности.

Следует подчеркнуть, что на подстанции Кудымкар до установки РТУ при ежедневной двукратной коммутации БСК коммутационные выбросы напряжения превышали 10 кВ и приводили к нежелательной работе РПН трансформаторов головной подстанции и других потребителей. С появлением реактора необходимость коммутации БСК в течение суток исчезла. Однако и при эпизодическом включении РТУ с БСК после профилактических или регламентных работ совместное включение БСК с предварительно подмагниченным реактором, как это уже было показано на [рис. 4](#), не приводит к существенным отклонениям напряжения в переходном процессе. Кроме того, возможность непрерывной работы БСК совместно с РТУ без отключений привела к улучшению формы кривой напряжения на шинах подстанции.

После введения реактора в промышленную эксплуатацию в автоматическом режиме работы осуществлялся круглосуточный контроль тока реактора и напряжения шин по каналам телемеханики.

На [рис. 5](#) построен суточный график работы реактора с конденсаторной батареей БСК в режиме автоматической стабилизации напряжения. Видно, что напряжение в сети поддерживается в узких пределах от 115 до 117 кВ. Важно отметить, что в течение суток устройства РПН в трансформаторах не работали. Ток БСК – порядка 210 А, примерно постоянный в течение суток (БСК ни разу не коммутировалась). Ток реактора изменялся в пределах от 37 до 118 А.

Для сравнения опишем суточный график без управляемого реактора. Напряжение сети изменялось от 117 кВ (днем, при включенной БСК) до 100 (ночью, при выключенной БСК). В течение суток устройство РПН каждого трансформатора на главной и отходящих подстанциях срабатывало 5–7 раз (до установки БСК и управляемого реактора в течение суток напряжение сети изменялось от 95 до 118 кВ).

На [рис. 6](#) показан общий вид реактора на подстанции Кудымкар.

После 9 мес эксплуатации реактора на базе предприятия Северных электрических сетей Пермэнерго был проведен семинар с участием Департамента электрических сетей РАО «ЕЭС России» и представителей ряда энергосистем. В заключительных документах совещания зафиксированы следующие результаты промышленной эксплуатации головного образца управляемого реактора 110 кВ в Пермэнерго:

колебания напряжения в точке подключения в режиме автоматической стабилизации малы и составляют не более 1,5% относительно напряжения сети (напряжения уставки);

число коммутаций БСК и РПН трансформаторов сократилось примерно в 100 раз и составляет в среднем одно отключение в месяц, это существен-



Рис. 6. Управляемый подмагничиванием реактор типа РТУ-25000/110 на подстанции Кудымкар

но увеличило надежность эксплуатации оборудования подстанции;

получена существенная экономия потерь мощности (более 1,5 МВт) в часы максимумов графика нагрузок за счет снижения потерь от перетоков реактивной мощности в питающих и отходящих линиях;

в режиме автоматической работы реактор не требует вмешательства эксплуатационного персонала;

обеспечено бесперебойное электроснабжение потребителей Коми-Пермяцкого автономного округа, что позволило отнести на 10–15 лет запланированное ранее строительство линии 220 кВ на север Пермской области.

Управляемые подмагничиванием реакторы – это новое электротехническое оборудование. Как известно, ко всему новому всегда со стороны эксплуатации возникает настороженное отношение по многим соображениям, прежде всего по параметрам нового оборудования, практическим вопросам его эксплуатации и накопленному опыту работы.

Известно, что у некоторых специалистов имеется ошибочное мнение о двух основных недостатках параметров управляемых подмагничиванием реакторов: большой их инерционности (малом быстродействии) и несинусоидальности их тока (больших нелинейных искажениях в сети).

Что касается быстродействия управляемого реактора РТУ-25000/110-У1, то и по расчету, и по результатам испытаний его быстродействие составляет для разных режимов набора и сброса мощности от 1 до 5 с. Для данного типа реактора такое малое быстродействие вполне достаточно, поскольку его основным назначением является стабилизация напряжения при изменении графика нагрузки в течение суток.

В настоящее время разработчики и изготовители управляемых подмагничиванием реакторов

всех типов и классов напряжений (от 6 до 500 кВ) предложили и освоили соответствующие технические решения, которые могут при необходимости обеспечить быстродействие реакторов порядка 0,1 – 0,2 с [3, 4], а иногда и выше (например, для управляемых подмагничиванием дугогасящих реакторов – порядка 0,01 – 0,02 с [3, 5]).

Особо следует остановиться на нелинейности управляемых подмагничиванием реакторов. Принцип действия этих реакторов таков, что нелинейные искажения в токе реактора должны всегда быть не хуже, чем в тиристорных СТК. Однако в управляемых реакторах есть еще и ряд особенностей их электромагнитных процессов, которые существенно снижают искажения тока. В частности, в реакторах при номинальной нагрузке (вблизи режима полупредельного насыщения), при максимальной нагрузке (в режиме предельного насыщения) и примерно при 50% нагрузки теоретически искажений вообще нет, а практически они минимальны. Так, при испытаниях реактора РТУ-25000/110-У1 в номинальном режиме чувствительности прибора не хватило, чтобы зафиксировать ток искажения, т.е. ток искажения оказался существенно ниже 1%. Ток искажения 5 А (по отношению к номинальному току это составляет 4,4%) был только в каком-то ограниченном диапазоне изменения тока реактора. В самое последнее время уже на основе теоретических разработок, полученного опыта при проектировании и испытаниях реактора РТУ-25000/110 разработаны новые эффективные меры по радикальному снижению искажений в токе реакторов.

Важно подчеркнуть, что процентное значение тока искажения реактора вовсе не должно автоматически отождествляться с процентным искажением напряжения сети в точке подсоединения реактора. А эти проценты искажения напряжения зависят от соотношения сопротивлений реактора и сети, при этом, как правило, искажение сети в процентах много меньше. При испытаниях реактора РТУ-25000/110-У1 в сети даже при токе искажения реактора порядка 5 А искажений в напряжении более 1% зафиксировать не удалось.

Что касается практических вопросов использования новых управляемых подмагничиванием реакторов, то об этом уже говорилось. Они имеют относительно небольшую стоимость, существенно сниженные затраты на монтаж и эксплуатацию.

Как было уже отмечено, на подстанции Кудымкар реактор РТУ-25000/110 был успешно встроен в существующую схему подстанции с традиционным трансформаторным оборудованием, а его эксплуатация не потребовала какого-либо увеличения штата персонала или его переквалификации.

Одним из самых важных аргументов при решении вопроса о внедрении нового оборудования является наличие положительного опыта эксплуатации. За время эксплуатации реактора РТУ-25000/110 с сентября 1999 г. по настоящее время аварийных отключений реактора и ложных срабатываний релейной защиты не было. Претензий со стороны персонала подстанции к процессу эксплуатации реактора нет.

Выводы

1. Управляемый реактор РТУ-25000/110-У1 является эффективным средством стабилизации напряжения, снижения потерь и числа коммутаций выключателей и РПН трансформаторов в протяженных линиях с переменным суточным графиком нагрузки.

2. Совместно с батареей конденсаторов он может быть рекомендован к применению вместо синхронных и статических компенсаторов реактивной мощности.

3. Установленный на подстанции Кудымкар реактор РТУ-25000/110-У1 может быть принят за прототип при разработке управляемых реакторов для сетей 220 – 500 кВ.

Список литературы

1. *Управляемые реакторы*. – Электротехника, 1991, № 2 (номер целиком посвящен управляемым подмагничиванием реакторам).
2. Пат. 2132581 (РФ). Электрический управляемый подмагничиванием трехфазный реактор / Брянцев А. М., Долгополов А. Г., Лурье А. И. и др. – Оpubл. в Б. И., 1999, № 18.
3. *Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы – новое электротехническое оборудование* / Брянцев А. М., Базылев Б. И., Бики М. А. и др. – Энергетик, 2000, № 1.
4. *Электромагнитные процессы в мощных управляемых реакторах* / Бики М. А., Бродовой Е. Н., Брянцев А. М. и др. – Электричество, 1994, № 6.
5. *Управляемые подмагничиванием дугогасящие реакторы с автоматической компенсацией емкостного тока замыкания на землю для сетей 6 – 35 кВ* / Брянцев А. М., Лурье А. И., Долгополов А. Г. и др. – Электричество, 2000, № 7.

Применение устройств электрoзащитного и противопожарного отключения АСТРО-УЗО в электрических сетях 380 – 220 В

Кузнецов А. П., канд. техн. наук

АО “Фирма ОРГРЭС”

Устройства электрoзащитного и противопожарного отключения (УЗО) предназначены для быстрого отключения контролируемой электроустановки от питающей электросети 220 – 380 В при однофазной или несимметричной трехфазной утечке тока на землю. Утечка тока может быть вызвана повреждением изоляции провода, кабеля электросети и электрических приборов, а также прикосновением человека к токоведущим частям электроустановки.

Повреждение изоляции кабелей, проводов во многих случаях приводит к воспламенению изоляции и пожарам в промышленных, общественных и жилых зданиях. Прикосновение человека к токоведущим частям электроустановки часто сопровождается электротравматизмом.

Число пожаров и жертв от электротравматизма по электротехническим причинам может быть практически исключено или во много раз снижено при использовании устройств электрoзащитного и противопожарного отключения.

Защитное отключение получает все большее распространение в России. Оно рекомендовано в качестве одного из основных средств по обеспечению электробезопасности и предотвращению пожаров в электроустановках [1 – 10].

По поручению РАО “ЕЭС России” АО “Фирма ОРГРЭС” проведен анализ опыта эксплуатации устройств УЗО, выпускаемых в Российской Федерации, рассмотрены характеристики и результаты испытаний выпускаемых устройств и отраслевые НТД. Результаты проведенной работы использованы при подготовке рекомендаций по применению и техническому обслуживанию устройств УЗО.

Рекомендации по применению устройств электрoзащитного и противопожарного отключения. Современные устройства защитного и противопожарного отключения выполняются на основе электромеханической или электронной базы. Практика показывает, что наиболее высокую надежность работы имеют электромеханические устройства УЗО. Эти устройства более просты и более надежны в эксплуатации и не требуют источника питания.

Устройства УЗО на электронной базе содержат значительно больше элементов, теряют работоспособность при обрыве нулевого проводника сети, требуют дополнительного источника питания и не соответствуют многим требованиям эксплуатации. Указанные недостатки существенно снижают надежность и усложняют работу электроустановки. Применение электронных устройств

УЗО целесообразно только как дополнительные средства защиты.

Электромеханические УЗО срабатывают за счет энергии тока утечки, который вызывает действие электромагнитной защелки и пружинного расцепителя. Электромеханические УЗО (рис. 1), как правило, содержат магнитопровод 1, магнитоэлектрическую защелку 2, резистор тестовой цепи, механизм расцепителя 3, кнопку теста 4, контактную группу, рабочие проводники. Для проверки работоспособности УЗО используется кнопка “Тест”. Срабатывание УЗО при нажатии кнопки и отключение УЗО свидетельствуют о его исправности.

Одним из наиболее перспективных отечественных и зарубежных устройств защитного и противопожарного отключения устройств является электромеханическое устройство АСТРО-УЗО, выпускаемое серийно государственным предприятием “Опытный завод МЭИ”.

Начиная с 1995 г. на различных объектах промышленного, общественного и социально-бытового назначения внедрено более 100 000 устройств АСТРО-УЗО (опыт эксплуатации положительный). Устройства имеют высокую надежность и просты в эксплуатации. Высокие характеристики АСТРО-УЗО подтверждены результатами испытаний на стендах АО “Фирма ОРГРЭС”. Основные технические характеристики устройств АСТРО-УЗО приведены далее.

| | |
|---|-----------------------|
| Номинальное напряжение U_n , В | 220,380 |
| Номинальный ток нагрузки I_n , А | 16, 25, 40, 63, 80 |
| Номинальный отключающий дифференциальный ток (уставка по току утечки) $I_{\Delta n}$, мА | 10, 30, 100 |
| Номинальное время отключения T_n , не более, с | 0,03 |
| Номинальный неотключающий дифференциальный ток $I_{\Delta no}$ | $0,5I_{\Delta n}$ |
| Номинальная включающая и отключающая способность I_n , А | 1500 |
| Номинальная включающая и отключающая способность по дифференциальному току $I_{\Delta n}$, А | 500 |
| Номинальный условный ток короткого замыкания (ожидаемый расчетный) при последовательно включенной плавкой вставке 63 А I_{nc} , А | 6000; 10 000 |
| Диапазон рабочих температур, °С | –25 – +40 |
| Сечение подключаемых проводников, мм ² | 0,75 – 25 |
| Срок службы, не менее: | |
| лет | 10 |
| электрических циклов | 4000 |
| механических циклов | 10 000 |

Габаритные и установочные размеры приведены на рис. 2.

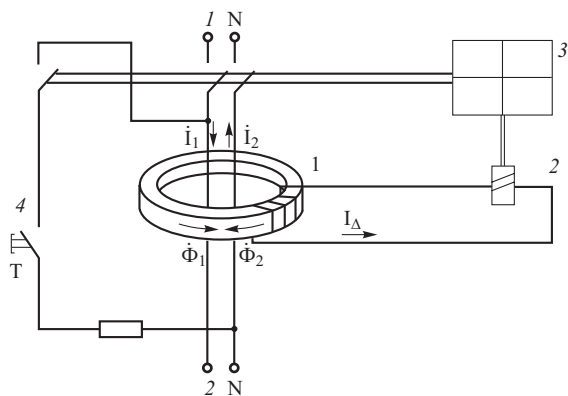


Рис. 1. Структурная схема УЗО

Применение АСТРО-УЗО не требует больших трудозатрат и вместе с тем весьма эффективно – уровень электробезопасности повышается в 100 раз [7].

Монтаж УЗО не требует большой реконструкции электропроводки зданий, в отдельных случаях достаточно установить УЗО во вводном электрощите.

Внедрение УЗО позволяет решить еще одну важную задачу. Во многих промышленных, общественных и жилых зданиях изоляция скрытой электропроводки исчерпала свой ресурс. Замена электропроводки связана с большими трудозатратами и практически не проводится. Поэтому имеется реальная опасность возникновения пожаров в зданиях, вызванных повреждением электропроводки при значительных токах утечки (300 мА и более) [6 – 8].

Наличие УЗО, работающего в “ждущем” режиме, обеспечивает автоматический контроль значений токов утечки. Для повышения электробезопасности и снижения пожароопасности рекомендуется в ряде случаев использовать двухступенчатую селективную систему защитного отключения с отстройкой по времени и току отключения.

При использовании на электростанциях и предприятиях электросетей устройства АСТРО-УЗО устанавливаются на вводных и распределительных щитках, доступных при техническом обслуживании устройств. Места установки АСТРО-УЗО выбираются с учетом включения в зону действия электрозакщитных устройств, наиболее опасных, с точки зрения электротравматизма участков электросети, которые могут оказаться под напряжением при повреждении изоляции (розеточные группы, электроинструмент, электродвигатели и др.).

В разветвленных схемах электроснабжения предприятий устройства электрозакщитного отключения рекомендуется устанавливать на вводе электросети и ответвлениях сети, питающих группы потребителей, с обеспечением селективного действия установленных устройств.

Устройства защитного отключения устанавливаются последовательно с защитным аппаратом (автоматическим выключателем), при этом номи-

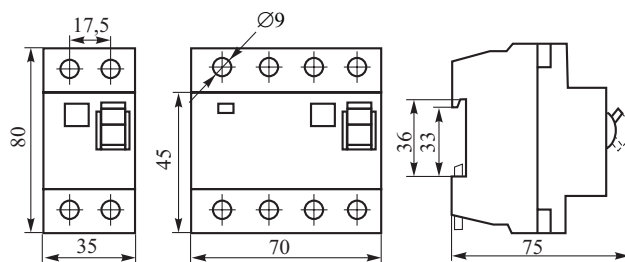


Рис. 2. Габаритные и установочные размеры АСТРО-УЗО

нальный ток устройства должен быть выбран равным или на ступень выше номинального тока защитного аппарата.

Рекомендации по техническому обслуживанию устройств защитного и противопожарного отключения. Перед включением АСТРО-УЗО в эксплуатацию необходимо убедиться в правильности выполнения электрических соединений и надежности затяжки винтов.

Для проверки работоспособности устройства следует подать на входные зажимы напряжение сети, перевести переключатель в положение “Вкл” и нажать кнопку “Тест”. При нажатии кнопки “Тест” устройство должно отключиться, а переключатель должен переключиться в положение “Выкл”. Если устройство не отключается при нажатии кнопки “Тест”, оно должно быть отключено переводом переключателя в положение “Выкл”.

Эксплуатация устройства, не отключающегося при нажатии кнопки “Тест”, не допускается. Устройство должно быть направлено в ремонт, который осуществляется специализированными мастерами.

Техническое обслуживание УЗО в процессе эксплуатации заключается в регулярной проверке его работоспособности с помощью кнопки “Тест”, проверке фиксации переключателя в положениях “Вкл” и “Выкл” и осмотре электрических соединений.

Периодичность проверки устройства устанавливается в соответствии с требованиями паспорта на устройство, но не реже одного раза в месяц.

Для обеспечения безопасности при эксплуатации УЗО не допускается вскрывать крышку устройства, выполнять монтажные и профилактические операции под напряжением, эксплуатировать неопломбированные устройства.

При контроле электроустановок с применением УЗО необходимо периодически производить измерение “фонового” тока утечки в зоне защиты устройства, а также замер отключающего дифференциального тока, выявление дефектных цепей установки и проверку работоспособности самого УЗО.

Определение реального значения порога срабатывания (отключающего дифференциального тока I_{Δ}) УЗО проводится по схеме, представленной на рис. 3, при отключенном автоматическом выключателе АВ. С помощью дополнительной цепи с миллиамперметром и регулировочным резистором

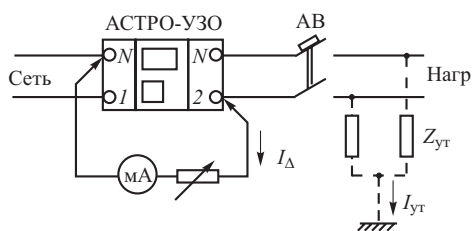


Рис. 3. Схема измерения порога срабатывания АСТРО-УЗО (дифференциального отключающего тока) и тока утечки на землю электроустановки

искусственно создается дифференциальный ток. В схеме используется миллиамперметр переменного тока с пределами от 0 до 500 мА и переменный резистор с диапазоном регулирования сопротивления в пределах от 0,5 до 500 кОм.

