



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

Издается  
с января 1930 года

ЕЖЕМЕСЯЧНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# Электрические станции 1 2001

## Содержание

### ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

- 2 **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
- 5 **Поливанов В. И., Рыков В. А., Злепко В. Ф., Берлявский Г. П., Канцедалов В. Г.** Мониторинг длительной прочности котельных труб работающего энергооборудования
- 12 **Низамеева Р. А., Исаков А. А., Гоголашвили Э. Л.** О методике определения нефтепродуктов в производственных водах тепловых электростанций

### ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

- 16 **Горюнов И. Т., Мозгалев В. С., Богданов В. А.** Проблемы обеспечения качества электрической энергии
- 21 **Коган Ф. Л., Плясуля И. П.** Об анализе сложных технологических нарушений в работе электростанций и энергосистем
- 28 **Мисриханов М. Ш., Попов В. А., Якимчук Н. Н., Медов Р. В.** Особенности определения места повреждения на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах
- 33 **Белотелов А. К., Коржецкая Т. А., Левиуш А. И., Усачев Ю. В., Ужegov В. Т.** О повышении надежности функционирования высокочастотных защит ВЛ при внешних коротких замыканиях и в цикле ОАПВ

### ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

- 35 **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

- 39 **Михеев Г. М., Михеев Г. М., Филиппов В. К.** Об отборе проб масла из герметичных вводов 500 – 750 кВ

### ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

- 43 **Будовский В. П., Иванова С. И., Сулименко А. О.** Повышение чувствительности первой ступени токовой защиты от коротких замыканий на землю панели ЭПЗ-1636
- 45 **Иванов В. Н.** О повышении надежности функционирования УРЗА серии ПДЭ-2000
- 50 **Батанов В. А.** Измерительный прибор малой активной мощности синхронных генераторов

### ОТКЛИКИ И ПИСЬМА

- 52 **Козлов В. А.** Об образовании тарифа на услуги по передаче электроэнергии
- 54 **Денисов В. И.** По поводу статьи Козлова В. А. «Об образовании тарифа на услуги по передаче электроэнергии»
- 55 **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 устройствах со сборными шинами»

### ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ

- 59 **Лейзерович А. Ш., Берлянд В. И.** Турбинная тематика на конференции «ASME International 2000 г.»

### ХРОНИКА

- 63 **Водолажский Ю. Г., Лошак С. Б., Макарова И. Е.** О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО «Фирма ОРГРЭС» во втором полугодии 1999 г.
- 67 **Конференция** молодых специалистов электроэнергетики – 2000

\* \* \*

- 70 Шмуклер Б. И. (К 80-летию со дня рождения)

## **ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ**

### **О переводе ТЭС Урала, входящих в УралТЭК, с экибастузского на непроектные кузнецкие угли**

**Эдельман В. И.**, доктор эконом. наук, **Говсиевич Е. Р.**, канд. эконом. наук, **Мельников А. П.**, **Кулаков А. В.**, **Кузнецов В. А.**, инженеры

**НИИ экономики энергетики – РАО “ЕЭС России”**

Одним из ключевых условий эффективного функционирования рынка электроэнергии и мощности в условиях реструктуризации РАО “ЕЭС России” является оптимизация топливообеспечения ТЭС на основе анализа основных аспектов изменения топливной базы ТЭС, рассмотренных далее.

#### *1. Технические аспекты:*

дополнительные конструктивно-технологические требования к ТЭС;

объемы работ по реконструкции ТЭС по всей технологической цепочке использования топлива, начиная с его разгрузки и заканчивая золоудалением и золоотвалами;

степень износа основных фондов, определяющая целесообразность реконструкции и степень риска, связанного со снижением надежности оборудования при изменении условий его работы.

#### *2. Экономические аспекты:*

экономическая эффективность перехода ТЭС на новую топливную базу;

дополнительные инвестиции, необходимые для реконструкции, технического перевооружения ТЭС и продления срока жизни оборудования;

дополнительные инвестиции в угольные предприятия для обеспечения необходимых поставок альтернативных углей и др.

#### *3. Топливо-ресурсные аспекты:*

система альтернативных вариантов топливообеспечения ТЭС;

ресурсы альтернативных видов энергетического топлива;

структурные изменения топливно-энергетического комплекса РФ, в том числе снижение поставок природного газа на ТЭС;

эффективность и безопасность топливообеспечения других потребителей.

#### *4. Организационно-правовые аспекты:*

различные организационно-правовые формы связей угольных и энергетических предприятий при традиционном и альтернативном топливообеспечении;

различная степень государственного регулирования энергетической и угольной отраслей;

влияние межгосударственных отношений на топливоснабжение ТЭС;

влияние кризисных явлений, в том числе неплатежей, на надежность и эффективность топливоснабжения ТЭС.

В настоящее время значительное внимание специалистов энергетической и угольной отрасли привлекает проблема замещения на ТЭС Урала, предполагаемых к включению в вертикально интегрированную энергоугольную компанию УралТЭК, проектного и фактически используемого в течение длительного времени экибастузского угля, поставляемого из Казахстана, на непроектные отечественные кузнецкие угли (*Карягин Ю. В.*, *Какушкин А. А.*, *Князев А. В.* Опыт сжигания непроектных марок отечественных углей на котлах ТЭС Свердловэнерго. – Электрические станции, 1997, № 6).

К указанным ТЭС относятся Троицкая, Рефтинская и Верхне-Тагильская ГРЭС.

Основанием для постановки указанной проблемы является большая, с точки зрения стоимости потенциального тепла угля и других технологических характеристик, конкурентоспособность на рынке топлива кузнецких углей по сравнению с экибастузским углем. Указанное обусловлено более высокой теплотой сгорания кузнецких углей, значительно меньшим количеством золы и серы, причем, в расчете как на единицу рабочей массы угля, так и на единицу теплоты сгорания (*табл. 1*).