При плавном снижении сопротивления резистора фиксируется показание прибора в момент срабатывания УЗО. Зафиксированное значение тока есть отключающий дифференциальный ток I_{Δ} данного УЗО. Значение этого тока согласно требованиям стандартов должно быть в пределах $0,5 I_{\Delta n} \div I_{\Delta n}$ [4]. Если значение I_{Δ} выходит за границы указанного диапазона, устройство подлежит замене.

Измерение “фонового” тока утечки на землю производится по схеме, представленной на рис. 3 при включенном АВ. При плавном изменении сопротивления резистора добиваются срабатывания УЗО и фиксируют показание прибора ($I_{изм}$) в момент срабатывания устройства.

Ток утечки на землю определяется по формуле

$$I_{ут} = I_{\Delta} - I_{изм}.$$

Если значение тока утечки превышает 1/3 значения номинального отключающего дифференциального тока $I_{\Delta n}$ устройства, то это свидетельствует о том, что в цепях электроустановки имеется дефектная цепь. Для нахождения дефектной цепи проводятся повторные измерения $I_{ут}$ с последовательным отключением отдельных электроцепей.

Для проверки работоспособности устройства в составе электроустановки здания используется переносной прибор АСТРО-ТЕСТ. Проверка производится по схеме, представленной на рис. 4.

Прибор имитирует протекание тока утечки заданного значения, равного номинальному отключающему дифференциальному току УЗО, в течение ограниченного времени до 200 мс. Комплексная проверка позволяет определить целостность защитного проводника PE, правильность выбора уставок и селективность устройства, надежность клеммных соединений в электроустановке.

Выводы

1. Повреждение изоляции кабелей и проводов в электрических сетях 380 – 220 В электрических

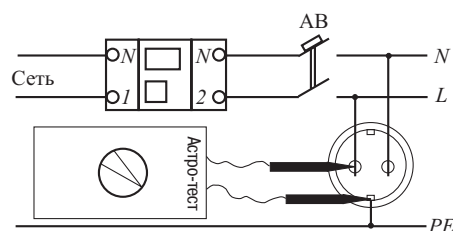


Рис. 4. Схема комплексной проверки АСТРО-УЗО в составе электроустановки

станций, предприятий электрических сетей, промышленных, общественных и жилых зданий приводит к воспламенению изоляции и пожарам. Прикосновение человека к токоведущим частям в этих сетях может сопровождаться электротравматизмом.

2. Число пожаров и жертв электротравматизма во много раз снижается при использовании устройств электрозащитного и противопожарного отключения, обеспечивающих быстрое отключение контролируемого присоединения.

3. Одним из наиболее перспективных устройств электрозащитного и противопожарного отключения является электромеханическое устройство АСТРО-УЗО, серийно выпускаемое государственным предприятием ОПЗ МЭИ. Устройства имеют высокую эксплуатационную надежность и просты в эксплуатации.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок. М.: НЦ ЭНАС, 1999.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: СПО ОРГРЭС, 1996.
3. ГОСТ Р50572.3-91 (МЭК 362-4-41-92). Электроустановки зданий. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током.
4. ГОСТ Р50807-95 (МЭК 755-83). Устройства защитные, управляемые дифференциальным током. Общие требования и методы испытаний.
5. ГОСТ 12.4.155-85 ССБТ. Устройства защитного отключения. Классификация. Общие технические требования.
6. Якобс А. И. Электрозащитная эффективность и надежность устройств защитного отключения. – Электричество, 1996, № 4.
7. Вейнберг М. Е., Кузилин А. В., Якобс А. И. Применение устройств защитного отключения в двухпроводных электрических сетях 220 В – эффективный способ повышения электробезопасности в жилых и общественных зданиях России. – Промышленная энергетика, 1997, № 12.
8. Проблемы применения устройств защитного отключения в аспекте требований пожарной безопасности / Душкин Н. Д., Рязанов А. В., Монаков В. К., Смирнов В. В. – Безопасность труда в промышленности, 1997, № 6.
9. Корякин Р. Н. Научные основы концепции электробезопасности промышленных электроустановок. – Промышленная энергетика, 1997, № 7.
10. Методические указания по испытаниям устройств защитного отключения (УЗО) при сертификации электроустановок зданий. М.: ОАО “Технопарк-Центр”, 1997.

ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

Металлические сборно-разборные подмости для ремонта статоров гидрогенераторов

Ивашнев В. К., Петров А. С., инженеры

ПРП АО Карелэнерго

При капитальном ремонте вертикального гидрогенератора, как правило, выполняется демонтаж ротора, крестовины и другого оборудования. Для проведения ремонтных работ на сердечнике и обмотке статора в его расточке оборудуются подмости, включающие рабочий настил, лестницы, трапы и ограждения. Монтаж таких подмостей связан с большими материальными и трудовыми затратами. Большая часть этих затрат приходится на сооружение рабочего настила, полностью или частично перекрывающего проем в расточке статора.

До недавнего времени на всех гидростанциях АО Карелэнерго для сооружения рабочего настила и подмостей в целом применялись деревянные конструкции. На их сборку и последующую разборку затрачивалось много времени, что значительно удлиняло ремонтный цикл гидрогенератора. Сборка деревянного настила, как правило, осуществлялась из отдельных элементов (в виде брусков, досок), которые подгонялись и собирались по месту. Такие работы в шахте гидрогенератора трудоемки и небезопасны для ее исполнителей.

Для обеспечения требований пожарной безопасности древесина подмостей должна подвергаться огнестойкой пропитке, что еще больше увеличивало затраты на изготовление подмостей.

Деревянные конструкции к тому же имеют ограниченный срок эксплуатации и зачастую на практике являются одноразовыми.

С 1998 г. в АО Карелэнерго на большинстве гидростанций при проведении капитальных ремонтов гидрогенераторов начали применять металлические сборно-разборные подмости, разработанные и изготовленные в производственном ремонтном предприятии (ПРП).

Подмости металлические (рисунок) состоят из секционного кольцевого настила, крышки, ограждения, лестницы-мостика.

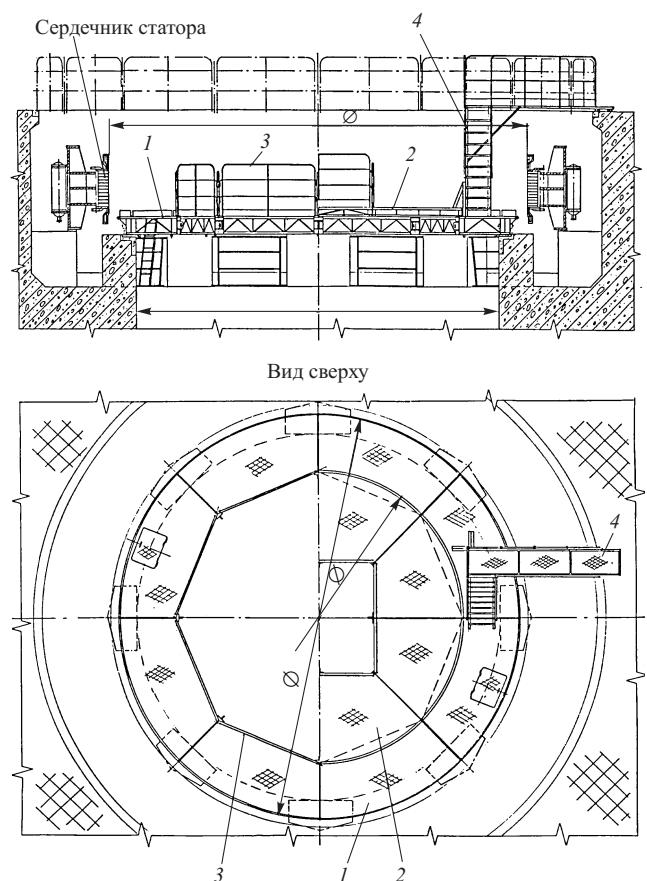
Основные технические данные данных металлических подмостей для ремонта статоров генераторов разных гидроэлектростанций АО Карелэнерго приведены в таблице.

Кольцевой настил и крышка выполнены сборно-разборными, состоящими из отдельных секций с фланцевым креплением на болтах. Такая конструкция обеспечивает легкую собираемость подмостей, удобство для транспортировки и хранения.

Учитывая дефицит площадей в машинном зале гидростанции в период капитального ремонта какого-либо гидроагрегата, кольцевой настил подмостей можно собирать вокруг соседнего работающего гидроагрегата.

Собранный кольцевой настил устанавливается с помощью штатного крана на подготовленное место в расточке статора. Затем собирается и устанавливается на кольцевой настил лестница-мостик.

В зависимости от объема ремонтных работ отверстие кольцевого настила перекрывается крышкой, которая может использоваться как дополнительная площадка для размещения материалов и инструмента. Центральное отверстие в крышке пре-



Подмости для ремонта статора генератора:

1 – настил кольцевой; 2 – крышка; 3 – ограждение; 4 – лестница-мостик

| Технические данные | Ондская ГЭС | Беломорская, Выгостровская и Палокоргская ГЭС | Подужемская ГЭС | Кривопорожская ГЭС |
|--|----------------|---|--------------------|-----------------------|
| Обозначение подмостей | ПРС-00 | ПРС-2 | ПРС-3 | ПРС-4 |
| Габаритные размеры (наружный диаметр настила кольцевого), мм | 6360 | 7860 | 9500 | 7860 |
| Ширина настила кольцевого, м | 1,2 | 1,3 | 15 | 1,2 |
| Масса настила кольцевого, кг | 2124 | 2275 | 2680 | 1940 |
| Масса крышки, кг | 893 | 1365 | 1540 | – |
| Допускаемая нагрузка, кг | 1000 | 1000 | 2000 | 2000 |

дусмотрено для подачи каких-либо материалов, коммуникаций в нижнюю часть шахты гидрогенератора.

Если необходимости в установке крышки нет, то по периметру отверстия кольцевого настила заранее, при его сборке в машинном зале, устанавливаются секционные перильные ограждения.

Общее время на сборку кольцевого настила и подмостей в целом с установкой их на место составляет приблизительно 4 ч.

Кольцевой настил с крышкой или с ограждением обеспечивает безопасные и благоприятные условия труда для ремонтного персонала при выполнении ремонтных работ на сердечнике и обмотке статора, а лестница-мостик обеспечивает безопасный выход работников с пола машинного зала на кольцевой настил.

Указанные подмости являются многоуровневыми. Они не требуют специального ухода и обслуживания.

По мнению специалистов гидроэлектростанций каскада Выгских ГЭС эффективность использования металлических сборно-разборных подмостей заключается в следующем.

1. Отпала необходимость в строительстве деревянных лесов. Монтаж подмостей в сравнении со строительством лесов дает экономию времени ориентировочно от 40 до 60 чел-ч.

2. Инвентарные металлические подмости собираются на монтажной площадке, что, собственно, экономит время самого капитального ремонта, так как на время сборки настила кольцевого и крышки не требуется приостановка других ремонтных работ, проводимых в шахте гидрогенератора.

3. Инвентарные металлические подмости при необходимости без разборки целиком легко убираются из рабочей зоны и также легко устанавливаются обратно. Они могут собираться как в виде сплошного настила с перекрытием кратера турбины, так и с образованием проема, позволяющего вести работы на генераторе и турбине одновременно. Установка нижней крестовины при этом не обязательна. При использовании деревянных лесов для создания сплошного настила требовалась установка нижней крестовины, что значительно увеличивало трудоемкость (ориентировочно 80 чел-ч) и снижало технологичность работ.

4. Металлические подмости пожаробезопасны и соответствуют правилам ТБ. Подмости ПРС-00 используются на четырех генераторах, а подмости ПРС-2 подходят для использования на восьми генераторах из 15.

5. Металлические подмости позволили в проведенных капитальных ремонтах на Ондской ГЭС, Выгостровской ГЭС и Беломорской ГЭС (5 агрегатов) сэкономить до 50 м³ пиломатериалов.

ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

По поводу статьи Бирюкова Д. Б., Воронина В. П., Зройчикова И. А. и др. “Проблемы обеспечения герметичности фланцевых разъемов ПВД”¹

Кляхин В., инж.

Жамбылская ГРЭС (Казахстан)

В статье Бирюкова Д. Б. и др. верно отмечено, что затяжка шпилек разъема ПВД усилием 60 кг·м недостаточна, но в “Инструкции по монтажу и ремонту уплотнения фланцевого разъема ПВД” № ОВ.302.282РА, выпущенной заводом “Красный котельщик” в 1984 г., сказано, что предварительная затяжка производится усилием 60 кг·м, а обтяжка – с помощью кувалды поворотом каждой гайки на 120°. На Жамбылской ГРЭС затяжку и обтяжку выполняют в соответствии с инструкцией.

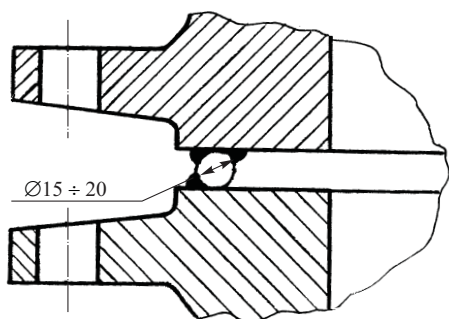


Рис. 1. Уплотнение фланцевого разъема с помощью кружка

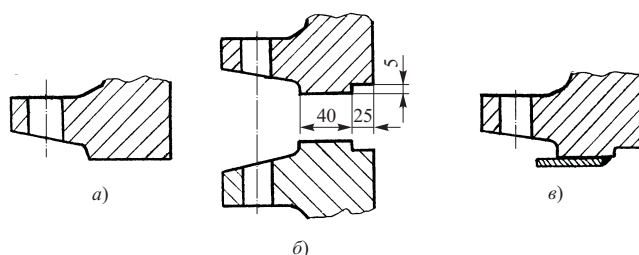


Рис. 2. Мембранное уплотнение:

a – “стандартная” расточка; *б* – “нестандартная” расточка; *в* – узкая мембрана

Для информации сообщаю, что на Жамбылской ГРЭС с 1967 по 1985 г. на разъемах ПВД блоков 200 МВт использовали не мембрану, а пруток диаметром 15 – 20 мм (рис. 1) и проблем с уплотнением фланцевых разъемов не возникало, но при этом увеличивалась трудоемкость.

На Жамбылской ГРЭС мембранное уплотнение применяют с 1985 г. но со следующими изменениями: так как завод ТКЗ на трех из шести блоках 200 МВт поставил нестандартные фланцы с проточкой, то и мембраны на эти ПВД пришлось устанавливать более узкие, и проблем с уплотнением не возникало (рис. 2).

По предложению работника группы ПВД ТКЗ уплотнение мембран между собой с 1985 г. мы производим пластинкой толщиной 3 мм для ПВД-5,-6 и 4 мм для ПВД-7 и при правильной сборке и опытным газорезчиком получаются практически “вечные” мембраны (рис. 3).

Естественно, что на практике получается не так идеально, как на рис. 3, но важно между верхним и нижним сварными швами оставить незаваренный участок пластинки и за пластинкой получить пустоту.

Я не отрицаю применение графитометаллического и графлексового уплотнения разъема ПВД, просто хочу сказать: имеются и другие варианты надежных и простых уплотнений ПВД.

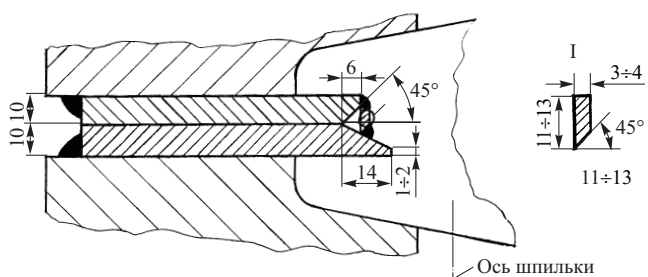


Рис. 3. Уплотнение мембран пластиной

¹ Электрические станции, 2000, № 5.

Концепция технического перевооружения тепловых электростанций

27 июня 2001 г. состоялось совместное заседание НТС РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем по теме “Концепция технического перевооружения тепловых электростанций”, на котором присутствовали 135 чел.

На совместном заседании выступили: со вступительным словом председатель НТС РАО “ЕЭС России” и Научного совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики, чл.-кор. РАН **А. Ф. Дьяков**; с докладом “Концепция технического перевооружения тепловых электростанций” **А. С. Земцов**, генеральный директор ОАО “Институт Теплоэлектропроект”; с заключением экспертной комиссии **А. А. Романов**, председатель экспертной комиссии, начальник Департамента технического перевооружения и совершенствования энергоремонта РАО “ЕЭС России”.

В обсуждении доклада приняли участие: **О. Н. Фаворский** (академик РАН, академик-секретарь ОФТПЭ РАН), **В. И. Кирюхин** (академик РАН, генеральный директор ОАО “Калужский турбинный завод”), **В. К. Крайнов** (первый заместитель генерального директора Представительства Центрэнерго), **А. С. Некрасов** (заместитель директора Института народно-хозяйственного прогнозирования РАН), **В. А. Купченко** (главный инженер Фирмы ОРГРЭС), **Э. П. Волков** (чл.-кор. РАН, генеральный директор ОАО “ЭНИН им. Г. М. Кржижановского”), **А. Г. Тумановский** (заместитель генерального директора АО ВТИ), **Ю. Г. Шакарян** (заместитель генерального директора ОАО ВНИИЭ), **В. А. Сужев** (заместитель главного инженера ОАО “Конаковская ГРЭС”), **Ю. В. Петров** (заместитель генерального директора ОАО “Машиностроительный завод “ЗиО-Подольск”), **Л. С. Попырин** (чл.-кор. РАН), **Е. А. Волкова** (заведующая лабораторией ИНЭИ РАН), **Б. Л. Барочин** (главный инженер ВНИПИэнергопрома).

Заслушав доклад, заключение экспертной комиссии и выступления в дискуссии, НТС РАО “ЕЭС России” и Научный совет РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики отмечают следующее.

В “Концепции технического перевооружения тепловых электростанций РАО “ЕЭС России” и АО-энерго на период до 2015 г.” (далее концепция), разработанной ОАО “Институт Теплоэлектропроект” совместно с ОАО ВТИ, АО “Фирма ОРГРЭС”, ОАО “Институт Энергосетьпроект”, АО “ЦКБ Энергоремонт”, ООО НТЦ “РАН-энерго”, выполнен большой объем работ по анализу состояния и систематизации основного оборудования ТЭС, его модернизации с учетом предложений отечественных заводов, уделено значительное внимание принципиальной оценке внедрения новой техники

и технологий на ТЭС с учетом параметров, единичной мощности оборудования и вида используемого топлива.

В качестве методической основы, определяющей физической и моральный износ, технический уровень оборудования, снижение его надежности и безопасности, принят показатель ресурса оборудования. При этом границей, определяющей начало технического перевооружения, является (как правило) исчерпание паркового ресурса, а само техническое перевооружение включает два направления: замену действующего оборудования на новое на базе прогрессивных технологий и модернизацию путем установки более совершенного оборудования в рамках действующей технологии.

Сформулирован “системный подход”, рекомендуемый, в частности, замену ПСУ КЭС на природном газе на ПГУ с использованием ГТЭ-110, V.94.2 и ГТЭ-180; модернизацию блочных КЭС на твердом топливе с повышением температуры перегрева пара и единичной мощности блоков; разработку и внедрение новых блоков 300 – 600 МВт на суперсверхкритические параметры пара 30 МПа, 600/600°C для КЭС с энергоблоками 300 – 500 МВт СКД на угле; модернизацию ТЭС на параметры 13 МПа и выше; замещение оборудования газовых ТЭС 9,0 МПа на ГТУ-ТЭС и ПГУ-ТЭС; перевод угольных ТЭС 9,0 МПа, расположенных вблизи магистральных газопроводов, на природный газ; перевод угольных ТЭС 9,0 МПа, удаленных от газопроводов, на новые угольные технологии ПГУ с КСД и ПГУ с газификацией.

При рассмотрении направлений модернизации оборудования ТЭС выделено продление его сроков службы после исчерпания паркового ресурса с заменой базовых узлов котлов, турбин и паропроводов, а также в случае необходимости генераторов и силовых трансформаторов с выполнением расширенного объема работ в период капитальных ремонтов. Кроме того, в целях повышения показателей экономичности, надежности, маневренности и экологических характеристик может проводиться частичная модернизация до исчерпания паркового ресурса. Отмечено, что определяющим при модернизации является техническое состояние оборудования. Назначены критерии вывода оборудования на модернизацию: исчерпание паркового, заводского или установленного нормативами ресурса как первоосновы и индивидуального ресурса в качестве критического срока, характеризующегося лавинообразным накоплением повреждаемости узлов оборудования.

Проведен анализ резервов повышения экономичности оборудования ТЭС при его частичной или полной модернизации и показано, что совершенствование тепловой схемы энергоблоков, турбинной и котельной установок, вспомогательного оборудования позволяет повысить эффективность топливоиспользования при производстве электроэнергии на величину от 10 до 60 г

условного топлива на 1 кВт·ч в зависимости от типа и параметров оборудования. Отмечено при этом, что действующий порядок определения эффективности топливоиспользования (методика ОРГРЭС 1995 г.) на ТЭС не позволяет оценить реальные технико-экономические показатели оборудования.

При рассмотрении технического перевооружения ТЭС на основе новой техники и технологий применительно к ТЭС на газе проанализированы состояние и показатели отечественных и зарубежных ГТУ и ПГУ. В соответствующих таблицах показано, что для многих ПГУ большой мощности зарубежных фирм КПД нетто составляет 57 – 60%, в то время как аналогичный проектный показатель для перспективных отечественных ПГУ 52,4 – 52,5%. Применительно к ТЭС СКД на твердом топливе особое внимание уделено повышению параметров пара до суперсверхкритических, а для ТЭС 13 и 9 МПа – технологии сжигания угля в кипящем (КС) и циркулирующем кипящем (ЦКС) слое при атмосферном и повышенном давлении. Показано, что эффективность топливоиспользования при производстве электроэнергии повышается в зависимости от выбранных технологий, типа и параметров пара заменяемого оборудования в широких пределах от 20 до 220 г условного топлива на 1 кВт·ч.

На основании проведенных расчетов оценена годовая экономия топлива “газ-уголь” по пятилетним периодам и по каждой группе оборудования ТЭС, которая на конец расчетного периода составляет 15,8 млн. т условного топлива в год.

В концепции приведены некоторые количественные ориентиры по объемам и капиталовложениям в техническое перевооружение ТЭС по пятилетним периодам до 2015 г. включительно. Они составляют

| | 2001 – 2005 | 2006 – 2010 | 2011 – 2015 | Всего |
|---|-------------|-------------|-------------|-------|
| Объем технического перевооружения ТЭС, млн. кВт | 48,9 | 24,7 | 17,3 | 91,0 |
| Капиталовложения, млрд. дол. | 26,6 | 12,8 | 9,3 | 48,7 |

Приведены также удельные стоимостные показатели технического перевооружения шести ТЭС на базе новых технологий, составляющие 360 – 532 дол. на 1 кВт.

Даны предложения по пилотным установкам на 23 первоочередных ТЭС, подлежащих техническому перевооружению, без привязки к календарному времени. При этом на 13 ТЭС (Щекинской, Дзержинской, Конаковской, Ивановской, Клинцовской, Заинской, Краснодарской, Сургутской ГРЭС-1, Тюменской ТЭЦ-1, Пермской ГРЭС, Ленинградской ТЭЦ-5, ГРЭС-3 и ГРЭС-24 Мосэнерго) предложены пилотные ГТУ и ПГУ на базе отечественных газовых турбин ГТЭ-110, ГТЭ-180, НК-37. На Рязанской, Черепетской, Рефтинской, Назаровской и Троицкой ГРЭС предложены пилотные установки блоков повышенной экономичности с турбина-

ми К-330-240 и К-525-240 и блоков на суперсверхкритические параметры с турбинами К-300-300 и К-525-300. Пилотные установки котлов с ЦКС предложены на Черепетской, Несветай и Приморской ГРЭС, а на Верхне-Тагильской ГРЭС – установка ПГУ с котлом КСД и ПГУ с газификацией угля.

Сформированы предложения по дальнейшим направлениям работ в области технического перевооружения ТЭС и необходимости постоянной корректировки и методического совершенствования принятых подходов.

В концепции обстоятельно выполнен предварительный программный раздел в виде предложений по техническому перевооружению ТЭС на период до 2015 г. В нем рассмотрены 311 тепловых электростанций всех энергосистем поблочко (поагрегатно) с рекомендациями по модернизации или внедрению новых технологий с указанием соответствующих сроков.

Вместе с тем, по концепции имеется ряд замечаний.

В концепции недостаточно проработан экономический раздел, а также вопросы технического перевооружения электрической части ТЭС.

Принимая в целом предложенный набор новых технологий, нельзя согласиться с оставлением без изменений оборудования угольных ТЭС на давление 9 МПа и ниже (стр. 66).

Недостаточно проработаны вопросы охраны окружающей среды и совершенствования природоохранного оборудования.

При рассмотрении объемов работ и оценке стоимости технического перевооружения ТЭС не выполнено их разделение по видам топлива и видам техперевооружения (модернизация и новые технологии), что затрудняет анализ проблемы.

Приведены балансы мощности и балансы топлива в целом по электроэнергетике, включая и затраты топлива на производство тепла и на топливопотребление вновь строящихся ТЭС, что не позволяет оценить результаты топливной политики при техническом перевооружении действующих ТЭС.

Программные предложения по техперевооружению ТЭС на период до 2015 г. не увязаны со сроками поставки оборудования и новых технологий, материальными и финансовыми ресурсами, технологическими сроками проектирования, строительства и монтажа.

В работе доля мазута для электростанций в 2015 г. в процентном отношении составляет 6,4% и практически остается на уровне 1999 г., однако в абсолютном значении увеличивается до 23,6 млн. т условного топлива. Это вызывает сомнения как по ресурсным возможностям, так и по экономическим условиям.

В концепции указывается, что создание блоков суперсверхкритических параметров пара может быть освоено в течение 3 – 5 лет, но на период до 2015 г. предусмотрена установка одного блока с турбиной К-525-300 и двух блоков с турбиной К-300-300.

Крупномасштабная, по сути национальная задача технического перевооружения российской теплоэнергетики, рассчитанная на долгосрочный период 15 лет и далее, должна иметь ясные цели и удовлетворять актуальным требованиям к электроэнергетике, усложнив-

шимся в последнее десятилетие. Этому не в полной мере соответствуют задачи, изложенные на стр. 8 и 9 сводного тома концепции. В результате технического перевооружения теплоэнергетика должна эффективно работать в предстоящие 45 – 50 лет, надежно и экономично обеспечивая при этом социально-экономическое развитие страны.

К числу актуальных требований, учитываемых при техническом перевооружении теплоэнергетики, должны быть отнесены:

оптимизация топливного баланса ТЭС с учетом новой политики ценообразования на природный газ и возможностей наращивания добычи и поставок энергетических углей;

экологические требования, вытекающие из принятого в 1999 г. Закона “Об охране атмосферного воздуха”, обязательств Российской Федерации по выполнению конвенции ЕЭК ООН о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния (1979 г.) и протоколов к ней, Рамочной конвенции ООН об изменении климата, вступившей в силу 21 марта 1994 г. и ратифицированной ГД РФ 14 октября 1994 г.;

повышение маневренности ТЭС, работающих в ЕЭС России, как по скорости изменения нагрузки и точности регулирования частоты, так и по регулировочному диапазону, продиктованное изменением структуры мощностей в ЕЭС – снижением доли ГЭС и увеличением доли АЭС, а также требованиями потребителей в условиях конкурентного рынка;

повышение эффективности топливоиспользования как природного газа, так и угля, снижение расхода электроэнергии и тепла на собственные нужды ТЭС;

безусловное и эффективное использование существующей социальной технологической и рыночной инфраструктуры и существующих площадок ТЭС особенно с учетом принимаемого ГД РФ Кодекса о земле и повышения в перспективе ее стоимости, что существенно повышает конкурентоспособность технического перевооружения по сравнению с новым строительством;

обеспечение в результате технического перевооружения значительного прироста мощности ТЭС, ликвидация на новой технологической основе существующих разрывов между установленной и располагаемой мощностью ТЭЦ и КЭС в размере 16 млн. кВт;

техническое переоснащение теплоэлектроцентралей, повышение экономичности производства и транспорта тепла особенно в увязке с предстоящим переходом на 100% оплаты населением тепла в результате реформы коммунального хозяйства;

определение стартовых позиций и масштабов использования современных и новейших технологий экологически чистого производства электроэнергии и тепла как на природном газе, так и на твердом топливе на рассматриваемом интервале 15 лет;

постановка задач перед энергосистемами, технологическими, экономическими и проектными организациями как в центре, так и на местах по наработке технических и экономических решений, учитываемых при конкретном проектировании технического перевооружения ТЭС;

постановка концептуальных задач перед отраслевой наукой и энергомашиностроением, в том числе по

ускорению разработки и освоения новейших энергетических технологий, пересмотру ресурсной политики в отношении ТЭС, имея в виду то, что ресурс металла оборудования, включая и термонапряженные его узлы, особенно с учетом технологии восстановительной термообработки (ВТО) не определяет ресурс энергоблока в целом и не может быть использован как критерий технического перевооружения;

прогнозная оценка экономических результатов технического перевооружения с опорой на предварительную программную часть концепции в виде динамики тарифов на электро- и теплоэнергию с учетом цен на топливо по регионам России в целом.

Наиболее перспективный и стратегически правильный путь наращивания мощностей в теплоэнергетике – это повышение эффективности топливоиспользования за счет широкого внедрения новейших технологий при техническом перевооружении газовых и угольных ТЭС. При этом недопустимо применение устаревших проектов технического перевооружения электростанций.

Необходимо оценить реальные возможности отечественного энергомашиностроения для решения неотложных задач технического перевооружения теплоэнергетики. Дальнейшее затягивание этапа выдачи заказов энергомашиностроению особенно опасно. Здесь требуется поддержка со стороны государства аналогично тому, как это делается во многих промышленно развитых странах. Необходима государственная программа технического перевооружения электроэнергетики.

В настоящее время в отрасли сложилась критическая обстановка с выделением финансирования для технического перевооружения ТЭС. Так, в Центрэнерго на Черепетской ГРЭС более 3 лет шла замена цилиндра турбины № 2 из-за недостатка средств. Особую тревогу вызывает утрата специалистов: монтажников, теплоизоляционщиков и других специальностей. Для проведения даже небольших по объемам работ их приходится собирать по всей России.

Необходимо срочно решить вопрос с определением надежного источника финансирования работ по техническому перевооружению ТЭС. Такими базовыми источниками в настоящее время могут быть амортизационные отчисления и инвестиционная составляющая в тарифе (себестоимости) электроэнергии.

НТС РАО “ЕЭС России” и Научный совет РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики решили:

1. Принимая во внимание содержание технического задания концепции, предусматривающее разработку технического перевооружения ТЭС РАО “ЕЭС России” и ОАО-энерго в рамках только основного технологического оборудования и технологий производства электроэнергии и тепла, рекомендовать следующее наименование работы: “Концепция технического перевооружения ТЭС РАО “ЕЭС России” и ОАО-энерго. Основное технологическое оборудование и новые технологии производства электрической и тепловой энергии”.

Одобрить выполненную работу под указанным выше наименованием при условии внесения в нее разработчиками концепции: ОАО “Институт Теплоэлектропроект”, ОАО ВТИ, ОАО Энергосетьпроект, АО

“Фирма ОРГРЭС”, АООТ “ЦКБ Энергоремонт” предложений и устранения замечаний, изложенных в заключении экспертной комиссии, настоящем решении и высказанных выступившими в дискуссии.

Рекомендовать заказчикам концепции: Департаменту технического перевооружения и совершенствования энергоремонта и Департаменту научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” в развитие рассматриваемой концепции продолжить работу по разработке следующих важных направлений:

основное и вспомогательное электротехническое оборудование, главные схемы электрических соединений и схемы электрических собственных нужд ТЭС, релейная защита и автоматика;

вспомогательное оборудование и технологии на ТЭС, схемы тепловых собственных нужд (топливopодачи и склады топлива, газопроводы и ГРП, золошлакоудаление, азото- и сероочистки, водоподготовка, техводоснабжение и др.);

территория, строительная часть, сооружения и инженерные коммуникации с учетом положений Кодекса о земле;

теплоэлектроцентрали и тепловые сети;

АСУ ТП и диагностические системы оборудования ТЭС;

задачи энергомашиностроения и электротехнической промышленности по обеспечению технического перевооружения ТЭС современным и новейшим оборудованием;

ресурсное обеспечение, строительные-монтажные кадры, оборудование и стройиндустрия, необходимые для технического перевооружения ТЭС;

программные задачи технического перевооружения ТЭС РАО “ЕЭС России” и ОАО-энерго на период до 2015 г. и инвестиционная политика;

особенности технико-экономического обоснования и организации технического перевооружения ТЭС в условиях реструктуризации электроэнергетики, создания горизонтальных генерирующих компаний и конкурентных рынков электроэнергии и мощности.

2. Считать целесообразным выполнить в экономической части концепции:

исследования, в том числе путем уточнения существующих данных, перспективного ценообразования на топливо и вытекающей из них динамики топливной составляющей в себестоимости и тарифах на электроэнергию и тепло, цен на новое оборудование и технологии отечественного и зарубежного производства, затрат на проектные работы и НИОКР, удельных капиталовложений в техническое перевооружение и модернизацию по всему спектру новых технологий;

укрупненный анализ эксплуатационных издержек в целом, включая постоянные затраты, до и после технического перевооружения ТЭС и экономических мер, направленных на повышение конкурентоспособности ТЭС в условиях конкурентного рынка электроэнергии и мощности;

обоснование и оптимизацию (на базе исследования различных вариантов) величины и реальной динамики потребных капиталовложений по интервалам расчетного периода, источников инвестиций, включая использование собственных средств и привлеченного капи-

тала с учетом его стоимости, обоснование выдвинутого в настоящей работе тезиса о достаточности амортизационных отчислений для технического перевооружения ТЭС;

прогноз динамики тарифов на электроэнергию по интервалам расчетного периода и по ОЭС в двух вариантах: включение затрат на техническое перевооружение в прибыль (1) и введение инвестиционной составляющей в себестоимость (2). На основании сопоставления полученных величин сделать обоснованный вывод в пользу второго варианта;

расчет экономической эффективности и составление укрупненного бизнес-плана, экономически обосновывающего техническое перевооружение ТЭС с учетом перспективного спроса на электроэнергию и тепло, ущерба от ненадежного энергоснабжения в результате аварийности существующего оборудования, обеспечения необходимых резервов мощности.

Рекомендовать заказчику и разработчику концепции привлечь для выполнения экономического раздела концепции ЭНИН им. Г. М. Кржижановского, НИИЭ, ИНЭИ РАН и Институт народно-хозяйственного прогнозирования РАН.

3. Рекомендовать при доработке концепции:

3.1. Усилить раздел по охране окружающей среды. Выполнить количественную оценку динамики изменения эмиссии (NO_x , SO_2), (CO_2) тепличных газов, выбросов твердых частиц, тяжелых металлов и других ингредиентов с учетом увеличения доли и абсолютного потребления угля в топливном балансе действующих ТЭС. Рассмотреть и дать рекомендации по применению новых отечественных и зарубежных технологий по азото- и сероочистке отходящих газов ТЭС, совершенствованию действующего низкоэффективного золоулавливающего оборудования – мокрых скрубберных золоуловителей и электрофильтров. Сформулировать требования к перспективному отечественному газоочистному оборудованию по эффективности очистки, уровню автоматизации, системам контроля, надежности и долговечности, утилизации отходов или способам их складирования. Проверить выдерживание количественных показателей по эмиссии загрязнителей, налагаемых обязательствами Российской Федерации по выполнению конвенции ЕЭК ООН о трансграничном загрязнении воздуха на большие расстояния (1979 г.) и Рамочной конвенции ООН об изменении климата (1994 г.).

Выполнить анализ потребности в сероулавливающих и азотоочистных установках, высокоэффективных золоуловителях, исходя из требований принятого в 1999 г. Закона “Об охране атмосферного воздуха” с учетом их технологической готовности к промышленному применению. Разработать дополнительно раздел по охране и рациональному использованию водных ресурсов и обращению с отходами энергетического производства.

Подготовить в 2002 г. предложения по обновлению ГОСТ “Котельные установки. ОТТ” в части нормативов выбросов.

3.2. Для определения эффекта от технического перевооружения ТЭС в части прироста мощности и выработки электроэнергии уточнить балансы мощности и

электроэнергии по действующим ТЭС до их технического перевооружения и после него по этапам расчетного периода по России в целом и по регионам.

3.3. Для определения изменений объемов потребляемого топлива на производство электроэнергии и структуры топливного баланса действующих ТЭС до технического перевооружения и после него уточнить приведенные в концепции данные по топливу, исключив из них затраты топлива на производство тепла и топливопотребление вновь вводимых в течение расчетного периода ТЭС.

Применительно к твердому топливу привести данные баланса по потребности в основных марках углей, их теплотворной способности и качественному составу.