Потенциальными источниками положительного экономического эффекта при рассматриваемом замещении экибастузского угля кузнецкими являются:

меньшие величины стоимости 1 т условного топлива и топливной составляющей себестоимости энергии;

меньшие значения зольности и затрат на удаление золы и золоотвалы;

меньшие затраты, связанные с выбросами оксидов серы в атмосферу.

Указанная проблема рассматривается с учетом различных аспектов топливообеспечения ТЭС.

### Технические аспекты использования на ТЭС Урала, входящих в УралТЭК, непроектных кузнечных углей.

Характеристики котельных агрегатов ТЭС Урала, предполагаемых к включению в энергоугольную компанию УралТЭК, представлены в табл. 2.

Существенным, с точки зрения сжигания в котельных агрегатах, отличием кузнечных углей от экибастузского является их склонность к шлакованию.

Котлы ПК-39 и П-57, запроектированные специально для работы на экибастузском угле, имеют следующие особенности, препятствующие использованию шлакующего топлива:

повышенная теплонапряженность (табл. 2), поскольку зола экибастузского угля является тугоплавкой (табл. 1); использование шлакующего топлива требует существенного снижения паропроизводительности котельных агрегатов;

отсутствие конвективных пароперегревателей в горизонтальном газоходе (после ширм) и соответственно высокая температура газов на входе в опускную шахту; при шлаковании здесь невозможно использовать устройства очистки наружных поверхностей от отложений при использовании шлакующего топлива, поскольку падающими отложениями будут забиваться низлежащие пакеты пароперегревателей и экономайзеров.

Котлы ПК-33 имеют в топке двухсветные экраны, что крайне затрудняет их эксплуатацию при использовании шлакующего топлива.

Котлы ПК-14 используются на разном топливе и в них может быть организовано сжигание кузнечных углей.

Для систем пылеприготовления существенным отличием кузнечных углей от экибастузского является их взрывоопасность. При замещении экибастузского угля кузнечными требуется реконструкция систем пылеприготовления как с прямым вдуванием и молотковыми мельницами, так и с про-

бункером и шаровыми барабанными мельницами, с целью обеспечения их взрывобезопасности.

Топливо-транспортная система рассматриваемых ТЭС также требует реконструкции при замене экибастузского угля кузнечными, что связано со следующим:

- со смерзаемостью кузнечных углей;
- с ухудшенными сыпучими свойствами кузнечных углей по сравнению с экибастузским углем;
- с необходимостью использования на ТЭС разных марок угля, поскольку не на всех типах котельных агрегатов можно организовать эффективное сжигание кузнечных углей.

Учитывая моральный и физический износ оборудования указанных ТЭС, их перевод на непроектный уголь должен быть совмещен с техническим перевооружением ТЭС, что требует значительных дополнительных инвестиций.

Таким образом, перевод ТЭС с экибастузского на кузнечные угли в принципе возможен, но требует значительных объемов реконструкции по всей технологической цепочке использования топлива, начиная с выгрузки угля из вагонов и кончая прохождением топлива через котлы, что связано с существенными отличиями кузнечных углей от экибастузского (взрывоопасность, шлакуемость, смерзаемость и др.) и необходимостью технического перевооружения изношенных основных производственных фондов ТЭС.

Кроме того, необходимо отметить, что физический износ оборудования рассматриваемых ТЭС делает актуальной проблему снижения надежности технологических систем при существенном изменении условий работы, связанном с переходом на непроектный уголь, в том числе с использованием смесей экибастузского и кузнечных углей.

При переходе с проектного экибастузского угля на кузнечные угли по условиям шлакования возможная нагрузка котлов ограничивается 70%

Т а б л и ц а 1

Характеристики рабочей массы и стоимость экибастузского и кузнечных углей

Уголь	$W^p$ , %	$A^p$ , %	$S^p$ , %	$N^p$ , %	$Q_{\text{н}}^p$ , ккал/кг	$T_{\text{шл}}^p$ , °C	Стоимость условного топлива, руб/т
Экибастузский СС:							
при раздельном функционировании для УралТЭК	6	42,3	0,6	0,8	3800 4150	1180	393* 327**
Кузнечный:							332
бачатский ИСС	7,5	17,6	0,4	1,5	6000	1169	
черниговский 2СС	8,5	19,5	0,5	1,6	5700	1125	
ерунаковский Г	9	15,9	0,5	2	5400	1067	
талдинский Г, Д	11	13,8	0,3	1,8	5500	1018	

\* Франко-ТЭС в среднем по данным Уралэнерго.

\*\* Франко-ТЭС по данным экибастузских разрезов.

номинальной величины, а КПД работы котлов снижается на 1,5 – 2%.

**Экономические аспекты использования на ТЭС Урала, входящих в УралТЭК, непроектных кузнечных углей.** В условиях практического равенства цен на экибастузский и кузнечные угли при поставках экибастузского угля на ТЭС в составе энергоугольной компании УралТЭК по себестоимости (табл. 2) отсутствует источник положительного экономического эффекта при переводе с экибастузского угля на кузнечные, связанный с уменьшением топливной составляющей себестоимости электро- и теплоэнергии. Более того, указанный экономический эффект будет отрицательным, если в качестве базового варианта использовать УралТЭК.

Реконструкция и техническое перевооружение ТЭС в связи с переводом с экибастузского угля на кузнечные требует дополнительных инвестиций, целесообразность которых, как было отмечено ранее, не обусловлена каким-либо существенным положительным экономическим эффектом, а, следовательно, указанные инвестиции могут привести лишь к повышению себестоимости электро- и теплоэнергии и, как следствие этого, к повышению отпускных тарифов на указанные виды энергии.

При переводе ТЭС на кузнечные угли других марок (Г, Д, Т) требуются большие объемы реконструктивных работ, оценка которых составляет не менее 160 млн. дол.

Работы по модернизации котлов на ТЭС, совмещенные с техническим перевооружением, занимают от 4 до 8 лет. В связи с этим поэтапная реконструкция оборудования приведет к потере мощности ТЭС и недоотпуску электроэнергии. По оценкам НИИ экономики энергетики суммарный недоотпуск электроэнергии за весь период реконструкции составит от 15 до 30 млрд. кВт·ч.