Применительно к нефтяному топливу (мазуту) исключить его прирост в абсолютных величинах, указанный в концепции, так как для этого нет объективных причин. Более того, в процессе ввода ПГУ и ГТУ доля мазута на газомазутных ТЭС будет снижаться.

3.4. Подробно рассмотреть концептуальные вопросы технического перевооружения ТЭЦ, в том числе: устранения разрывов между установленной и располагаемой мощностью; реконструкции неиспользуемых ПСУ с турбинами с противодавлением на базе новых технологий; применения бесконденсаторных городских ПГУ-ТЭЦ с паровыми ТР турбинами; оптимизации топливоиспользования на ПГУ-ТЭЦ с учетом требования сохранения отпуска тепла; участия ТЭЦ в регулировании частоты и мощности в системе; АСУ ТП ТЭЦ; вопросы ценообразования в себестоимости и тарифах на электроэнергию и тепло, отпускаемые от ТЭЦ. Более детально оценить в долгосрочном плане экологические проблемы и топливную политику в отношении городских ТЭЦ Сибири, имея в виду при этом использование природного газа перспективных сибирских месторождений и применение новых экологически чистых угольных технологий на действующих ТЭС наиболее проблемных в экологическом отношении сибирских городов.

3.5. Расширить проработку концептуальных вопросов технического перевооружения электрической части ТЭС, в том числе в части упрощения и повышения надежности главных схем электрических соединений и схем собственных нужд, применения высоконадежного коммутационного оборудования, взрыво- и пожаробезопасных турбогенераторов с жидкостным и воздушным охлаждением, асинхронизированных синхронных турбогенераторов и перспективных турбогенераторов с высоковольтными (110 кВ) обмотками статора, управляемых реакторов и трансформаторов с подмагничиванием, пожаробезопасных силовых и контрольных кабелей, оптоволоконных систем, цифровых устройств релейной защиты и автоматики, интегрированных информационно-диагностических систем. При составлении программы технического перевооружения ТЭС и разработке конкретных проектов предусматривать широкое внедрение указанного эффективного оборудования, в том числе асинхронизированных турбогенераторов и регулируемого электропривода.

3.6. Уточнить методическую основу концепции, в том числе обоснованность принятия в качестве граничных условий, определяющих вывод ТЭС на техниче-

ское перевооружение, паркового и индивидуального ресурсов турбины, имея в виду при этом, что эти характеристики не определяют ресурс энергоблока в целом, особенно с учетом освоения в ближайшей перспективе восстановительной термообработки (ВТО) корпусов турбин, а для турбин с начальным давлением до 39 кгс/см² парковый ресурс не регламентирован вообще. Четко сформулировать все критерии, на основании которых собственник ТЭС может принять решение о целесообразности проведения технического перевооружения на базе новых технологий или модернизации электростанций.

Устранить противоречия в определении критериев и оценке модернизации, имеющиеся на стр. 46, 47, 48, 49 и 50 концепции. Дать более четкие определения терминов: частичная, коренная модернизация, реконструкция и др.

3.7. АОТ «ЦКБ Энергоремонт» совместно с АО «Фирма ОРГЭС», ОАО ВТИ, ОАО «Институт Теплоэлектропроект», ОАО «Институт Энергосетьпроект», ОАО «Институт Гидропроект» завершить в 2001 г. разработку нормативного документа, определяющего понятия техническое перевооружение, реконструкция, модернизация и новое строительство, и подготовить его для утверждения в Минэнерго России.

4. Принимая во внимание имеющееся отставание в освоении современных и новейших экологически чистых технологий производства электроэнергии на органическом топливе, необходимых для широкого использования при техническом перевооружении ТЭС, рекомендовать РАО «ЕЭС России»:

ускорить освоение котла с ЦКС на Несветай ГРЭС Ростовэнерго и наметить электростанции, на которых будет тиражироваться эта котельная установка в период до 2005 г.;

выдать заказ энергомашиностроению на создание в 2001 – 2005 гг. отечественных энергоблоков 300 и 525 МВт на суперсверхкритические параметры пара 30 МПа, 600/600°С для работы на твердом топливе, определить заказчиков и ТЭС, где они будут внедрены; рассмотреть возможность приобретения лицензий и отдельного зарубежного оборудования для высокоэффективной парогазовой установки на базе котла с КСД для работы на твердых топливах и выполнить ТЭО по его привязке на одной из ТЭС;

ускорить доводку и завершение приемосдаточных испытаний ГТЭ-110 на испытательном стенде Ивановской ГРЭС для последующей разработки и освоения ПГУ-325, ПГУ-170;

принять конкретную программу строительства в ближайшие годы парогазовых установок мощностью 220 и 450 МВт на базе освоенного на Северо-Западной ТЭЦ оборудования отечественного производства;

ускорить разработку (в том числе за счет средств, отчисляемых в технологический фонд Минпромнауки и технологий) в период до 2005 г. отечественной парогазовой установки с внутрицикловой газификацией твердого топлива с созданием межведомственного коллектива с участием специалистов ОАО ВТИ, ИВТАН, Института теплофизики РАН, ОАО ВНИПИЭнергопром и энергомашиностроительных предприятий;

ускорить разработку отечественных газовых турбин мощностью 180 – 250 МВт (ОАО ЛМЗ и ОАО Авиадвигатель) и ПГУ на их базе с КПД 56 – 58%, а также газовых турбин мощностью 60 – 80 МВт для технического перевооружения ТЭЦ.

5. Рекомендовать Департаменту научно-технической политики и развития, Департаменту технического перевооружения и совершенствования энергоремонта РАО “ЕЭС России” подготовить с учетом предстоящего реформирования электроэнергетики предложения по изменению механизма финансирования новых разработок для отрасли, выполняемых предприятиями энергомашиностроения и авиадвигателестроения.

6. Рекомендовать ОАО-энерго, АО-электростанциям: полнее использовать высокоэффективные отечественные разработки и исключить практику заказа зарубежного оборудования в тех случаях, когда имеется аналогичное отечественное с лучшими технико-экономическими и ценовыми показателями. Это касается паровых турбин малой и средней мощности, питательных насосов Калужского турбинного завода, газовой турбины ГТЭ-110 и ее перспективных модификаций НПО “Машпроект” и ОАО “Рыбинские моторы” и другого оборудования. Считать в связи с этим необходимым усилить конкурсные механизмы поставки оборудования на ТЭС при их техническом перевооружении; использовать при техническом перевооружении ТЭЦ газотурбинные установки мощностью от 2,5 до 25 – 30 МВт, разработанные на базе авиадвигателей и уже опробованные в газовой промышленности и на электростанциях.

7. Рекомендовать ОАО Мосэнерго совместно с ОАО “Институт Теплоэлектропроект” развернуть проектирование высокоэффективной отечественной однофазной парогазовой установки ПГУ-170 на базе ГТЭ-110 и внедрить ее на ТЭЦ-27 Мосэнерго в период до 2005 г.

8. Рекомендовать ЭНИН им. Г. М. Кржижановского возобновить работы по высокоскоростному пиролизу канско-ачинских углей. Учитывая возросший интерес к этому направлению в других странах, восстановить и усилить соответствующее отделение института в целях создания современной опытно-промышленной установки для использования пиролизного газа в ГТУ или ПГУ.

9. Рекомендовать ОАО “Институт Теплоэлектропроект”, ОАО ВТИ, ОАО Энергосетьпроект, АО “Фирма ОРГРЭС”, АООТ “ЦКБ Энергоремонт” в развитие концепции разработать “Программу техперевооружения ТЭС на период до 2015 г.” в части установления реальных конкретных сроков проектирования, поставки оборудования и технологически возможных сроков строительства. Включить в состав программы специальные разделы по организации проектирования технического перевооружения ТЭС и по организации строительномонтажных работ при техническом перевооружении ТЭС, имея в виду оценку обеспеченности намечаемой программы работ строительными подразделениями и

специалистами, базами стройиндустрии, строительными материалами и конструкциями.

10. Учитывая необходимость проведения значительного объема НИОКР по ускоренной разработке и освоению новых технологий для целей технического перевооружения ТЭС, рекомендовать Департаментам научно-технической политики и развития, техническому перевооружения и совершенствования энергоремонта РАО “ЕЭС России” провести оптимизацию отраслевых научно-технических программ, в которых предусмотрены НИОКР по новым технологиям для ТЭС, усилить при этом взаимодействие с институтами и заводами энергомашиностроения, имея в виду завершение в период до 2004 – 2005 гг. крупных разработок в области газовых турбин, энергоблоков на суперсверхкритические параметры пара, котлов с ЦКС под давлением, газификации угля и других, сконцентрировать финансовые ресурсы НИОКР на этих направлениях.

11. Рекомендовать РАО “ЕЭС России” использовать материалы рассматриваемой концепции для подготовки совместно с ФЭК и Минэнерго России предложений по определению объемов инвестиционных средств на 2001 – 2005 гг. и последующий период, необходимых для включения в тарифы потребителей субъектов РФ с целью последующего их обсуждения на совещании у заместителя председателя Правительства РФ В. Христенко в соответствии с пунктом 4 протокола от 21 марта 2001 г. № ХВ-П9-19пр.

12. Учитывая важность повышения квалификации специалистов ОАО-энерго и АО-электростанций, ремонтных и наладочных организаций на местах, ведущих вопросы технического перевооружения ТЭС, рекомендовать Департаменту управления персоналом РАО “ЕЭС России” предусмотреть проведение в отраслевой системе повышения квалификации специальных постояннодействующих курсов по монтажу, наладке, эксплуатации и ремонту новейшего оборудования и систем, используемых при техническом перевооружении ТЭС. Привлекать для этой цели специалистов научных-исследовательских и проектных институтов и вузов.

13. Принимая во внимание крупномасштабный характер проблемы технического перевооружения ТЭС, ее влияние на социально-экономическое развитие страны в предстоящие годы, считать целесообразным обратиться в Правительство Российской Федерации с предложением о разработке в 2001 – 2002 гг. и принятии Федеральной целевой программы “О техническом перевооружении электроэнергетики России”, в которой обосновать необходимость включения в себестоимость (тариф) инвестиционной составляющей, обязательность централизации и увеличения в электроэнергетике затрат на НИОКР, предоставления кредитов под льготные проценты отечественному энергомашиностроению для разработки новых энергетических технологий и оборудования, разработки нормативно-правовых актов в области ценообразования на топливо и тарифной политики на электро- и теплоэнергию в условиях рынка.

ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Опыт создания и работы Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции

Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., кандидаты техн. наук, Ковалев В. Д., доктор техн. наук, Казаров С. С., канд. техн. наук, Смирнов А. А., Гольберг М. И., инженеры

НИИПТ – ВЭИ – ВП МЭС Северо-Запада ЕЭС России – МЭС Северо-Запада ЕЭС России – ГП ОДП

В декабре 2001 г. исполняется 20 лет со дня ввода в эксплуатацию первого преобразовательного блока на вставке постоянного тока (ВПТ) электропередачи 330/400 кВ Россия – Финляндия.

Это событие явилось результатом реализации межправительственного соглашения о сотрудничестве в области энергетики между внешнеторговым объединением Энергомашэкспорт (СССР) и финской фирмой “Иматран Войма”, в соответствии с которым в 1975 г. был заключен контракт о поставках электроэнергии из ЕЭС в энергосистему Финляндии, входящую в состав северо-европейского объединения НОРДЕЛ. ЕЭС и объединение НОРДЕЛ отличаются как по требованиям к точности поддержания частоты, так и средствами ее автоматического регулирования.

Исследования и технико-экономические сопоставления возможных вариантов схемы межгосударственной связи показали, что наиболее приемлемым является вариант с линиями переменного тока 330/400 кВ и неререверсивной вставкой постоянного тока в районе г. Выборга. При этом решалась также задача усиления энергоснабжения Выборгской промышленной зоны.

Для того, чтобы оценить масштабы проблем, которые впервые в энергетике нашей страны пришлось решать при создании асинхронной межгосударственной связи, приведем основные требования к ней, согласованные сторонами при заключении контракта:

| | |
|--|---------------|
| Годовой объем передаваемой электроэнергии, млрд. кВт·ч | 4,0 |
| Расчетная (базовая) мощность, МВт | 600,0 |
| Максимальная мощность при аварийных ситуациях в энергосистеме Финляндии, МВт | 1000,0 |
| Технический минимум мощности, МВт | 100,0 |
| Возможность дистанционного регулирования мощности | ± 10% текущей |
| Ограничение суммарного действующего значения высших гармоник тока в отходящих линиях 400 кВ как для диапазона частот 100 – 200 Гц, так и для частот 250 Гц и выше, А, не более | 20 |
| Суммарный переток реактивной мощности по линиям 400 кВ в сечении “граница”, МВ·А | ± 30,0 |

Построение подстанции, многие схемные и конструктивные решения преобразователей Выборгской ППТ имели мировой приоритет и реализовали несколько десятков оригинальных разработок, защищенных авторскими свидетельствами на изобретения и патентами.

Так, основой Выборгской ВПТ являются идентичные по схемам и параметрам преобразовательные блоки номинальной мощностью по проекту 355 МВт, включенные параллельно между сборными шинами 330 и 400 кВ подстанции (см. рисунок). По первому контракту их было три. Вторым контрактом 1992 г. было предусмотрено создание четвертого блока.

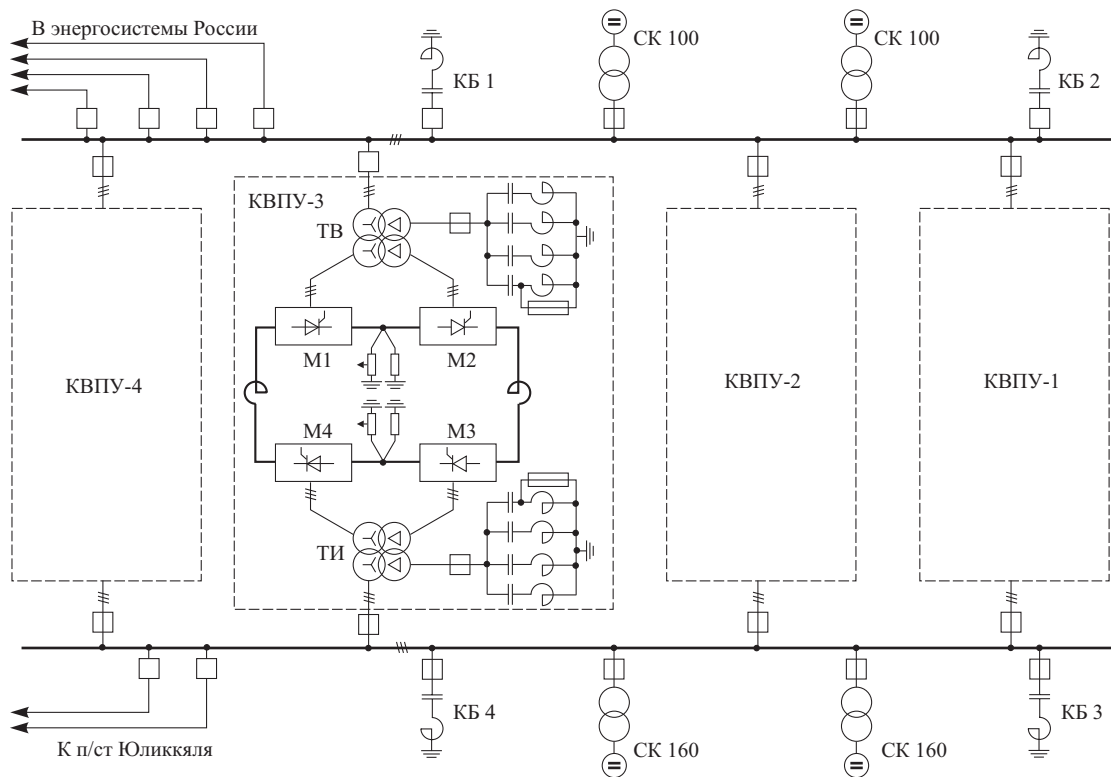
В состав каждого блока входят:

- четыре мостовых преобразователя М1 – М4, образующие вместе со сглаживающими реакторами контур постоянного тока;
- две группы силовых трансформаторов (ТВ и ТИ);
- фильтровые конденсаторные батареи;
- коммутационная и измерительная аппаратура (выключатели, разъединители, трансформаторы тока, делители напряжения);
- аппаратура системы управления, регулирования, защиты и автоматики блока.

Номинальные параметры мостов выпрямителя и инвертора по проекту одинаковы – 2100 А (после реконструкции – 2400 А), 85 кВ.

Силовые трансформаторы, связывающие двухмостовые преобразователи (выпрямители, инверторы) со сборными шинами, соответственно 330 и 400 кВ – однофазные, трехобмоточные. Мощность трехфазной группы, питающей два одноименных моста, 405 МВ·А. Номинальные линейные напряжения обмоток – 330/67/38,5 кВ (выпрямитель) и 44/70/38,5 кВ (инвертор). Вентильная обмотка каждого трансформатора состоит из двух полуобмоток, одинаковых по мощности, отличающихся схемой соединения (звезда и треугольник).

Блочное построение ВПТ позволяет осуществлять независимое регулирование выпрямленного тока, напряжения и мощности; ограничивать напряжение, воздействующее на изоляцию оборудования в рабочих, переходных и аварийных режи-



Принципиальная электрическая схема Выборгской ВПТ

мах; унифицировать оборудование; осуществлять поэтапный ввод мощности; свести к минимуму нарушения графика экспортных поставок; обеспечивать возможность подключения и отключения одного из блоков для проведения планового или аварийного ремонта без какого-либо вмешательства в условия работы остальных блоков.

В схеме преобразователей осуществлено симметрирование двухмостовых выпрямителей и инверторов относительно земли путем присоединения средних точек последовательно соединенных мостов через резисторы к защитному заземлению подстанции. Такая схема позволяет сохранять работоспособность при возникновении короткого замыкания в любой точке контура постоянного тока.

Для исключения взаимного влияния выпрямителя и инвертора при включении вентиля и обеспечения полной симметрии напряжений, воздействующих на главную изоляцию оборудования преобразовательных блоков, между незаземленными полюсами преобразователей включены два разделяющих реактора.

Ограничение перенапряжений в переходных процессах обеспечивается с помощью резисторно-конденсаторных демпфирующих цепочек, шунтирующих на землю полюса каждого двухмостового преобразователя.

Чрезвычайно высокие требования к фильтрации гармоник тока, вызванные широко развитой телефонной сетью и высоким сопротивлением грунтов в районе пролегания межгосударственной

линии электропередачи, потребовали разработки двухступенчатой схемы фильтров. В этой схеме узкополосные звенья фильтров (5-й, 11-й и 13-й гармоник) присоединены к шинам третичных обмоток преобразовательных трансформаторов, а широкополосные звенья разнесены между шинами третичных обмоток и шинами 330 и 400 кВ. Таким образом, многозвенные фильтры на шинах третичных обмоток совместно с широкополосными фильтрами на шинах 330 кВ (400 кВ) образуют П-образные фильтры, продольная ветвь которых – индуктивные сопротивления рассеяния между сетевыми и третичными обмотками преобразовательных трансформаторов.

В высоковольтных тиристорных вентилях применены: “следающая” система управления; передача световых импульсов управления, формируемых твердотельными лазерами, по волоконным оптическим каналам; отбор мощности для питания с.н. тиристорных ячеек на высоком потенциале; охлаждение тиристоров и других тепловыделяющих элементов глубоко химочищенной водой; защита вентиляльных блоков от перенапряжений с использованием ограничителей из высоконелинейных резисторов; модульное построение вентиля.

В части системы управления, регулирования, защиты и автоматики (СУРЗА) остановимся только на одном техническом решении.

Кроме выполнения традиционных задач по обеспечению устойчивости, точности и других функций, возлагаемых на подсистему быстрогодей-

ствующего регулирования, в данной подсистеме реализованы новые – уменьшение влияния преобразователей на режимы связываемых энергосистем путем снижения уровней неканонических гармоник, а также ограничение сбросов передаваемой мощности в переходных процессах, вызываемых нарушениями режима или его изменениями в любом из параллельно работающих блоков. Для этого в переходных процессах применен метод, основанный на динамическом управлении выпрямленным током преобразовательного блока в зависимости от минимального угла отключения инвертора, а не форсированное воздействие на углы опережения включения инвертора.

Учитывая международное значение электропередачи, особое внимание при разработке технических решений по ВПТ, при создании нового нестандартного оборудования (высоковольтные тиристорные вентили, аппаратура СУРЗА и др.), при его наладке и испытаниях было уделено вопросам обеспечения надежности.

Во-первых, многие технические решения по нестандартному оборудованию предусматривали дублирование или троирование ответственных узлов (лазеры в каналах световой системы управления, генераторы управляющих импульсов, ячейки управления, субблоки СУРЗА и т.д.); мажоритарный принцип действия некоторых элементов аппаратуры (два из трех); питание ответственных потребителей от двух источников; разделение контуров водяного охлаждения.

Во-вторых, головные образцы нестандартного оборудования проходили наработку на специальных стендах в г. Тольятти, Белом Расте, НИИПТ, после чего по возникшим замечаниям в схемы, конструкции, алгоритмы, технологические процессы вносились коррективы. Контроль за проведением наработки и приемка оборудования осуществлялись межведомственными комиссиями.

В-третьих, заводами-изготовителями была осуществлена комплексная поставка преобразовательного и высоковольтного оборудования со всеми входящими с них системами и элементами.

В-четвертых, на подстанции все оборудование проходило входной контроль, наладку, проверку на моделях и эквивалентных стендах (этап пусконаладки) и большой объем системных испытаний в составе преобразовательных блоков.

Испытания блоков проводились объединенной бригадой специалистов НИИПТ, ВЭИ, наладочных организаций, шеф-инженеров заводов – изготовителей оборудования. В системных испытаниях принимали участие также специалисты Финляндии.

На этапе пусконаладки преследовались следующие цели: проверка правильности монтажа и устранение ошибок в схемах вторичной коммутации; согласование всех подсистем; проверка рабо-

тоспособности оборудования блоков; обучение ремонтного персонала.

Пусконаладочные испытания проводились без связи с энергосистемой Финляндии, для чего специальной переемычкой соединялись третичные обмотки выпрямительного и инверторного трансформаторов испытываемого блока. Питание осуществлялось со стороны российской энергосистемы и туда же, за вычетом потерь, энергия возвращалась. Испытания предусматривали работу блока при половинной от номинала нагрузке, диктуемой мощностью третичных обмоток, в установившихся, переходных и некоторых аварийных режимах. Они позволяли в достаточной мере оценить воздействия на оборудование, проверить работу аппаратуры СУРЗА и систем резервирования.

Для проверки действия защит имитировались некоторые виды отказов оборудования. Выполнялись оперативные вводы и выводы из работы блоков, однофазные и двухфазные опрокидывания инвертора, пропуски включения вентиля выпрямителя, длительная работа блоков. Испытания показали, что оборудование и аппаратура блоков функционируют нормально, характер процессов соответствует расчетному, аппаратура систем управления, регулирования, защиты и автоматики действует в установившихся, переходных и аварийных режимах в соответствии с заданными алгоритмами.

После включения каждого из блоков на энергосистему Финляндии производились системные испытания – статические и динамические.

Статические испытания ставили целью проверить работу преобразовательных блоков в реальных условиях передачи в установившихся режимах и режимах оперативных коммутаций оборудования. Определялись диапазоны регулирования активной мощности от 100 МВт до номинала, перетоки реактивной мощности по линиям 330 и 400 кВ и возможности ее изменения; измерялись уровни напряжений на сборных шинах подстанции и гармоники тока в линиях 330 и 400 кВ.

Степень подавления гармоник тока оценивалась сопоставлением гармоник, измеренных в линиях 330 и 400 кВ и в фазах вентиляльных обмоток. Полученные данные соответствовали расчетным. Испытания одновременно двух, трех и четырех блоков показали, что операции включения и коммутаций в одном из них в основном не влияют на устойчивость работы другого (других).

Но, как и ожидалось, мешающее влияние на работу блоков может оказывать включение на холостой ход трансформаторов другого, параллельно подключенного блока, при этом возникают феррорезонансные явления в контурах, образуемых ими с конденсаторными батареями. Развитие феррорезонансных явлений носит, в известной мере, статистический характер и зависит от остаточного на-

магничивания трансформаторов, фазы включения, состава оборудования.

Одно из мероприятий, предотвращающих нежелательный ход процесса, было реализовано уже в ходе испытаний. Было признано целесообразным включать конденсаторные батареи на третичных обмотках не ранее чем через 1 – 2 мин после включения силовых трансформаторов. При выводе блоков из работы сначала отключаются фильтры, а затем – трансформаторы.

Другое мероприятие (это совершенствование земляных защит конденсаторных батарей фильтров гармоник, которое осуществляется.

Динамические испытания подстанции выполнялись в несколько ступеней и ставили целью проверку работы оборудования вставки как звена примыкающих энергетических систем. Испытания проводились в схеме с одним, двумя, тремя и четырьмя блоками при различном составе фильтрокомпенсирующих устройств.

Динамическими испытаниями были предусмотрены коммутации фильтрокомпенсирующих устройств и преобразовательных трансформаторов, специально организованные в отправной и приемной энергосистемах, сброс и наброс нагрузки, АПВ передачи и линий, имитации нарушения режима работы преобразовательных блоков. Регистрация явлений велась одновременно на Выборгской подстанции и на подстанции Юликкяля в Финляндии. Фиксировалось одновременно до 250 явлений в различных точках подстанций. Затем материалы испытаний проходили совместную обработку и анализ.

В процессе испытаний исследовались два режима работы преобразовательного блока, которые представляют значительный интерес из-за увеличенных воздействий на оборудование преобразовательного блока. Это режимы обрыва связи с приемной или передающей энергосистемами, получившие наименование “обрыв транзита”. Опыты показали, что обрыв связи с приемной энергосистемой приводит к воздействиям на оборудование преобразовательного блока, близким к критическим. Специально разработанные защиты позволили снизить эти воздействия.

С целью проверки возможности быстрого изменения мощности вставки и определения реакции приемной энергосистемы осуществлялся мгновенный сброс нагрузки 600, 900 и 1050 МВт с последующим ее набором.

При испытаниях, а затем и эксплуатации было доказано, что изменение частоты в большом диапазоне в любой из систем не отражается на работе блоков. В одном из опытов при работе с разрывом связи с передающей системой выпрямитель одного блока питался от синхронного компенсатора, который интенсивно тормозился, и частота на отпавных шинах упала до 33 Гц. Однако система управления блока работала устойчиво, пока режим не был прекращен действием защиты минимального тока.

При аварии в шведской энергосистеме 26 декабря 1983 г. произошло ее разделение с финской энергосистемой, после чего частота в последней стала падать. Вставка работала при мощности 600 МВт. Через 16 с с момента начала аварии частота снизилась в финской энергосистеме до величины, много ниже номинальной. Электропередача с ВПТ продолжала нормально функционировать.

Измерения потерь в оборудовании подстанции показали, что ее КПД на участке шины 330 кВ – шины 400 кВ составляет (с доверительной вероятностью 0,9) 97,3 – 97,7%. Следует отметить, что в настоящее время, после замены высоковольтных тиристорных вентилях старого поколения на более совершенные, КПД подстанции выше.

Большой объем пусконаладочных и системных испытаний оправдал себя, ускорив пуск мощной вставки постоянного тока и надежную ее работу в течение многих лет.

За время эксплуатации вставки неоднократно возникали аварийные ситуации, многие из которых имитировались при испытаниях. В большинстве случаев передача энергии не прекращалась и вставка несла заданную диспетчерским графиком нагрузку.

В процессе 20-летней эксплуатации вставки подтверждена правильность схемных, режимных и конструкторских решений по основным видам оборудования. Эффективной и надежной зареко-

Показатели работы Выборгской ВИП

| Причины аварийных отключений | Годы | | | | | | | | |
|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1987 | 1988 | 1990 | 1992 | 1994 | 1996 | 1997 | 1998 | 1999 |
| Отказы оборудования постоянного тока: | | | | | | | | | |
| СУРЗА | - | 1 | - | - | 1 | - | 1 | - | 1 |
| силовое оборудование | 2 | - | - | 4 | - | - | 1 | - | 1 |
| шкафы управления | - | 1 | 1 | - | - | 3 | 1 | - | - |
| Всего отказов оборудования постоянного тока | 2 | 2 | 1 | 4 | 1 | 3 | 3 | - | 2 |
| Отказы оборудования переменного тока | 7 | 7 | 4 | 7 | 10 | 1 | 4 | 3 | - |
| Экспорт электроэнергии, млрд. кВт·ч | 4,4 | 4,4 | 4,3 | 3,9 | 4,5 | 4,3 | 4,4 | 4,5 | 4,8 |

мендовала себя аппаратура системы управления, регулирования, защиты и автоматики преобразовательных блоков. Были решены вопросы электромагнитной совместимости вставки с примыкающими энергосистемами. Вставка является высокоманевренным, надежным элементом электропередачи (таблица).

Одним из важнейших критериев оценки надежности работы преобразовательного оборудования является число выходящих из строя тиристорных вентильных блоков. Мировым уровнем принято считать выход в год 0,5% установленных. В высоковольтных тиристорных блоках Выборгской ВПТ эта величина практически не превышает.

Достаточно неожиданным оказалось значительное число отказов оборудования переменного тока. Этот факт коррелируется с данными, приведенными в обзоре по надежности связей на постоянном токе высокого напряжения в мире за период 1997 – 1998 гг., доложенном ИК 14 СИГРЭ в 2000 г.

Экспортные возможности электропередачи с ВПТ позволили приносить стране прибыль от экспорта электроэнергии в течение длительного времени. Создание вставки показало высокие возможности отраслевой науки, электротехнического производства, проектировщиков и энергетического строительного комплекса. На вставке использовалось только оборудование отечественной разработки и изготовления. При создании линии электропередачи с ВПТ удалось наладить взаимодействие специалистов многих организаций: научно-исследовательских и проектных институтов, предприятий – изготовителей оборудования, строителей, монтажников, наладчиков, эксплуатационников, руководителей отрасли. Этот опыт мог бы принести огромную пользу при создании других объектов постоянного тока. Надежная работа сложного высоковольтного преобразовательного оборудования и его систем придала уверенности всем специалистам энергетики – сторонникам создания ВПТ и ППТ. Работа по созданию ВЛ Россия – Финляндия с ВПТ была отмечена Государственной премией.

Конечно, в процессе создания ВПТ и ее эксплуатации имелись и недостатки в технических решениях, частично преодоленных, а частично не нашедших своего решения на данном объекте, но вполне устранимых в следующих проектах.

Очевидно, что за годы эксплуатации многие виды оборудования вставки приблизились к предельным срокам наработки по действующим в настоящее время нормам.

При решении вопросов замены этого оборудования вполне целесообразным будет оснащение ВПТ оборудованием нового поколения. В частности, преобразователи могут быть выполнены с применением полностью управляемых силовых

полупроводниковых приборов, использование которых позволит улучшить технико-экономические показатели и основные характеристики вставки. Следует отметить повышение внимания к работе электропередачи с ВПТ со стороны нового руководства РАО “ЕЭС России”.

Вставка находится в постоянном развитии и обновлении. Преобразовательные блоки с новыми вентилями были испытаны при выпрямленном токе 2400 А, что дало возможность повысить номинальную мощность каждого блока до 380 МВт. Блоки оснащены высоковольтными тиристорными вентилями нового поколения, более совершенными и с меньшими потерями, нежели вентили старого поколения.

Устройства управления, регулирования, защиты и автоматики, выполненные на дискретных элементах, проработавшие по 20 лет, заменяются на цифровые. Полной модернизации подверглась АСУ ТП подстанции. Совершенствуются устройства защиты и противоаварийной автоматики, конденсаторные батареи фильтров высших гармоник, системы регистрации и записи предаварийных и аварийных процессов, главный щит управления, устройства связи, источники бесперебойного питания, дизайн и отделка зданий, реконструированы некоторые узлы синхронных компенсаторов.

Как уже указывалось, в 2000 г. пущены в эксплуатацию четвертый преобразовательный блок и еще две линии 330 кВ. Идет строительство и монтаж распределительного устройства для передачи мощности от первого блока Северо-Западной ТЭЦ по выделенным линиям 330 и 400 кВ.

Вместе с тем увеличение мощности ВПТ и возрастающие требования со стороны приемной энергосистемы выдвигают необходимость исследования и решения новых вопросов.

Большую тревогу и сожаление вызывает тот факт, что ВПТ на линии Россия – Финляндия остается единственным объектом постоянного тока в отечественной энергетике.

Двадцатилетний перерыв в разработке и создании такой сложной техники, какими являются вставки и электропередачи постоянного тока, отбрасывают энергетическую науку и электротехническую промышленность России в аутсайдеры, нарушает преемственную связь специалистов в этой области.

Вместе с тем имеющиеся проработки по концепции использования электропередач и вставок постоянного тока показывают целесообразность сооружения таких объектов как в ЕЭС России, так и на межгосударственных электроэнергетических связях. При этом опыт сооружения и длительной надежной эксплуатации Выборгской вставки постоянного тока, несомненно, окажется полезным и востребованным.

ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

Некоторые итоги развития электроэнергетики Польши в 90-е годы

Файбисович Д. Л., инж.

Энергосетьпроект

Энергетическая система Польши – одна из крупнейших в Центральной Европе и обслуживает 39 млн. жителей страны на территории около 335 тыс. км².

До 1989 г. Польская энергосистема входила в состав энергообъединения стран социалистического содружества (объединение “Мир”). В 1992 г. энергосистемы Польши, Чехии, Словакии и Венгрии вышли из энергообъединения “Мир” и сформировали отдельное энергообъединение, которое, действуя по европейским стандартам, подготовилось к интеграции в Западно-Европейское энергообъединение.

Начиная с 1998 г., энергосистема Польши входит в объединение Прибалтийских стран – “Балтийское кольцо”. Это объединение было создано после двухлетнего изучения странами рассматриваемого региона целесообразности указанной интеграции.

В 1999 г. максимальная нагрузка в энергосистеме Польши имела место 23 декабря и составила 22 821 МВт, в то время как абсолютный максимум – 24 685 МВт – был зафиксирован еще в декабре 1988 г. Максимальная нагрузка года, предшествующего отчетному (1998 г.), имела место 23/ХІІ 1998 г. и составила 23 384 МВт.

Минимальная нагрузка в день общесистемного максимума отчетного года отмечалась около 4 ч утра и составила около 66% максимума. Средняя нагрузка за день общесистемного максимума составила 18,3 ГВт и была на 1,3% ниже, чем в предшествующем году. Минимальные нагрузки в энергосистеме Польши имели место в июле отчетного года. В этот день максимум составил 14 485 МВт, т.е. около 63% зимнего максимума нагрузок.

В 1999 г. душевое потребление электроэнергии в Польше было около 3500 кВт·ч/чел. Относительно низкое значение указанной величины определяется неэнергоемким характером основной группы потребителей электроэнергии. Для сопоставления может быть указано, что в середине 90-х годов средняя величина душевого электропотребления для Европы в целом составляла 5558 кВт·ч/чел.

Некоторые статистические показатели по количеству абонентов, удельному потреблению электроэнергии отдельными группами потребителей, а также тарифам на электроэнергию приведены в

табл. 1. Характерным является разделение потребителей по месту их присоединения к электрической сети, вызванное тем, что в польском рынке электроэнергии действуют системный и местный рынки электроэнергии.

Системный рынок характеризует торговлю в основной электрической сети, т.е. сети напряжением 110, 220 и 400 кВ. На этом рынке производится 67% всей электроэнергии, вырабатываемой в стране. Местные рынки обеспечивают торговые операции на уровне распределительных сетей, т.е. сетей напряжением ниже 110 кВ. На этом рынке вырабатывается остальная часть электроэнергии.

Показатели по экспорту и импорту электроэнергии в 90-е годы приведены в табл. 2. Для последних лет характерно стремление снизить импорт и увеличить экспорт электроэнергии.

Основу электроэнергетики Польши составляет генерирующий комплекс, который включает 56 тепловых электростанций, в том числе 33 из них обеспечивают потребителей и тепловой энергией. В последние годы весь генерирующий комплекс страны был сосредоточен в 35 компаниях. Планируется (и такая работа уже осуществляется) снизить число генерирующих компаний до конца 2001 г. до семи.

Основу генерирующего комплекса энергосистемы Польши составляют ТЭС, работающие на бурых и каменных углях (85% ТЭС общего пользования). Установленная мощность ГЭС незначительна (менее 5% общей) и составляет 2,1 млн. кВт, в том числе ГАЭС – 1,33 млн. кВт.

Общая установленная мощность электростанций Польши существенно превышает уровень максимальных нагрузок. Поэтому основные инвестиции в развитие генерирующего комплекса страны направляются не на строительство новых электростанций, а на проведение реконструкции и модернизации действующих электростанций, повышение их эффективности и конкурентности (по отношению к импорту электроэнергии). Важным направлением работ при реконструкции ТЭС является обеспечение требований по защите окружающей среды. Последнее особенно важно в условиях преобладающего использования на ТЭС бурого и каменного угля. Модернизация и реконструкция ТЭС идут по пути использования новейших техно-

логий по очистке и снижению выбросов вредных газов работающих ТЭС. К работам по защите окружающей среды примыкает проведение комплекса работ по энергосбережению, поскольку на изготовление многих видов продукции удельный расход электроэнергии в Польше в 2–3 раза выше, чем в странах Западной Европы.