Наименьшие затраты требуются для перевода ТЭС на кузнечные угли марки “СС” Баятского и Черниговского разрезов, но ресурсов указанных

углей недостаточно для замещения экибастузских углей.

Некоторый экологический выигрыш при переводе на кузнечные угли, связанный с более высоким содержанием золы и серы в экибастузском угле, дает слишком незначительный экономический эффект, который не может служить основанием для решения вопроса о целесообразности изменения топливной базы рассматриваемых ТЭС. При этом надо иметь в виду то, что содержание азота в экибастузском угле меньше, чем в кузнечных.

Увеличение добычи угля для покрытия потребности в твердом топливе ТЭС, входящих в УралТЭК, требует дополнительных капиталовложений в восстановление старых производственных мощностей в Кузбассе и в создание новых, в размере от 100 до 500 млн. дол.

**Топливо-ресурсные аспекты использования новых видов энергетического топлива – непроектных кузнечных углей – при изменении топливной базы ТЭС Урала, входящих в УралТЭК.** Проводимая в настоящее время экономическая политика по изменению топливного баланса РАО “ЕЭС России” в сторону сокращения доли природного газа и увеличения доли угля делает постановку задачи по замещению экибастузского угля кузнечным бессмысленной, так как по предварительным оценкам, проведенным во исполнение приказа РАО “ЕЭС России” от 1/IX 1999 г. № 320 “О структуре топливного баланса тепловых электростанций”, совместных ресурсов экибастузского и кузнечных углей не хватает для замещения выбывающего природного газа. При снижении поставок газомазутного топлива на ТЭС указанное замещение будет проводиться, в первую очередь, за счет кузнечного угля.

В настоящее время имеются резервы увеличения кузнечных углей без необходимости значительных дополнительных инвестиций лишь на 5 – 7 млн. т, в то время как для замещения экибастузского угля необходимы поставки на уровне 20 – 25 млн. т.

Т а б л и ц а 2

Характеристики котельных агрегатов ТЭС УралТЭК

Электростанция	Котел	Число котлов, шт	Паропроизводительность котла, т/ч	Тепловое напряжение котла, Гкал/(м <sup>2</sup> ·ч)	Год ввода	Проектный уголь
Рефтинская ГРЭС	ПК-39	6	950	3,9	1970 – 1973	Экибастузский СС
	П-57	4	1650	5,1	1977 – 1980	
Троицкая ГРЭС	ПК-14-2	6	220	2	1960 – 1961	Бурый
	ПК-39	4	950	3,9	1965 – 1967	Экибастузский СС
	П-57	2	1650	5,1	1974 – 1976	
Верхне-Тагильская ГРЭС	ПК-14	5	230	2	1956	Бурый
	ПК-14Р	8	230	2	1956 – 1959	
	ПК-33	2	540	3	1961 – 1962	

**Организационно-правовые аспекты использования новых видов энергетического топлива – непроектных кузнецких углей – при изменении топливной базы ТЭС Урала, входящих в УралТЭК.** Ключевым моментом при анализе организационно-правовых аспектов проблемы оптимизации системы топливообеспечения является то, что в основе ее рассматривается функционирование ТЭС в составе энергоугольной компании, в которой угольное предприятие оказывается административно подчиненным структурным подразделением. Поэтому в случае объединения рассматриваемых ТЭС с разрезами “Северный” и “Богатырь” Экибастузского угольного бассейна с образованием единой энергоугольной компании появляются дополнительные организационно-правовые условия повышения надежности топливообеспечения по сравнению с использованием рыночных механизмов топливоснабжения, в частности, через акционерные общества, поставляющие кузнецкие угли, но не входящие в единую энергоугольную компанию.

Создание энергоугольной компании УралТЭК при использовании топливных ресурсов Казахстана

на также может стать важным прецедентом при решении проблем долгов стран СНГ перед Россией за энергоносители.

Необходимо учесть также, что использование золоотвалов Троицкой ГРЭС, находящихся на территории Казахстана, связано с рядом организационных и межгосударственных проблем. Отказ от использования экибастузского угля может еще более усложнить указанные проблемы функционирования ГРЭС.

### Выводы

1. По комплексу технико-экономических, топливно-ресурсных и организационно-правовых условий перевод ТЭС Урала, предполагаемых к включению в энергоугольную компанию УралТЭК, с экибастузского на непроектные, кузнецкие угли является нецелесообразным.

2. Рост объема использования кузнецких углей на ТЭС целесообразно осуществлять, главным образом, за счет ввода новых энергетических мощностей, для которых указанные угли должны быть проектным топливом.

## Мониторинг длительной прочности котельных труб работающего энергооборудования

Поливанов В. И., Рыков В. А., инженеры, Злепко В. Ф., Берлявский Г. П., кандидаты техн. наук, Канцедалов В. Г., доктор техн. наук

Ставропольская ГРЭС – Невинномысская ГРЭС – ВТИ – НПП “Прочность”

Основная доля отказов энергооборудования приходится на котельные агрегаты, на которых в большинстве случаев повреждаются трубы поверхностей нагрева. Наибольшее число отказов приходится на пылеугольные котлы ПК-33 и БКЗ-670-140, где показатели работы на отказ составляют около 500 ч [1]. На других типах котлов также отмечается высокий уровень повреждаемости. Согласно [2] причины отказов энергоблоков мощностью 150 – 1200 МВт распределяются следующим образом: 19% – недостатки эксплуатации, 14% – дефекты ремонта, 3% – дефекты монтажа, 10% – дефекты изготовления, 17% – истощение ресурса, 38% – невыясненные причины.

Из анализа представленной информации следует, что наибольший процент повреждаемости энергооборудования связан с невыявленными причинами, которые интерпретируются как недостатки в расследовании технологических нарушений и оформлении актов расследования.

Очевидно, авторы [2] во многом правы, акцентируя внимание на неясность причин повреждаемости.