Затраты на модернизацию генерирующего комплекса в ближайшие 15 лет оцениваются в размере 50 млрд. дол. США. Предполагают, что основная часть инвестиций на модернизацию и реконструкцию генерирующего комплекса будет получена за счет приватизации. В ряд проектов по сооружению новых ТЭС, работающих на газе, вовлечены

иностранные инвесторы. Эти ТЭС рассчитаны на совместную выработку электро- и теплоэнергии.

Проведение работ на ряде энергообъектов ведется при финансировании Мирового банка.

Основные показатели развития генерирующего комплекса энергосистемы Польши за 1990–1999 гг. приведены в табл. 3. В показатели производства электроэнергии также включены данные по небольшим источникам.

Структура генерирующих мощностей энергосистемы Польши за 1990–1999 гг. и отчетные показатели работы отдельных групп электростанций приведены в табл. 4.

Т а б л и ц а 1

| Показатель | 1990 | 1995 | 1998 | 1999 |
|---|--------|---------|---------|---------|
| Количество потребителей, тыс. | 14 114 | 14 790 | 15 088 | 15 172 |
| В том числе получающих питание по: | | | | |
| ВН | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| СН | 27 | 24 | 25 | 25 |
| НН | 14 087 | 14 765 | 15 063 | 15 147 |
| в том числе: | | | | |
| дома односемейного заселения | 9679 | 10 417 | 10 758 | 10 971 |
| фермерские хозяйства | 2771 | 2546 | 2352 | 2266 |
| Среднее потребление на одного абонента, получающего питание по: | | | | |
| ВН, МВт·ч/потребитель | 82 729 | 106 512 | 109 696 | 102 014 |
| СН, МВт·ч/потребитель | 1014 | 1104 | 1148 | 1132 |
| НН, кВт·ч/потребитель | 3572 | 2692 | 2917 | 2927 |
| в том числе: | | | | |
| дома односемейного заселения | 2155 | 1745 | 1900 | 1914 |
| фермерские хозяйства | 2926 | 2147 | 2187 | 2171 |
| Средний тариф, злотый/(кВт·ч) | 19 | 119 | 162 | 182 |
| В том числе получающих питание по: | | | | |
| ВН | 20 | 86 | 118 | 131 |
| СН | 27 | 109 | 143 | 163 |
| НН | 18 | 150 | 204 | 226 |
| в том числе: | | | | |
| дома односемейного заселения | 10 | 140 | 191 | 209 |
| фермерские хозяйства | 12 | 143 | 196 | 215 |

Т а б л и ц а 2

| Показатель | 1990 | 1995 | 1998 | 1999 |
|-------------------------------|--------|------|------|------|
| Импорт электроэнергии, ГВт·ч | 10 437 | 4356 | 4608 | 3491 |
| В том числе со стороны: | | | | |
| Германии | 4128 | 3901 | 3016 | 1953 |
| Украины | 6295 | 336 | 802 | 727 |
| Белоруссии | – | – | 682 | 726 |
| Экспорт электроэнергии, ГВт·ч | 11 477 | 7157 | 8082 | 8426 |
| В том числе в: | | | | |
| Германию | 3529 | 2357 | 503 | 369 |
| Чехию | 7871 | 4800 | 7578 | 8057 |

Структура приходной и расходной частей баланса электроэнергетики Польши за 90-е годы довольно стабильна и характеризуется данными табл. 5.

В электрических сетях высокого напряжения используется классическая европейская шкала напряжений 750 – 400 – 220 – 110 кВ. Сети 750 кВ представлены межгосударственной ВЛ 750 кВ Хмельницкая АЭС (Украина) – ПС Жешув и ПС Жешув с автотрансформаторами 2 × 1000 МВ·А, 750/400 кВ. Дальнейшего развития сети 750 кВ в ближайшие годы не ожидается.

Электрические сети 400 кВ формируют основную сеть страны и выдачу мощности электростанций. На напряжении 400 кВ осуществляются основные межгосударственные связи с энергосистемами Чехии, Германии и Украины. В сентябре 1998 г. в работу была введена двухцепная ВЛ 400 кВ Кросно – Лемишаны, соединившая энергосистемы Польши и Словакии. Основным видом трансформации в сети 400/110 кВ (32 автотрансформатора), с сочетанием напряжений 400/220 кВ в сети действуют 14 автотрансформаторов.

Т а б л и ц а 3

| Показатель | 1990 | 1995 | 1998 | 1999 |
|--|---------|---------|---------|---------|
| Установленная мощность электростанций, МВт | 31 952 | 33 142 | 33 851 | 34 208 |
| В том числе: | | | | |
| общего пользования | 28 786 | 30 035 | 31 030 | 31 407 |
| блок-станций отдельных потребителей | 3166 | 3107 | 2821 | 2801 |
| Производство электроэнергии, ГВт·ч | 136 311 | 139 005 | 142 789 | 142 114 |
| В том числе: | | | | |
| электростанциями общего пользования | 128 212 | 130 639 | 135 301 | 134 751 |
| блок-станциями | 8099 | 8366 | 7488 | 7363 |

Т а б л и ц а 4

| Показатель | 1990 | 1995 | 1998 | 1999 |
|--|---------|---------|---------|---------|
| Тепловые электростанции общего пользования | | | | |
| Установленная мощность электростанций, МВт | 26 781 | 28 027 | 28 917 | 29 292 |
| В том числе ТЭС на: | | | | |
| бурых углях | 9058 | 9058 | 9093 | 9148 |
| каменных углях | 13 732 | 14 482 | 15 235 | 15 317 |
| прочих видах топлива | 3991 | 4487 | 4589 | 4827 |
| Располагаемая мощность, МВт | 25 687 | 27 270 | 28 260 | 28 904 |
| Производство электроэнергии, МВт·ч | 124 899 | 126 775 | 130 960 | 130 445 |
| Штатный коэффициент, чел/МВт | 1,16 | 1,03 | 0,87 | 0,84 |
| Тепловые электростанции потребителей (блок-станции) | | | | |
| Установленная мощность, МВт | 3166 | 3107 | 2821 | 2801 |
| Расчетная мощность, МВт | 2949 | 2792 | 2489 | 2489 |
| Производство электроэнергии, МВт·ч | 8099 | 8366 | 7488 | 7363 |
| в том числе выработано с теплоэнергией | 6363 | 6252 | 6172 | 5618 |
| Электроэнергия, переданная в сеть, МВт·ч | 495 | 308 | 245 | 253 |
| Число часов использования установленной мощности, ч/год | 2759 | 2993 | 3008 | 2958 |
| Гидроэлектростанции | | | | |
| Установленная мощность, МВт | 2005 | 2008 | 2113 | 2115 |
| в том числе ГАЭС | 1310 | 1330 | 1330 | 1330 |
| Располагаемая мощность, МВт | 1976 | 2046 | 2142 | 2143 |
| в том числе ГАЭС | 1205 | 1366 | 1366 | 1366 |
| Выработка электроэнергии, МВт·ч | 3300 | 3780 | 4203 | 4142 |
| в том числе ГАЭС | 1869 | 1930 | 1921 | 1976 |
| Потребление электроэнергии, МВт·ч: | | | | |
| на заряд ГАЭС (с учетом потерь в сети) | 2614 | 2761 | 2806 | 2965 |
| собственно ГАЭС | 2565 | 2709 | 2675 | 2756 |

Т а б л и ц а 5

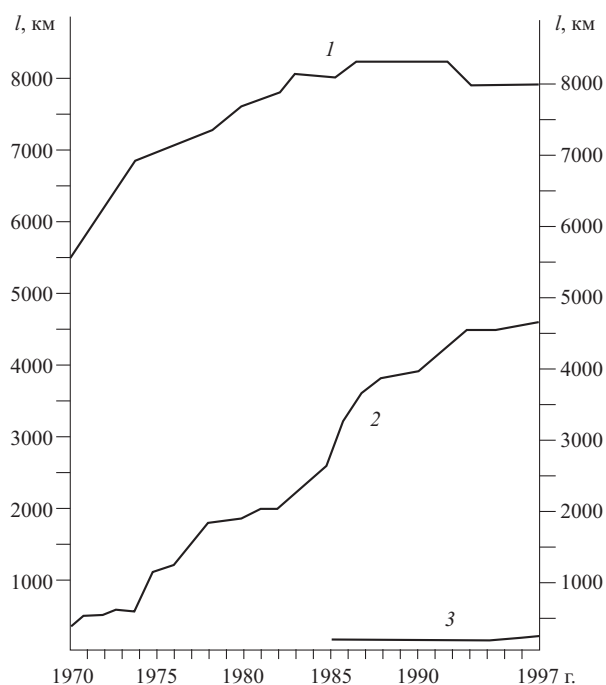
| Показатель | 1990 | 1995 | 1998 | 1999 |
|---|---------|---------|---------|---------|
| Приходная часть | | | | |
| Импорт электроэнергии, ГВт·ч | 10 437 | 4356 | 4608 | 3491 |
| Выработка электроэнергии, ГВт·ч | 136 311 | 139 005 | 142 789 | 142 114 |
| В том числе: | | | | |
| ТЭС общего пользования | 124 899 | 126 777 | 130 960 | 130 445 |
| блок-станциями | 8097 | 8363 | 7485 | 7360 |
| ГЭС | 3315 | 3851 | 4327 | 4282 |
| электростанциями на возобновляемых ресурсах | - | 14 | 17 | 27 |
| <i>Всего</i> | 146 748 | 143 361 | 147 397 | 145 605 |
| Расходная часть | | | | |
| Экспорт электроэнергии, ГВт·ч | 11 477 | 7157 | 8082 | 8426 |
| Потребление, ГВт·ч | 135 271 | 136 204 | 139 315 | 137 179 |
| В том числе: | | | | |
| расход на административных потребителей | 11 182 | 11 073 | 11 736 | 11 911 |
| заряд ГАЭС | 2614 | 2761 | 2806 | 2965 |
| потребители, получающие питание на ВН и СН (без железных дорог) | 53 353 | 51 943 | 52 949 | 50 927 |
| внутриквартирное потребление | 20 587 | 18 075 | 20 314 | 20 800 |
| потери в сетях | 11 362 | 17 995 | 15 337 | 14 563 |
| <i>Всего</i> | 146 748 | 143 361 | 147 397 | 145 605 |

Электрические сети 220 кВ, получившие значительное развитие в предшествующие годы, в дальнейшем будут использоваться до полного физического износа, а их развитие будет незначительным. Так, за последние 25 лет протяженность ВЛ 220 кВ возросла всего на 1 тыс. км, а за последние 10 лет даже несколько сократилась. Указанное соответствует стандартам европейского энергообъединения. Основной вид трансформации в сети энергосистемы – 400/110 кВ. В этих условиях сеть 220 кВ становится промежуточной и, как это имеет место в других европейских странах, останавливается в своем развитии.

Сети напряжением 110 кВ – основные распределительные сети энергосистемы и в этом качестве сохраняют свое значение в перспективный период.

По состоянию на начало 2000 г. общая протяженность электрических сетей Польской энергосистемы составила 706,3 тыс. км в одноцепном исчислении, в том числе: напряжением 750 кВ – 114 км, 400 кВ – 4689 км, 220 кВ – 8103 км, 110 кВ – 32,3 тыс. км, 15 – 20 кВ – 276,7 тыс. км и 0,4 кВ – 384,3 тыс. км. Мощность трансформаторов – 116,9 ГВ·А.

Динамика роста протяженности сети, начиная с 1970 г., приведена на [рисунке](#).



Динамика роста протяженности ВЛ в Польской энергосистеме:

1 – ВЛ 220 кВ; 2 – ВЛ 400 кВ; 3 – ВЛ 750 кВ

Содержание журнала «Электрические станции» за 2001 г.

| | № жур-нала | стр. | № жур-нала | стр. |
|---|------------|------|------------|------|
| ВСЕРОССИЙСКОМУ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКОМУ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОМУ ИНСТИТУТУ – 80 лет | | | | |
| Березинец П. А., Крашениников В. Г., Костюк Р. И., Писковацков И. Н. Динамические характеристики парогазовой установки ПГУ-450Т Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга | VII | 5 | | |
| Ефимочкин Г. И., Шипилев С. Г. Развитие систем шариковой очистки конденсаторов и опыт их эксплуатации | VII | 46 | | |
| Злепко В. Ф., Гринь Е. А., Швецова Т. А. Техническое перевооружение действующих ТЭС с учетом состояния металла | VII | 12 | | |
| Резинских В. Ф., Гуторов В. Ф., Федосеев Б. С. Коррозионное растрескивание дисков паровых турбин, работающих в зоне фазового перехода | VII | 26 | | |
| Резинских В. Ф., Шкатов П. Н., Букин Ю. А., Казанский Д. А. Повышение эксплуатационной надежности рабочих лопаток из стали ЭИ961-Ш последних ступеней мощных паровых турбин | VII | 43 | | |
| Рябов Г. А., Втюрин Ю. Н., Зыков А. М., Шапошник Д. А., Бердин С. В., Дьяченко В. Ф. Основные технические решения по реконструкции Несветай ГРЭС с установкой нового котла с ЦКС в качестве прототипа для технического перевооружения угольных ТЭС | VII | 33 | | |
| Толчинский Е. Н., Абросимов А. А., Иванов С. В., Киселев В. А., Шахов М. И., Яковлева В. С. Исследование огнепреградителей напорно-импульсного типа | VII | 63 | | |
| Тугов А. Н., Литун Д. С., Эскин Н. Б., Угначев В. И., Дик Э. П., Мещеряков В. Г., Кособокова Э. М., Федоров Л. Г., Майкин А. С., Каменев В. Г., Соколов Н. С. Комплекс работ по освоению и наладке процессов термической переработки твердых бытовых отходов | VII | 19 | | |
| Тумановский А. Г. Всероссийскому теплотехническому институту – 80 лет | VII | 2 | | |
| Хромченко Ф. А., Лаппа В. А., Калугин Р. Н. Диагностирование и прогнозирование ресурса сварных соединений паропроводов | VII | 55 | | |
| Шварц А. Л., Галецкий Н. С., Шмуклер Б. И., Щелоков В. И., Евдокимов С. А., Отт О. Б., Чугреев А. А. Опыт разработки технических решений при проектировании пароводяного тракта котла среднего давления с П-образной горизонтальной компоновкой | VII | 51 | | |
| Шмуклер Б. И. О становлении отечественного прямоточного котлостроения | VII | 39 | | |
| СОСТОЯНИЕ И РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ, ПОСТАНОВОЧНЫЕ И ОБЩИЕ ВОПРОСЫ | | | | |
| Безруких П. П., Ландберг Л., Старков А. Н. Атлас ветров России | VI | 51 | | |
| Васильев В. А., Баринов В. А. Перспективы развития Тюменской энергосистемы | III | 2 | | |
| Горюнов И. Т., Мозгалева В. С., Богданов В. А. Проблемы обеспечения качества электрической энергии | I | 16 | | |
| Демкин В. В. Оценка безопасности объектов электроэнергетики | IX | 13 | | |
| Кузнецов В. Северо-Западная ТЭЦ – первенец нового поколения отечественных электростанций | II | 3 | | |
| Кучеров Ю. Н., Купченко В. А., Демкин В. В. О ресурсе энергетических объектов | XI | 19 | | |
| Марченко Е. А. Качество частоты в ЕЭС России в свете западно-европейских требований | II | 47 | | |
| ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ | | | | |
| Анищенко В. А., Антоневич В. Ф., Радкевич В. Н., Уласевич А. Ф. Контроль погрешности измерений в системе учета межгосударственных перетоков активной электроэнергии | IV | 5 | | |
| Барыкин С. Е. Формирование оптимального портфеля капиталовложений энергетического объединения | V | 2 | | |
| Гвоздев Д. Б., Шурупов В. В. Анализ структуры управления оптовым рынком электроэнергии | IV | 2 | | |
| Говсиевич Е. Р., Кузнецов В. А., Мельников А. П., Хажеев М. И., Эдельман В. И. Интеграционные процессы при создании энергетическими и топливными предприятиями простого товарищества | VI | 19 | | |
| Денисов В. И. По поводу статьи Козлова В. А. «Об образовании тарифа на услуги по передаче электроэнергии» (Отклики и письма) | I | 54 | | |
| Денисов В. И. По поводу статьи Славиной Н. А., Косматова Э. М., Барыкина Е. Е. «О методах распределения затрат на ТЭЦ» | XI | 18 | | |
| Джангиров В. А., Баринов В. А. Рыночные отношения и системы управления в электроэнергетике | VI | 2 | | |
| Козлов В. А. Об образовании тарифа на услуги по передаче электроэнергии (Отклики и письма) | I | 52 | | |
| Славина Н. А., Косматов Э. М., Барыкин Е. Е. О методах распределения затрат на ТЭЦ | XI | 14 | | |
| Старшинова О. В. Об организации подрядных торгов (конкурсов) | V | 9 | | |
| Эдельман В. И., Говсиевич Е. Р., Мельников А. П., Кулаков А. В., Кузнецов В. А. О переводе ТЭС Урала, входящих в УралТЭК, с экибастузского на непроектные кузнецкие угли | I | 2 | | |
| ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА | | | | |
| Бородин В. Н., Карпов В. В., Черепанов В. А. Использование статистических методов для контроля эффективности теоретических занятий с персоналом электростанции | IX | 2 | | |
| Головинский И. А., Куклев В. И. Универсальные тренажеры оперативных переключений | XI | 2 | | |
| Журавлев Г. Е., Саков Б. А. Эмоциональный тренинг персонала электростанции в ходе рабочей смены | XI | 8 | | |
| Охотин В. В., Кузнецов Н. Д., Кузицин В. Ф., Чучкина Н. И., Садыков В. А., Серепенков И. Н., Кузнецова А. В., Баландин А. С., Червяков М. Ю. Применение «Комплекса компьютерных средств подготовки персонала цехов ТАИ ТЭС» в соревнованиях профессионального мастерства | II | 41 | | |