Детальные исследования случаев с невыявленными и недостаточно изученными причинами отказов самых повреждаемых конструкций котла, каковыми являются трубы поверхностей нагрева, показали, что их повреждения связаны как с неудовлетворительным ведением водно-химических режимов, включая недостатки консервации, так и с использованием угля в качестве топлива.

У газомазутных котлов ТГМП-204 среднее время наработки на отказ составило 11 тыс. ч, в то время как у пылеугольных котлов типа П-67 этот показатель равнялся всего 1,5 тыс. ч. У газомазутных котлов ТГМП-114 (блоки 300 МВт) наработка на отказ составила около 5 тыс. ч против 1,5 тыс. ч у пылеугольных котлов ТПП-210А [2].

Кроме этого, большая часть случаев повреждаемости поверхностей нагрева с неясными причинами кроется в изменении механизма повреждаемости труб, эксплуатируемых на стадии предразрушения, и использовании устаревших систем контроля и диагностики металла. Трубы пароперегревателей, эксплуатируемые в условиях третьей стадии ползучести, уже не в состоянии ком-

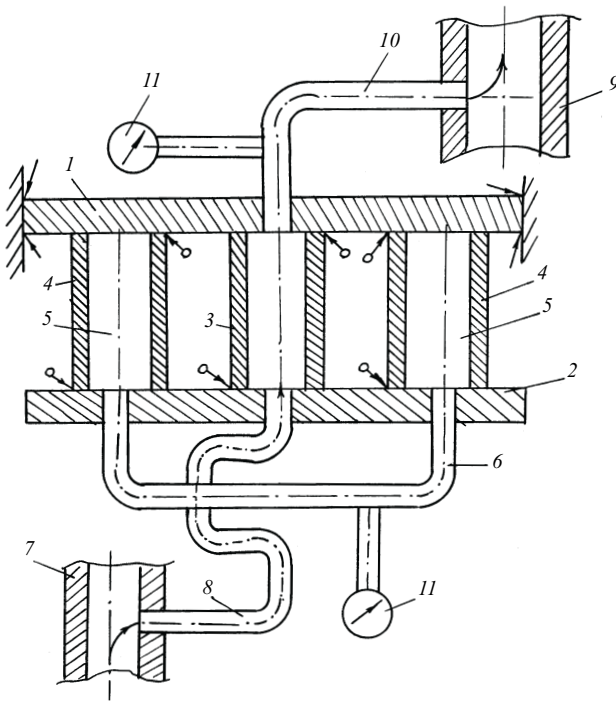


Рис. 1. Нагружающее устройство для непрерывного “прямого” испытания труб поверхностей нагрева котлов на длительную прочность

пенсировать нагрузки, свойственные номинальным и экстремальным условиям эксплуатации, поэтому временные характеристики развития недопустимых дефектов до разрушения труб протекают неадекватно времени межремонтных циклов. Особенно это касается пылеугольных котлов, у которых наработка на отказ и составляет около 1 – 1,5 тыс. ч.

Одновременно следует отметить, что при соблюдении режимов нагружения котла третья стадия ползучести может протекать довольно долго и составлять порядка 30% времени суммарной наработки. Опасность разрушения будет очевидна, если скорость ползучести на третьей стадии будет в 2 – 2,5 раза выше скорости ползучести на установившейся стадии. Однако из-за отсутствия систем слежения за скоростью ползучести труб эту рекомендацию реализовать не представляется возможным.

Для предотвращения случаев спонтанных повреждений с невыясненными причинами НПП “Прочность” разработало систему нагружающих устройств непрерывного контроля и диагностики труб поверхностей нагрева по показателю длительной прочности [3].

Нагружающее устройство, показанное на рис. 1, содержит неподвижный 1 и подвижный 2 захваты, при помощи которых торцы образца 3 жестко связаны с торцами трубных отрезков 4, полости 5 которых частично заполнены жидкостью и загерметизированы. Закрепление трубных отрез-

ков 4 осуществляется симметрично относительно оси захватов 1 и 2, при этом они сообщены между собой трубопроводом 6. Полость образца 3 сообщена с источником пара 7 трубопроводом 8, а с отводящей трубой 9 – трубопроводом 10. Устройство также снабжено измерителями давления 11.

Нагружающее устройство работает следующим образом: образец 3 размещают в захватах 1 и 2. Неподвижный захват 1 закрепляют в исследуемой зоне котла. От источника 7 пар поступает в полость образца 3 по трубопроводу 8 и по трубопроводу 10 уходит в отводящую трубу 9, создавая в образце 3 заданное давление и нагревая его до заданной температуры. Дополнительное растягивающее нагружение осуществляется повышением давления за счет испарения жидкости, частично заполняющей герметизированные полости 5. Величина этого нагружения зависит от объема жидкости в полостях 5 трубных отрезков 4 (являющаяся постоянной для каждого конкретного случая) и температуры окружающей среды (исследуемой зоны котла), а следовательно, изменения напряжения исследуемого образца от растягивающей нагрузки происходят эквидистантно изменению температуры в исследуемой зоне котла. Сообщение полостей 5 между собой и размещение отрезков 4 симметрично относительно оси захватов 1 и 2 обеспечивают направление растягивающих усилий параллельно оси этих захватов.

Образец котельной трубы диаметром 32 мм, толщиной стенки  $s = 6$  мм и длиной  $l = 300$  мм из материала 12Х1МФ в сборе с захватами 1 и 2 и двумя трубными отрезками 4 тех же размеров, что и образец, изготовленный из жаропрочной нержавеющей стали 1Х18Н12Т, и с соединительными трубопроводами закладывают в котел, например, ТГМ-104. Предварительно в полости 5 заливают по 6 см<sup>3</sup> воды.

При средней температуре стенок трубных отрезков  $t = 550^\circ\text{C}$  давление  $p$  в полости составляет 24,1 МПа, что подтверждается расчетом

$$p = \frac{P_0 V_0}{V}, \quad (1)$$

где  $V$  – объем полости 5;  $V_0 = 3,797$  м<sup>3</sup>/кг – объем массы пара в 1 кг при давлении  $p_0 = 0,1$  МПа и температуре  $550^\circ\text{C}$ .