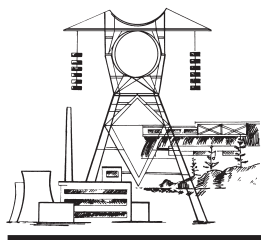
| | № жур-нала | стр. | | № жур-нала | стр. |
|--|------------|------|--|------------|------|
| Ремезов А. Н., Ломакин Б. В., Крайнов В. К., Рубашкин А. С., Шамко В. Н. Соревнование операторов КТЦ Мосэнерго | V | 32 | | | |
| АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ | | | | | |
| Ковезев С. Н., Мансветов В. Л. Расширение возможности использования АСКУЭ в энергосистемах | X | 20 | | | |
| Любарский Ю. Я., Моржин Ю. И. Отечественные оперативно-информационные комплексы АСДУ энергосистем | XII | 27 | | | |
| Мозгалев В. С., Тодирка С. Н., Богданов В. А., Пономаренко И. С., Сипачева О. В., Скорняков А. Ю. Информационное обеспечение автоматизированных систем управления распределительными электрическими сетями | X | 13 | | | |
| Потребич А. А. Интегрированная система для решения технологических задач ИАСУ ПЭС | VIII | 28 | | | |
| ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ | | | | | |
| Алешин А. Д., Бабушкин А. В., Кириков В. П. Компьютерные технологии в формировании и использовании оперативного журнала диспетчера | IX | 9 | | | |
| Галанов В. П., Галанов В. В. Влияние качества электрической энергии на уровень ее потерь в сетях (Обмен производств. опытом) | V | 54 | | | |
| Гамбурян К. А., Егиазарян Л. В., Сааков В. И., Сафарян В. С. Об учете электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении | VIII | 24 | | | |
| Железко Ю. С. Оценка потерь электроэнергии, обусловленных инструментальными погрешностями измерения | VIII | 19 | | | |
| Железко Ю. С. Принципы нормирования потерь электроэнергии в электрических сетях и программное обеспечение расчетов | IX | 33 | | | |
| Железко Ю. С. Систематические и случайные погрешности методов расчета нагрузочных потерь электроэнергии | XII | 19 | | | |
| Железко Ю. С., Савченко О. В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях | X | 9 | | | |
| Коган Ф. Л., Плясуля И. П. Об анализе сложных технологических нарушений в работе электростанций и энергосистем | I | 21 | | | |
| Кошечев Л. А., Шлайфштейн В. А. Области рационального применения линий электропередачи высших классов напряжения переменного и постоянного тока в ЕЭС России | XI | 32 | | | |
| Кучеров Ю. Н., <u>Окин А. А.</u> , Мартыненко М. М., Данильчук В. Н. Современное состояние автоматической частотной разгрузки энергосистем и пути ее совершенствования | XII | 31 | | | |
| Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В. Взаимовлияние двухцепных воздушных линий и их воздействие на режим электрических систем | II | 52 | | | |
| Потребич А. А. Эффективность выбора мероприятий по снижению потерь энергии в электрических сетях энергосистем | V | 34 | | | |
| Потребич А. А., Алексанов А. А., Фоменко П. И., Овчинникова Н. С., Аксенов В. Т., Позигун М. П., Гажан Н. И., Шевцов В. И., Шевцов М. В. Интегрированная система для решения технологических задач службы подстанций | X | 30 | Потребич А. А., Алексанов А. А., Фоменко П. И., Позигун М. П., Овчинникова Н. С., Аксенов В. Т., Шевцов В. И., Кисилев П. В. Интегрированная система для решения технологических задач службы линий | IX | 38 |
| | | | Суханов В. А., Глухова Н. С. О надежности электроснабжения собственных нужд электростанций и сетей потребителей | III | 41 |
| | | | ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ | | |
| | | | Балаев И. С., Боровкова И. И., Земцов А. С. Новые технические решения при проектировании ВПУ ТЭЦ Куйбышевского НПЗ | II | 32 |
| | | | Вспомогательное оборудование АО Сарэнерго-маш | X | 7 |
| | | | Жаров А. П., Беликова Н. З., Келлер В. Д., Ржевников Ю. В., Комаров В. А. Противопожарная система для турбоагрегатов энергоблоков ТЭС | VI | 43 |
| | | | Журавлев Ю. А., Скуратов А. П., Блох А. Г., Ковалев Ю. В. Разработка системы технической диагностики энергетической топки как основа принятия управленческих решений | IV | 9 |
| | | | Козлов А. Б., Пермьякова В. В. Влияние масла на прочность бетона фундаментов под энергетическое оборудование | II | 36 |
| | | | Концепция технического перевооружения тепловых электростанций | XII | 57 |
| | | | Копсов А. Я., Штромберг Ю. Ю., Понасечкин С. А. Об энергоустановках с пилеугольными котлами | VI | 34 |
| | | | <u>Крылов А. В.</u> , Маркин В. Н., Орахелашвили Б. М. Реконструкция береговой насосной станции Владимирской ТЭЦ | II | 27 |
| | | | Низамеева Р. А., Исаков А. А., Гоголашвили Э. Л. О методике определения нефтепродуктов в производственных водах тепловых электростанций | I | 12 |
| | | | Новиков В. М., Нужонков А. Е., Яруничев С. А. Усиление оснований турбоагрегатов 60 МВт Сормовской ТЭЦ ОАО Нижновэнерго | II | 21 |
| | | | Печников А. Ф., Шупарский А. И. Образование и утилизация токсичных отходов тепловых электростанций | IV | 19 |
| | | | Поливанов В. И., Рыков В. А., Берлявский Г. П., Канцдалов В. Г. Исследования и мониторинг трубопроводов питательной воды энергоблоков 160 – 800 МВт | VIII | 2 |
| | | | Поливанов В. И., Рыков В. А., Зленко В. Ф., Берлявский Г. П., Канцдалов В. Г. Мониторинг длительной прочности котельных труб работающего энергооборудования | I | 5 |
| | | | Радин Ю. А., Гомболевский В. И., Рыжков Ф. Е., Соколов В. Г., Мельников А. В., Майстер Б. М., Темеров Н. А. Технология пуска дубль-блока СКД мощностью 300 МВт из холодного состояния с использованием стороннего пара | IX | 22 |
| | | | Ремезов А. Н., Хоменок Л. А., Куличихин В. В., Литвинова Л. А., Соколов В. В. Предложения по реконструкции энергоблока 1200 МВт с целью совершенствования его характеристик и продления ресурса работы | XI | 22 |

| | № жур-нала | стр. | | № жур-нала | стр. |
|--|------------|------|--|------------|------|
| Храмчихин А. М., Родионов И. В., Бураков А. Ю., Моисейцев Ю. В., Колосов А. Ю., Миненков В. И., Миненков В. И. Опыт эксплуатации рассолодобычных скважин на территориях теплоэлектростанций | IV | 21 | Грибков А. М., Щелоков Ю. В., Тараторин А. В., Тюклин В. П., Насриев А. М. Система непрерывного контроля температурного режима экранов топки газоплотного котла | XII | 15 |
| Цанев С. В., Буров В. Д., Зауэр А. Повышение экономичности энергетических установок электростанций | XII | 2 | Горбуров В. И., Зорин В. М., Катковский С. Е., Колечкин Г. И., Крестов В. Б., Сергеев В. В., Хлебников А. А. О некоторых особенностях распределения примесей в водяном объеме котла ТП-87 | VI | 38 |
| Царев А. В. Холдинг «ЮНИ-ЭКСПО» – «ДАУ-ЧЕЛ» – новое предприятие на российском рынке | II | 39 | Капельсон Л. М. По поводу статьи Енякина Ю. П., Вербовецкого Э. Х., Новикова Ю. С. и др. «Техническая концепция модернизации котлов ТП-80 и ТП-87 ТЭЦ-22» (Отклики и письма) | X | 60 |
| Топливо, его хранение, транспорт, приготовление и сжигание | | | Мошкарин А. В., Шельгин Б. Л., Анянин В. И. Оценка технической возможности эксплуатации парового котла ТП-170 на пониженных параметрах перегретого пара | XII | 8 |
| Грибков А. М., Щелоков Ю. В., Чадаев А. В. Снижение выбросов оксидов азота котлами ПЭО Татэнерго | IV | 13 | Осинцев В. В., Кузнецов Г. Ф., Петров В. В., Сухарев М. П. Анализ эффективности сжигания природного газа и бурого угля ухудшенного качества на котлах БКЗ-210-140Ф Челябинской ТЭЦ-2 | VI | 26 |
| Капельсон Л. М. Организация и проведение опытного сжигания непроектного топлива | V | 16 | Петров Ю. И., Меренов А. А., Усман Ю. М., Серков Д. Е., Котлер В. Р. Снижение выбросов NO _x на котлах ТГМЕ-464 малозатратной реконструкцией горелок | X | 2 |
| Капельсон Л. М., Харитонов А. Ф., Голов В. В. Выбор оптимального решения по использованию рециркуляции газов при сжигании природного газа | II | 7 | Потапов А. А., Какузин В. Б., Черняк В. Н., Никитин С. В. Автоматизация регулирования температуры пара промперегрева котлоагрегата ТГМП-344А | XII | 12 |
| Кушнаренко В. В. О сущности критерия взрываемости в инженерном методе оценки взрывоопасных свойств пыли энергетического топлива | III | 30 | Федоров А. И., Понасечкин С. А. Опыт перевода барабанных котлов на пониженные параметры пара | II | 10 |
| Кушнаренко В. В. Ограничение температуры пылевоздушной смеси за мельницей – одна из основных мер взрывопредупреждения | IX | 19 | Холщев В. В. Повышение надежности ступеней пароперегревателя от промежуточных до выходной | IX | 28 |
| Пронин М. С. По поводу статьи Дудорова Ю. Д. «О новом методе оценки взрывобезопасных свойств пыли энергетических топлив и о температуре пылегазовоздушной смеси за мельницей (сепаратором)» | III | 34 | Холщев В. В. Сравнительный анализ двух экспериментов, проведенных в разные годы на мазутных котлах | III | 12 |
| Серант Ф. А., Пугач Л. И. О классификации топлива по группам взрывоопасности и температуре пылевоздушной смеси за пылеприготовительной установкой | III | 28 | Паротурбинные установки, насосы, трубопроводы и арматура | | |
| Тихонов С. Б., Беломестнов Ю. А. Новая технология сжигания бурых углей в топках с низкотемпературным кипящим слоем с вертикальным вихрем | XI | 28 | Андреев Ю. А., Палей А. Г., Безручкин Е. П., Бутовский И. А. Опыт Благовещенской ТЭЦ по нормализации тепловых расширений турбин Т-110/120-130-4 без разборки ЦВД | III | 21 |
| Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С. Влияние дисперсного состава пыли природного твердого топлива на ее взрывоопасные свойства | V | 11 | Балашов Ю. В., Карасев В. В., Надцына Л. В. По поводу статьи В. И. Гладштейна «Эксплуатация турбин с давлением пара более 9 МПа с трещинами и выборками литых корпусных деталей» (Отклики и письма) | III | 62 |
| Толчинский Е. Н., Киселев В. А., Колбасников В. А., Яковлева В. С. Влияние зольности на взрывоопасные свойства пыли твердого природного топлива | IX | 16 | Бравиков А. М. Совершенствование вакуумных деаэраторов | V | 25 |
| Котлы и котельное оборудование | | | Воронков С. Т. Метод определения параметров тепловой изоляции паротурбинных блоков ТЭС, работающих в маневренном режиме | II | 17 |
| Беляков И. И., Макаров А. Н., Передельский А. А. Анализ причин поврежденных экранных труб котлов ТП-87 и методы их устранения | II | 13 | Гвоздев В. М., Поляков А. И., Исаков Н. Ю., Мандрыка Э. С. Опыт эксплуатации системы диагностики рабочих лопаток ЦНД турбины К-210 ст. № 2 Шатурской ГРЭС-5 | VIII | 16 |
| Богачев В. А., Школьников Б. Э., Макогон В. Ф., Урусова Г. А. Явление намагничивания металла и контроль тепловой неравномерности поверхностей нагрева | III | 16 | Жученко Л. А., Кортенко В. В., Сахнин Ю. А., Ермолаев В. В. О восстановлении ресурса рабочих лопаток и дисков паровых турбин | V | 21 |
| Василенко Г. В., Мурзин М. А., Масликов И. В., Матвеева Л. Ю., Лашицкий А. П., Елецкая М. С., Лапутыко М. Л. Пассивация и консервация барабанных котлов по методу «гидразинной выварки» | V | 28 | Кляхин В. По поводу статьи Бирюкова Д. Б., Воронина В. П., Зройчикова И. А. и др. «Проблемы обеспечения герметичности фланцевых разъемов ПВД» (Отклики и письма) | XII | 56 |
| Василенко Г. В., Сутоцкий Г. П. О некоторых показателях качества котловой воды барабанных котлов высокого давления | II | 30 | | | |

| | № жур-нала | стр. | | № жур-нала | стр. |
|--|------------|------|--|--|---------|
| Кляхин В. По поводу статьи Гладштейна В. И. «Эксплуатация турбин с давлением пара более 9 МПа с трещинами и выборками литых корпусных деталей» (Отклики и письма) | IX | 59 | | Холодный С. Д., Крачко В. А. Определение допустимого тока нагрузки кабелей, проложенных в блоках | VI 47 |
| Орлик В. Г., Аверкина Н. В., Вайнштейн Л. Л., Качуринер Ю. Я. Влияние специфических свойств влажного пара на эксплуатационную надежность турбин | VIII | 10 | ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ И ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ | | |
| Шарапов В. И., Сивухина М. А. Выбор методов предотвращения углекислотной коррозии тепловых сетей | III | 23 | | Ананянц С. С., Кислицкий Б. В., Клетчиков А. И. Устранение повышенного нагрева конструктивных элементов ротора гидрогенератора | III 44 |
| ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ СЕТИ | | | | Батанов В. А. Измерительный прибор малой активной мощности синхронных генераторов (Обмен производств. опытом) | I 50 |
| Апанасов В. В., Баланцев А. Р., Баланцев Г. А., Наденин В. Ф. О повышении надежности определения мест повреждения на ВЛ 110 – 220 кВ и рациональном размещении фиксирующих приборов | XI | 41 | | Брянцев А. М., Долгополов А. Г., Лурье А. И., Евдокунин Г. А., Бики М. А., Уколов С. В., Авдонин А. Г., Шипицын В. П. Результаты эксплуатации управляемого подмагничиванием трехфазного шунтирующего реактора | XII 44 |
| Барабанов Ю. А., Богданова О. И., Деметьев Ю. А., Механошин Б. И., Сиденков Д. В., Орешкин А. В., Шкалов А. А. Расчет термической устойчивости грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи | VIII | 32 | | Бутов А. В., Мамиконянц Л. Г., Пикульский В. А., Поляков Ф. А., Шандыбин М. И., Шейко П. А. Повреждаемость и контроль зубцовых зон запеченных крайних пакетов стали сердечников статоров турбогенераторов | V 41 |
| Барсуков А. И., Седунов В. Н., Шевченко А. Т., Шунтов А. В. По поводу статьи Неклепаева Б. Н., Трубицына В. И. «О допустимом числе присоединений в распределительных сборных шинами» (Отклики и письма) | I | 55 | | Ванин Б. В., Ланкау Я. В., Львов Ю. Н., Львов М. Ю., Писарева Н. А., Комаров В. Б., Шифрин Л. Н. Методологические аспекты оценки степени старения изоляции обмоток силовых трансформаторов по измерению степени полимеризации | I 35 |
| Дунаев А. И. Об уточнении места повреждения на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах | XI | 44 | | Ванин Б. В., Львов Ю. Н., Львов М. Ю., Неклепаев Б. Н., Антипов К. М., Сурба А. С., Чичинский М. И. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110 – 500 кВ в эксплуатации | IX 53 |
| Жуков В. В. Ответ автора на отклик Каневского Я. М. «По поводу статьи Жукова В. В. «Расчет токов короткого замыкания с учетом изменения параметров короткозамкнутой цепи» (Отклики и письма) | XI | 66 | | Васильев А. В., Артамонов Е. В., Довгопольный Е. Е. Испытания компрессорного масла Mobil Rarus 429 в компрессоре ВШВ-2,3/230 | VIII 53 |
| Каневский Я. М. По поводу статьи Жукова В. В. «Расчет токов короткого замыкания с учетом изменения параметров короткозамкнутой цепи» (Отклики и письма) | XI | 65 | | Ветлугаев С. С., Макаров Л. Е., Образцов Ю. В., Фурсов П. В. Переходные соединительные муфты на напряжение 110 кВ | X 55 |
| Качановская Л. И., Железков В. Н., Мищенко В. В. Закрепление опор ВЛ с применением винтовых анкеров и свай | IX | 41 | | Виноградов А. А., Платонова И. А., Рыжов С. В. Защита шлейфов аппаратных спусков с применением арматуры спирального типа | IV 38 |
| Левченко И. И., Засыпкин А. С., Логанчук Л. М. Об использовании выносного заземлителя для плавки гололеда на ВЛ постоянным током | IV | 25 | | Георгиади В. Х. Особенности оценки результатов измерений сопротивлений постоянному току обмоток электрических машин и трансформаторов | X 39 |
| Левченко И. И., Засыпкин А. С., Рябуха Е. В. О мерах безопасности при работах на воздушных линиях под навешенным напряжением | V | 37 | | Дриманович Л. И., Крафт В. П., Цацкин А. Я. Номенклатура и технические возможности ОАО «Новая сила» | V 47 |
| Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В. Особенности определения места повреждения на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах | I | 28 | | Ивашнев В. К., Петров А. С. Металлические сборно-разборные подмости для ремонта статоров гидрогенераторов (Обмен производств. опытом) | XII 54 |
| Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В. Уточнение определения мест повреждения на ВЛ при использовании фазных составляющих | III | 36 | | Кассихин С. Д., Славинский А. З., Львов Ю. Н., Львов М. Ю., Чичинский М. И. О ремонте высоковольтных герметичных вводов трансформаторов в эксплуатации | XI 54 |
| Мозгалева К. В., Неклепаев Б. Н., Шунтов А. В. О стабилизации уровней токов короткого замыкания в сетях 110 кВ и выше | XII | 40 | | Маруда И. Ф. О ближнем резервировании на подстанциях с выключателем 110 кВ в цепи трансформатора | V 50 |
| Солдатов В. А., Калинин Л. П., Кнорсак М. В., Локтионов С. В., Бейм Р. С., Сыромятников С. Ю. Экспериментальное исследование параметров и режимов линии электропередачи с управляемой продольной компенсацией | IX | 46 | | Михеев Г. М., Михеев Г. М., Филиппов В. К. Об отборе проб масла из герметичных вводов 500 – 750 кВ | I 39 |
| | | | | ОАО «МОВЕН» – 6 лет работы на рынке тягловых машин | XI 62 |