Дополнительная нагрузка  $Q$  на исследуемый образец составляет

$$Q = 2p \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2)$$

где  $D$  – диаметр полости 5.

Изменяя объем жидкости в полостях 5 трубных отрезков 4, можно увеличить или уменьшить нагрузку на образец. В данном случае увеличение

нагрузки может быть реализовано в 15,7 раза при полном заполнении полостей 5.

Данный пример расчета выполнен для температуры 550°C, т.е. на номинальный показатель. Однако в топочной камере диапазон рабочей температуры колеблется в значительных пределах и может достигать 700°C. Поэтому при расчете нагрузок необходимо систематическое уточнение этого показателя с учетом основных и дополнительных составляющих. Таким образом, температура металла в наиболее теплонапряженной зоне пароперегревателя составит

$$t_m = t_{пе} + q \left( \frac{s}{1000\lambda} \frac{\beta}{\beta + 1} + \frac{\beta}{\alpha_2} \right) + \Delta t_{шир} + \Delta t_{вр}, \quad (3)$$

где  $t_m$  – температура металла в рассматриваемой части змеевика, °C;  $t_{пе}$  – температура перегретого пара в той же части змеевика, °C;  $q = Q/H$  – удельный тепловой поток, ккал/(м<sup>2</sup>·ч);  $Q$  – тепловой поток;  $H$  – единица поверхности;  $s$  – толщина стенки труб перегревателя, мм;  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности металла, ккал/(м·ч·°C);  $\beta = d_n/d_b$ , где  $d_n$ ,  $d_b$  – соответственно наружный и внутренний диаметр труб поверхностей нагрева, т.е. определенного змеевика, где располагается нагружающее устройство;  $\alpha_2$  – коэффициент теплоотдачи от пара к стенке трубы, ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°C);  $\Delta t_{шир}$ ,  $\Delta t_{вр}$  – “надбавки” на отклонения от расчетной температуры пара соответственно по ширине агрегата и во времени, °C.

В формуле (3) не учтен коэффициент растекания тепла по периметру трубы, который в перегревателях серийных отечественных котлов близок к 1.

Из структуры формулы (3) видно, что температура металла получается путем прибавления к температуре пара ряда надбавок, соответствующих:

тепловому сопротивлению при переходе тепла от наружной поверхности стенки трубы к внутренней

$$t_{н1} = q \frac{s}{1000\lambda} \frac{\beta}{\beta + 1}; \quad (4)$$

тепловому сопротивлению при переходе тепла от внутренней стенки трубы к пару

$$t_{н2} = q \frac{\beta}{\alpha_2}; \quad (4')$$

отклонениям температуры пара в “горячем” змеевике ( $\Delta t_{шир}$ ) и во времени ( $\Delta t_{вр}$ ) от расчетной.

При наличии внутри труб перегревателя отложений солей или оксидов металла прибавляются дополнительные надбавки на тепловое сопротивление отложений. Эти надбавки вычисляются по выражению, аналогичному приведенному ранее для стенки трубы. Теплопроводность отложений

( $\lambda_n$ ) значительно меньше, чем у металла, так что даже при небольшой их толщине и заданной температуре пара температура наружной стенки трубы существенно повышается [4].

Указанные надбавки суммируются и по полученному общему показателю определяют соответствующее допускаемое напряжение металла, которое учитывают при определении оптимальной толщины стенки трубчатой вставки. Подставляя конкретные значения в формулы (4', 4), получим

$$t_{н2} = q \frac{\beta}{\alpha_2} = \frac{30 \cdot 10^3 \cdot 1,6}{2,5 \cdot 10^3} = 19 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где  $\beta = d_n/d_b = 1,6$  и

$$t_{н1} = q \frac{s}{1000\lambda} \frac{\beta}{\beta + 1} = \frac{30 \cdot 10^3 \cdot 6 \cdot 1,6}{10^3 \cdot 28 \cdot 2,36} = 4,3 \text{ } ^\circ\text{C},$$

где  $\lambda = 28$  ккал/(м·ч·°C);  $s = 6$  мм.

Суммируя два полученных значения с температурной поправкой, определим общую температуру пара наружной стенки применительно к номинальной температуре пара.

При этом допустимые напряжения можно определить из выражения

$$\sigma_{доп} = \frac{p}{230} \left( \frac{d_n}{s - c} - 1 \right), \sigma_{доп} = \frac{\sigma_K^t}{n_K}, \quad (5)$$

откуда

$$\sigma_K^t = \frac{pn_K}{230} \left( \frac{d_n}{s - c} - 1 \right), \quad (6)$$

где  $\sigma_{доп}$  – допускаемое напряжение при растяжении при расчетной температуре, кгс/мм<sup>2</sup>;  $\sigma_K^t$  – расчетный условный предел ползучести стали при растяжении при рабочей температуре, кгс/мм<sup>2</sup>;  $p$  – расчетное давление, кгс/мм<sup>2</sup>;  $c$  – прибавка к расчетной толщине стенки, мм ( $c \geq 0,5$  мм);  $n_K$  – запас прочности ( $n_K = 1,1$ ).

Подставляя в формулу (6) данные для рассматриваемого примера, получим

$$\sigma_K^t = \frac{100 \cdot 1,1}{230} \left( \frac{32}{6 - 0,5} - 1 \right) = 2,3.$$

Следует принять во внимание существующую зависимость  $\sigma_K^t = f(t_m)$ , где  $t_m$  равна абсолютному значению температуры металла с прибавками, т.е. 570°C.

При определении остаточного ресурса по показателю длительной прочности также следует определить предельно допустимую толщину стенки трубчатого образца

$$s_{пр} = s_0 + \Delta v t_2, \quad (7)$$

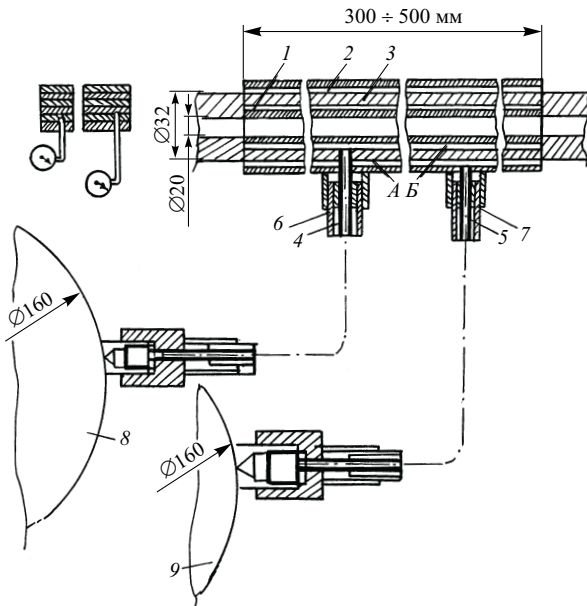


Рис. 2. Образец-свидетель коррозионного износа трубопровода

где  $s_0$  – минимальная расчетная толщина стенки трубчатого образца, мм;  $\Delta v$  – скорость уменьшения толщины стенки под воздействием суммы факторов;  $\tau_2$  – время межремонтного цикла;

$$s_0 = \frac{pD_0 p_1}{2[\sigma] + p}, \quad (8)$$

где  $p$  – расчетное давление, МПа;  $D_0$  – наружный фактический диаметр труб змеевика, расположенного в зоне нагружающего устройства, мм;  $[\sigma]$  – допустимое напряжение в металле при заданной температуре и времени эксплуатации, МПа;  $p_1$  – дополнительная нагрузка, создаваемая за счет повышения давления в герметичных трубчатых образцах нагружающего устройства.

В процессе эксплуатации нагружающего устройства его трубчатые элементы также будут подвергаться воздействию коррозионных процессов, сопровождающихся утонением толщины стенки.

Скорость износа стенки труб определяется по формуле

$$\Delta v = \frac{s - s_{\phi}}{\tau_1}, \quad (9)$$

где  $s$ ,  $s_{\phi}$  – соответственно номинальное и фактическое значение толщины стенки труб змеевика в зоне нагружающего устройства;  $\tau_1$  – время эксплуатации труб, год.

В данном случае  $s_{\phi}$  определяется оперативно по показателю образцов-свидетелей конструкции НПП “Прочность” [5].

Контроль утонения толщины стенки труб осуществляется с помощью образцов-свидетелей, вва-

риваемых в наиболее напряженную зону элемента котла. Контроль осуществляется как с наружной, так и с внутренней стороны трубы.

Образец-свидетель, показанный на рис. 2, состоит из отрезка трубы 3 с внутренней 1 и наружной 2 вставками, имеющими одинаковую длину и изготовленными из того же материала, что и исследуемые трубы поверхностей нагрева. Полости А и Б образуются за счет гарантируемых зазоров при одинаковых номинальных диаметрах сопряжений. Образец-свидетель вваривается в исследуемый участок трубопровода, герметизируя тем самым полости А и Б. При разрушении внутренней вставки 1 в любом месте ее поверхности (по причине действия всех факторов разрушения) полость А сообщается с внутренним объемом трубы, и давление в ней становится равным давлению рабочей среды, что фиксируется регистрирующей аппаратурой, сообщенной с полостью А посредством капиллярной трубки 5. Фиксация разрушения внешней поверхности осуществляется по нарушению герметичности полости Б, для чего в полость через трубку 4 закачивается воздух давлением 0,5 МПа, по спаду которого определяют момент разрушения стенки заданной контрольной толщины.

Электроконтактные манометры (ЭКМ-2У и ЭКМ-1У) 8, 9, фиксирующие разрушения герметичных полостей образцов-свидетелей, выносятся за пределы котла, для чего соединительные капиллярные трубки 4 и 5 берутся необходимой длины. Импульс от ЭКМ-2У и ЭКМ-1У по электрическим проводам передается на щит управления миллиамперметру или вводится в ЭВМ. С целью повышения срока службы капиллярных трубок на них надевают защитный кожух 6, 7 из нержавеющей трубы большего диаметра (на 5 – 8 мм).

Пространство между трубками заполняется термоизоляционным материалом (оксидом магния). С целью диагностирования состояния металла труб поверхностей нагрева в исследуемый участок трубопровода вваривают последовательно несколько образцов-свидетелей со вставками с толщинами стенок, увеличивающимися на определенную величину, вплоть до размера  $s_{\text{пр}} = s_n - s_0$ , где  $s_n$  – номинальная толщина стенки трубопровода, мм;  $s_0$  – минимально допустимая толщина стенки трубопровода, мм (согласно ОСТ 108.031.08-85).

Фиксация результатов контроля по утонению толщины стенки труб осуществляется оператором путем ежедневного разового наблюдения за показанием миллиамперметра, смонтированного на щите наблюдения с записью в журнале, в котором отражается информация о дате осмотра, месте и степени срабатывания. Возможна автоматическая регистрация указанных показателей путем передачи информации от ЭКМ на ЭВМ или с использованием звуковых самописцев.



В данном нагружающем устройстве температура металла труб поверхностей нагрева определяется по принципу работы манометрического термометра, который вваривается в исследуемый участок тракта заданного элемента котла. Фиксируются температуры комплектом серийных приборов преобразователей давления типа МП-22517 и универсального цифрового прибора типа В7-22А. Возможна автоматическая регистрация указанной характеристики с выводом на ЭВМ.

Конструкция устройства для контроля температуры стенок труб поверхностей нагрева показана на рис. 3. Устройство состоит из отрезка рабочей трубы поверхности нагрева 1 исследуемой зоны котла, термобаллона 2, приваренного к отрезку рабочей трубы, капилляра 3, соединяющего термобаллон посредством штуцера 5 с преобразователем давления (МП) 6, который связан с универсальным цифровым вольтметром В7-22А.