| | № жур-нала | стр. | | № жур-нала | стр. |
|---|------------|------|--|------------|------|
| Обабков В. К., Обабкова Н. Е. Теоретические и экспериментальные исследования возможностей создания автокомпенсатора емкостных токов на основе дугогасящего реактора с подмагничиванием | X | 44 | Потребич А. А., Кузнецов В. П., Жданов В. С., Фоменко П. И. Об определении технического состояния оборудования электрических сетей энергосистем | III | 47 |
| Поляков В. И. Измерение тока ротора генератора с бесщеточным возбуждением | II | 59 | Потребич А. А., Кузнецов В. П., Жданов В. С., Фоменко П. И., Ткачев В. И., Овчинникова Н. С., Юдин Г. Г. Автоматизированная система для оценки технического состояния электрооборудования | IV | 35 |
| Сафарбаков А. А., Олейник С. И. Узел блокировки срабатывания направленных защит от замыканий на землю при феррорезонансных процессах | II | 64 | Хренников А. Ю., Еганов А. Ф., Курyleв В. Б., Смолин А. Ю., Щербаков В. В., Языков С. А. Тепловизионный контроль генераторов и импульсное дефектографирование силовых трансформаторов | VIII | 48 |
| Уралэнергосервис – 10 лет на рынке. Итоги, перспективы развития | XI | 63 | Шинкаренко Г. В. Контроль опорных трансформаторов тока и вводов силовых трансформаторов под рабочим напряжением в энергосистемах Украины (Обмен производств. опытом) | V | 55 |
| Шелепов А. С., Синепольский В. А., Якименко В. Г. Системы возбуждения генераторов Березовского опытного завода “Энергоцветмет” | VIII | 43 | ИСТОРИЧЕСКИЕ ВЕХИ И СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ | | |
| РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, СВЯЗЬ | | | Гервиц М. Б. К 70-летию Березниковской ТЭЦ | XI | 69 |
| Акопян Г. С. Противоаварийная автоматика для энергосистем с большой удельной единичной мощностью на примере Армении | VIII | 38 | Мингалев Н. П. Южно-Кузбасской ГРЭС – 50 лет | IV | 43 |
| Акопян Г. С. Устройство дальнего резервирования отключения коротких замыканий | IX | 51 | Балыбердин Л. Л., Галанов В. И., Ковалев В. Д., Казаров С. С., Смирнов А. А., Гольберг М. И. Опыт создания и работы Выборгской выпрямительно-инверторной подстанции | XII | 63 |
| Белотелов А. К., Коржецкая Т. А., Левиуш А. И., Усачев Ю. В., Ужегов В. Т. О повышении надежности функционирования высокочастотных защит ВЛ при внешних коротких замыканиях и в цикле ОАПВ | I | 33 | Саратовскому заводу энергетического машиностроения (АО «Сарэнергомаш») – 130 лет | IV | 52 |
| Будовский В. П., Иванова С. И., Сулименко А. О. Повышение чувствительности первой ступени токовой защиты от коротких замыканий на землю панели ЭПЗ-1636 (Обмен производств. опытом) | I | 43 | Славинский А. З. Московскому заводу «Изолятор» им. А. Баркова – 105 лет | VI | 63 |
| Гумин М. И., Косарева Е. Г., Лисицын М. В. Микропроцессорная система автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности электростанции | IV | 23 | ХРОНИКА | | |
| Иванов В. Н. О повышении надежности функционирования УРЗА серии ПДЭ-2000 (Обмен производств. опытом) | I | 45 | Аржанников Е. А. Рецензия на учебник для вузов Н. И. Овчаренко «Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем» | VIII | 64 |
| Кузнецов А. П. Применение устройств электрозащитного и противопожарного отключения АСТРО-УЗО в электрических сетях 380 – 220 В | XII | 51 | Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е. О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО «Фирма ОРГРЭС» во втором полугодии 1999 г. | I | 63 |
| Пологаев М. М., Хомицкий С. В., Шунтов А. В. Испытания микропроцессорных систем контроля и управления электрической части электростанций | XI | 48 | Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е. О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО «Фирма ОРГРЭС» в I полугодии 2000 г. | III | 51 |
| Цыгулев Н. И. Анализ основных типов защит линий с односторонним питанием | II | 61 | Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е. О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО «Фирма ОРГРЭС» во II полугодии 2000 г. | IV | 56 |
| ДИАГНОСТИКА И КОНТРОЛЬ ОБОРУДОВАНИЯ | | | Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е. О некоторых нормативных и информационных документах, изданных ОАО «Фирма ОРГРЭС» в первом полугодии 2001 г. | X | 62 |
| Брезгин В. И., Аронсон К. Э., Бродов Ю. М., Смирнов С. В., Петров В. Е., Колесников В. И., Осипов Н. Е. Система постоперативного анализа показателей работы оборудования электростанций | VI | 55 | Всероссийский научно-технический семинар «Новые технологии сжигания твердого топлива: их текущее состояние и использование в будущем» | IV | 66 |
| Гречко О. Н., Курбатова А. Ф., Петкевич Г. И., Привалов И. Н. Длительные стендовые испытания электрооборудования для определения допустимых режимов его работы | IV | 29 | Конференция молодых специалистов электроэнергетики – 2000 | I | 67 |
| Долгих В. В., Кириевский Е. В. Прибор для эксплуатационного контроля высоковольтных выключателей по параметрам движения контактов емкостным методом | XI | 56 | Международная конференция «Эффективное оборудование и новые технологии – в российскую тепловую энергетику» | XI | 67 |
| Поляков В. И. Диагностика технического состояния каналов водяного охлаждения и креплений стержней обмоток мощных турбогенераторов для продления срока их службы | X | 34 | О готовности ГТЭ-110 к промышленному освоению | VIII | 55 |
| | | | Решение научно-практической конференции «Энергетика Поволжья – проблемы развития» | X | 66 |

| | № жур-нала | стр. | | № жур-нала | стр. |
|---|------------|------|--|------------|------|
| Семинар «Современная отечественная техника для топливоподачи ТЭС» | IX | 60 | ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ | | |
| Содержание журнала «Электрические станции» за 2001 г. | XII | 72 | Белотелов А. К., Брауде Л. И., Шкарин Ю. П., Шаги Й. Система централизованного управления потреблением электроэнергии в Венгрии | II | 67 |
| Соломоник Е. А. Опыт проведения конференций по вопросам работы внешней изоляции электроустановок в районах с загрязненной атмосферой | III | 54 | Гордеев П. А., Яковлев Г. В. Развитие электростанций с поршневыми двигателями за рубежом | X | 68 |
| Старшинова О. В. О работе Всероссийского совещания-семинара в г. Конаково | VIII | 60 | Карч Г., Адыновский Я., Соколовский П. Система розжига мазутных горелок высокоэнергетическим искровым запальником | XI | 71 |
| * * * | | | Котлер В. Р., Серков Д. Е. Снижение выбросов NO _x на пылеугольных котлах с тангенциальными топками | IV | 53 |
| Безруких П. П. (К 65-летию со дня рождения) | XI | 75 | Лейзерович А. Ш., Берлянд В. И. Турбинная тематика на конференции "ASME International 2000 г." | I | 59 |
| Борисов Е. И. (К 90-летию со дня рождения) | III | 60 | Толчинский Е. Н., Демкин В. В., Колбасников В. А. Системы предотвращения пылевыведения при конвейерном транспорте топлива на ТЭС | III | 64 |
| Гурин Д. В. (К 50-летию со дня рождения) | IV | 69 | Хоменок Л. А., Шаргородский В. С., Розенберг С. Ш., Короп Н. П., Тужаров И., Димитров А., Митев Д., Стоянов И. Повышение надежности и продление срока службы роторов ВД и СД турбин К-210-130 ЛМЗ на ТЭЦ Болгарии | IX | 63 |
| Гурычев М. В. (К 85-летию со дня рождения) | IX | 69 | Файбисович Д. Л. Некоторые итоги развития электроэнергетики Польши в 90-е годы | XII | 68 |
| Денисов В. И. (К 75-летию со дня рождения) | V | 68 | Файбисович Д. Л. Энергетика Южной Кореи в 1999 году | VIII | 67 |
| Дьяков А. Ф. (К 65-летию со дня рождения) | XI | 74 | Файбисович Д. Л. Энергокомпания Токио | V | 63 |
| Карелин В. Я. (К 70-летию со дня рождения) | IV | 68 | | | |
| Костюк Р. И. (К 60-летию со дня рождения) | VII | 70 | | | |
| Кузнецов В. А. (К 60-летию со дня рождения) | IX | 68 | | | |
| Неклепаев Б. Н. (К 75-летию со дня рождения) | VIII | 71 | | | |
| Охотин В. Н. (К 75-летию со дня рождения) | VI | 67 | | | |
| Шмуклер Б. И. (К 80-летию со дня рождения) | I | 70 | | | |
| * * * | | | | | |
| Лебедев Б. П. (Некролог) | IV | 71 | | | |
| Пономаренко В. С. (Некролог) | VI | 68 | | | |



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



**РОССИЙСКОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО “ЕЭС РОССИИ”
ВСЕРОССИЙСКИЙ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ВТИ)**

**ТЕХНОЛОГИЯ ПУСКОВ ЭНЕРГОБЛОКОВ СВЕРХКРИТИЧЕСКОГО ДАВЛЕНИЯ
ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ТЕПЛОВЫХ СОСТОЯНИЙ И ИХ ГЛУБОКОЙ РАЗГРУЗКИ
НА СКОЛЬЗЯЩЕМ ДАВЛЕНИИ ВО ВСЕМ ПАРОВОДЯНОМ ТРАКТЕ**

Предлагаемая ВТИ технология пусков и глубокой разгрузки энергоблоков сверхкритического давления позволяет:

1. Существенно улучшить характеристики энергоблока при работе в переменном режиме: сократить время нагружения и разгружения при нормальных условиях и возмущениях со стороны энергосистемы, расширить диапазон устойчивой работы и т.д.

2. Обеспечить пуски энергоблоков без использования стороннего пара.

3. Повысить экономичность энергоблока при глубоких разгрузках и пусках на скользящем давлении.

4. Увеличить надежность вследствие улучшения термонапряженного состояния толстостенных элементов пароводяного тракта.

5. Существенно упростить управление котлом при пусках, так как становится ненужным клапан, поддерживающий сверхкритическое давление в парогенерирующей части тракта котла.

ПРОВЕРЕНА на энергоблоке 300 МВт с котлом ТГМП-344-А Таганрогского котельного завода.

ВНЕДРЕНА на энергоблоках 800 МВт с котлами ТПП-804 и ТТМП-204 ХЛ этого же завода.

ПРЕДЛАГАЕМЫЕ УСЛУГИ

Разработка:

технологии пусков и глубокой разгрузки энергоблоков на скользящем давлении во всем пароводяном тракте;

алгоритмов управления энергоблоком и систем автоматизации, реализующих эти алгоритмы; усовершенствованных гидравлических схем котлов, обеспечивающих их нормальную работу при пусках и разгрузке на скользящем давлении во всем пароводяном тракте;

технической документации.

ВТИ предлагает:

техническую помощь при проведении мероприятий, необходимых для реализации технологии пусков и глубокой разгрузки блоков на скользящем давлении во всем тракте;

проведение наладочных работ и испытаний;

отладку режимов;

определение условий, обеспечивающих надежность оборудования;

составление инструкций и обучение персонала.

По всем вопросам обращаться по адресу:

109280, г. Москва, ул. Автозаводская, д. 14/23,

Всероссийский теплотехнический институт,

Отделение турбинных установок и теплофикации.

Телетайп: 111634 “Корсар”

Телефакс: 275-11-22, 279-59-24

Телефон: 275-41-06 **Шварц Анатолий Лазаревич**, доктор технических наук, профессор,
заведующий лабораторией

Уважаемые читатели!

Напоминаем, что настало время позаботиться о подписке на журнал «Электрические станции» на I полугодие 2002 г.

Оформить подписку Вы можете в любом отделении связи.

Сведения о подписке на журнал (индекс издания 71104) введены в Объединенный каталог «Пресса России». Том.1. Российские и зарубежные газеты и журналы

Спрашивайте каталог в отделениях связи!

Есть и еще один путь оформления подписки на наш журнал – непосредственно в редакции. Для этого необходимо направить в редакцию по адресу 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23, или по факсу (095) 234-74-17, или по E-mail: tis@mail.magelan.ru гарантийное письмо-заявку с просьбой осуществить подписку на журнал и пересылку его по Вашему адресу с указанием платежных реквизитов и точного почтового адреса. Вам будет выставлен счет, после оплаты которого ежемесячно мы будем отправлять Вам журнал.

Sim-ross

Генеральный дистрибьютор

Nexans

(новое название Alcatel Cable)

ОПТИМАЛЬНОЕ
СООТНОШЕНИЕ
ЦЕНА - КАЧЕСТВО

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

- Самонесущие изолированные провода ТОРСАДА (0.4; 6/10 кВ).
- Силовые кабели для передачи и распределения электроэнергии, сухие, для подземной прокладки (6-500 кВ).
- Гибкие медные провода для энергетики, промышленности и строительства (до 1 кВ).
- Широкая гамма установочных проводов и кабелей, в т. ч. с повышенной пожаростойкостью, стойкостью к агрессивным средам (1 кВ).
- Вся гамма арматуры и инструмента для монтажа СИП Торсада.

Вся продукция сертифицирована.

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



ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ЧЕТВЕРТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ '2002

состоится 12 – 15 марта 2002 г. на территории Московского выставочного комплекса
«ЭКСПОЦЕНТР» на Красной Пресне

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 РФ
- ОАО «Газпром»
- РАО «ЕЭС России»
- Федеральной энергетической комиссии
- Ассоциации энергоменеджеров России
- Московского Дома Света
- ЗАО «Экспоцентр»

В рамках выставки пройдет научно-техническая конференция по актуальным проблемам энергосбережения в России



Дополнительную информацию можно получить у организатора выставки – фирмы «ОСТ-ВЕСТ-ПАРТНЕР» и у его представителя в Москве ООО "ОВК-РУС"

Тел.: (095) 967-04-61; 967-03-62.

Факс: (095) 967-04-62.

E-mail:owpmow@dialup.ptt.ru

XV
ВЫСТАВОЧНЫЙ
СЕЗОН

ЭКСПО ВОЛГА

ОРГАНИЗАТОР
ВЫСТАВОК
С 1986 ГОДА

- ГИДРО-, ТЕПЛО-, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОБОРУДОВАНИЕ
- СРЕДСТВА ПЕРЕДАЧИ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОЭНЕРГИИ
- СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ, ГАЗОБОРУДОВАНИЕ
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ, ЭНЕРГОАУДИТ
- РАЦИОНАЛЬНАЯ И ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

**Восьмая межрегиональная
специализированная выставка
с международным участием**

ЭНЕРГЕТИКА

ВЫСТАВКА

**29 января -
1 февраля 2002**

ОРГАНИЗАТОР:
Выставочный центр
"Экспо-Волга"
443110, г. Самара, ул. Мичурина, 23а
Тел./факс: (8462) 70-34-06, 70-34-07
E-mail:exvolga@transit.samara.ru
www.koleso.ru/expo-volga

САМАРА

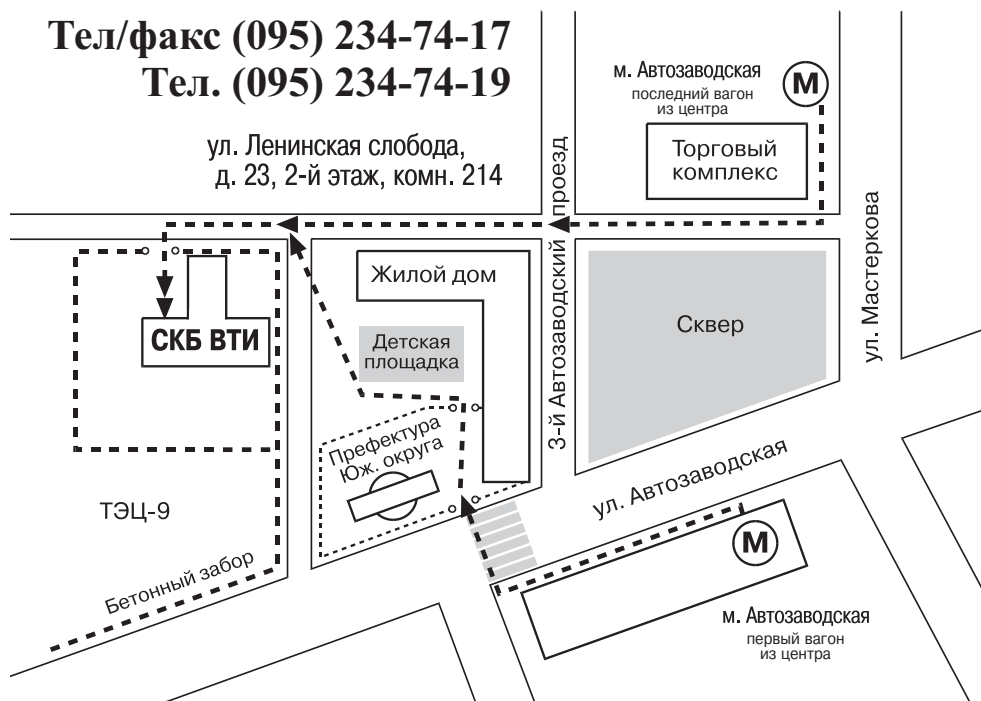
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ СПОНСОР:

Внимание!

Новый адрес редакции журнала
«Электрические станции»:
109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23

Тел/факс (095) 234-74-17
Тел. (095) 234-74-19

ул. Ленинская слобода,
д. 23, 2-й этаж, комн. 214



РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

АНТИПОВ К.М. (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,
КОЩЕЕВ Л.А., **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**, **НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**,
ОБРАЗЦОВ С.В., **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**, **РЕМЕЗОВ А.Н.**,
САВВАЙТОВ Д.С., **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОКОВА М.И.**

РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**
Ответственный секретарь **Широкова М.И.**
Научный редактор **Шишорина Г.Д.**
Литературный редактор **Евсеева В.Н.**
Секретарь редакции **Васина С.А.**
Компьютерный набор **Коновалова О.Ф.**

Раздел "Энергохозяйство за рубежом"

Научные редакторы: **Алексеев Б.А.**, **Котлер В.Р.**

Адреса: редакции 109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23;
ИТФ "Энергопрогресс" 103062, Москва, ул. Чаплыгина, 6
Телефоны: редакции (095)234-7417, 234-7419, 275-0023 доб. 21-66;
главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417
Internet: <http://www.energy-journals.ru>
E-mail: tis@mail.magelan.ru

Сдано в набор 28.10.2001. Подписано в печать 29.11.2001. Формат 60×84 1/8.
Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 9. Тираж 1850. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",
127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590, 482-5544, 488-7210
Internet: <http://www.folium.ru>, **E-mail:** folium@online.ru
Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"