На капилляр одевается чехол 4, который располагается концентрично относительно капилляра благодаря центрирующим шайбам. Пространство между капилляром и рубашкой заполняется теплоизоляционным материалом в виде оксида магния.

Принцип действия устройства основан на зависимости изменения давления газа при постоянном объеме от температуры [6]

$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2}, \quad (10)$$

где  $p_1, p_2$  – давление газа в термобаллоне в зависимости от температуры;  $V$  – объем газа;  $T_1, T_2$  – температура газа, изменяющаяся в зависимости от работы котла.

При постоянной массе газа и постоянном объеме  $V_1 = V_2$

$$p_1/T_1 = p_2/T_2 \text{ или } T_2 = T_1(p_2/p_1).$$

Для переградуировки давления в температуру производится тарирование прибора с помощью термопары, устанавливаемой на отрезке исследуемой трубы в непосредственной близости от термобаллона. Тарирование производится на рабочем месте в рабочих условиях, для чего отрезок трубы устройства вваривается в исследуемый участок пароперегревателя. Термобаллон при этом ориентируется относительно факела топки котла согласно поставленной задаче измерения температуры.

Результаты контроля температуры металла фиксируются вольтметром универсальным цифровым В7-22А. Ежедневно производится обработка диаграммных лент, которые хранятся в архиве в течение всего ремонтного цикла.

Значения температуры фиксируются в журнале. Возможна автоматическая регистрация и обработка результатов контроля температуры металла передачей информации от МП на ЭВМ.

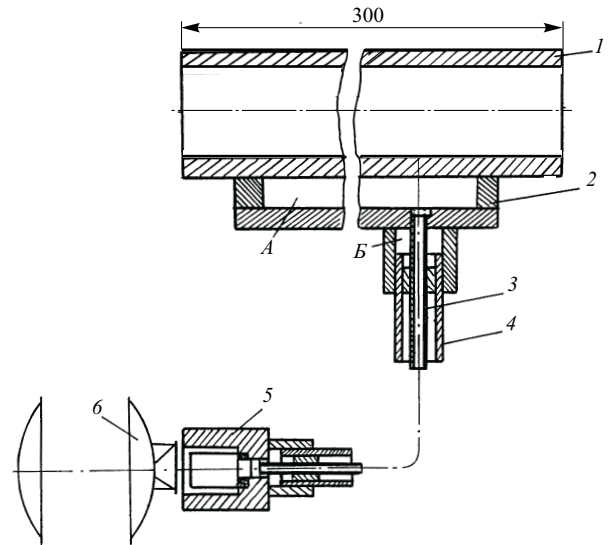


Рис. 3. Устройство для контроля температуры стенок труб поверхностей нагрева

Устройство уверенно фиксирует температуру в диапазоне 350 – 1300°С.

В работе [7] используется условие отбраковки труб по показателю утонения толщины стенки

$$s_{\phi} \leq s_{\text{нр.н}}, \quad (11)$$

где  $s_{\text{нр.н}}$  – предельно нормативная толщина стенки труб, определяемая из выражения

$$s_{\text{нр.н}} = s_0 + \frac{s - s_0}{\tau_1 + \tau_2} \tau_2. \quad (12)$$

Данная формула характеризует скорость износа трубы от номинального значения  $s$  до предельно допустимого  $s_0$  за время эксплуатации  $\tau_1$  и времени межремонтного цикла ( $\tau_1 + \tau_2$ ).

В современной практике при испытании на длительную прочность в подавляющем большинстве используются феноменологические теории и расчетные методы на их основе. Однако прогнозирование времени до разрушения конструкции без учета таких факторов, как полиморфизм разрушения, кинетика структурных процессов – изменение дислокационной структуры, вторичных упрочняющих фаз, фазовые изменения в матрице, динамическая рекристаллизация и др., не может обеспечить достаточную надежность предсказания изменения свойств жаропрочных сталей на заданные интервалы времени, характерные для межремонтных циклов.

В настоящее время на ТЭС используется свыше 120 различных методов экстраполяционных расчетов прочностных характеристик на заданный ресурс. Однако ни один из них не дает необходимой точности вследствие множества как уже описанных причин, так и причин основополагающих, связанных с тем, что на испытательных машинах

сегодня невозможно воспроизвести реальную схему нагружения труб поверхностей нагрева котлов, на которые воздействует множество факторов как технологического, так и конструкционного характера (постоянная смена температуры, пульсация давления, колебание напряжений, вибрация различной частоты и др.). Все эти факторы при испытании на длительную прочность и ползучесть не учитываются, поэтому и точность прогноза, как правило, далека от истины.

Экспериментально установленные особенности циклической ползучести могут быть обобщены в виде нескольких механических эффектов. В целом, следует выделить пять основных эффектов, реализация которых зависит от класса материалов, уровня температуры и нагрузок [8].

*Сущность первого эффекта* заключается в том, что в случае воздействия циклических нагрузок кривые ползучести всегда будут располагаться выше, чем кривые статической ползучести при среднем напряжении  $\sigma_T$ .

*Второй эффект* интенсификации ползучести по отношению к максимальному напряжению – кривые циклической ползучести всегда располагаются выше, чем кривые статической ползучести при напряжении, равном максимальному напряжению цикла.

*Третий эффект* интенсификации ползучести за счет вида нагруженного состояния заключается в том, что ускорение ползучести будет усиливаться вибрацией только в том случае, когда под действием статических и циклических напряжений в материале возникает переменное сложное напряженное состояние в области малых амплитуд ( $0,025 - 0,037\sigma_T$ ) циклических нагрузок.

*Четвертый эффект* замедления ползучести – при циклических нагрузках при среднем напряжении  $\sigma_T$ .

*Пятый эффект* критического значения коэффициента амплитуд: при осевом нагружении циклическая ползучесть будет развиваться только в том случае, когда соотношение между компонентами напряжений цикла  $\sigma_a/\sigma_T$  будет меньше критического значения  $A_{кр}$ , характеризующегося температурно-зависимой константой материала. При нестационарных нагрузках, когда величины  $\sigma_a/\sigma_T$  становятся больше или меньше  $A_{кр}$ , возможно или резкое замедление, или резкое ускорение ползучести по отношению к стационарному статическому нагружению ( $\sigma_a$  – амплитуда циклической нагрузки).

Использование упомянутых эффектов возможно при оценке циклической ползучести и длительной прочности, при которых  $\sigma$  изменяется во времени,

$$\sigma = \sigma_a + \sigma_a \sin(2\pi ft), \quad (13)$$

где  $f$  – частота изменения  $\sigma_a$ ;  $t$  – время.

Анализ приведенных зависимостей показывает, что влияние динамической составляющей проявляется лишь при больших значениях амплитудного напряжения к среднему растягивающему напряжению. Экспериментально подтверждено значение соотношения  $\sigma_a/\sigma_T = 0,003 \div 0,015$  [9].

Кроме пульсирующей составляющей нагрузки на долговечность труб поверхностей нагрева сказывается и пульсирующее изменение температуры.

Испытания нагружающего устройства в топочной камере котла ТГМ-104 проводились с учетом того, что долговечность является, в крайнем случае, функцией двух исследуемых факторов: переменной температуры и вибрации. В соответствии с соотношением

$$\sigma_{д.п}^{t_{д.п}} = f(\tau_{zi}, T_n, \Delta T, n), \quad (14)$$

где  $\sigma_{д.п}^{t_{д.п}}$  – предел длительной прочности с учетом случайных колебаний температуры и вибрационных воздействий;  $\tau_{zi}$  – номинальная температура металла;  $T$  – вариации температуры;  $n$  – число циклов.

Допускаемую нагрузку в нагружающем устройстве можно определить из уравнения

$$\sigma_{д.п}^{t_{д.п}} = \sigma_{д.п}^t K_b K_n, \quad (15)$$

где  $\sigma_{д.п}$  – предел длительной прочности при комнатной температуре и отсутствии циклических нагрузок;  $K_b$  – поправочный коэффициент на вибрационную составляющую при малоцикловых нагрузках;  $K_n$  – коэффициент, учитывающий ползучесть труб.

При эксплуатации труб поверхностей нагрева при температуре  $540 - 560^\circ\text{C}$   $K_n$  принимается равным  $1,15 \div 1,3$ . При отклонении температуры выше  $560 - 580^\circ\text{C}$   $K_n$  принимается равным  $1,5$ . При температуре  $600 - 620^\circ\text{C}$   $K_n$  принимается равным  $3,5$ .  $K_b$  принимаем равным  $1,3$  при нагрузке котла около  $30\%$ ;  $1,2$  при нагрузке  $50 - 60\%$ ;  $1,1$  при нагрузке  $70 - 100\%$  и  $1,3$  при нагрузке котла  $110 - 115\%$  [5].

Диагностике текущего состояния и оставшегося ресурса работы труб предшествуют сбор и анализ информации о состоянии металла, времени наработки, времени превышения температуры сверх расчетного значения, показателях износа стенок труб по фактическим данным образцов-свидетелей, пульсациях давления, вибрации, ползучести и др.

Давление в трубе определяется по нормативному методу с учетом нагрузки котла и данных гидравлического расчета.

Приведенное напряжение от внутреннего давления определяется по ОСТ 108.031.08-85

$$\sigma = \frac{p}{2\varphi_{\omega}} \left( D_a - \frac{s - c_y}{K_i Y_i} \right) \frac{K_i Y_i}{s_H - c_y}, \quad (16)$$

где  $\varphi_{\omega}$  – коэффициент прочности сварного шва для бесшовных труб, равный 1,0;  $K_i$  – торový коэффициент для внешней, внутренней и нейтральной сторон колена;  $Y_i$  – коэффициент формы для различных видов стали с определенными значениями температуры стенок (для прямых труб  $K_i = Y_i = 1$ );  $p$  – внутреннее давление в трубе, МПа;  $D_a$  – наружный диаметр трубы, мм;  $s_H$  – номинальная толщина стенки, мм;  $c_y$  – утонение стенки трубы от всех видов воздействия, мм, определяется по фактическому состоянию образца-свидетеля.

С учетом изложенного формулу (16) можно записать

$$\sigma = \frac{p(D_a - s_H + c_y)}{2(s_H - c_y)}. \quad (17)$$

При нарушении герметичности полостей как с наружной, так и с внутренней стороны трубы  $c_y$  равен сумме начальных толщин вставок, т.е.

$$c_y = s_{вн} + s_{нар}.$$

При разрушении одной только вставки  $c_y$  равен начальной толщине этой вставки.

По приведенному напряжению и кривым длительной прочности для каждого интервала температуры (по его среднему значению  $T_i$ ) определяется ресурс данного пакета ( $\tau_{ij}$ ) при условии эксплуатации его постоянно в данном интервале температуры; здесь  $i = 1 \dots 8$  – порядковый номер соответствующего интервала температуры;  $j$  – номер фиксации нарушения герметичности полости (износа внутренней или наружной вставки) с начала момента эксплуатации образца-свидетеля.

Остаточный ресурс на конкретном этапе работы трубных систем определяется как отношение срока эксплуатации трубы ( $\tau_3$ ) ко времени до разрушения ( $\tau_p$ ) [9]

$$p_{исп} = \tau_3 / \tau_p. \quad (18)$$

Время  $\tau_p$  рассчитывается по кривой длительной прочности, определяемой с помощью описанного нагружающего устройства, для стали в исходном состоянии с соответствующим значением эквивалентной температуры наружной стенки трубы. Рабочее напряжение принимается как среднее между эквивалентным напряжением, рассчитанным для минимальной толщины стенки ( $\sigma_0$ ) и средней максимальной фактической, полученной в процессе нагружения образца ( $\sigma_{ki}$ ).

$$\sigma'_{cp} = \frac{\sigma_0 + \sigma'_{k1} + \sigma'_{k2} + \sigma'_{k3} + \dots + \sigma'_{ki}}{5}. \quad (19)$$

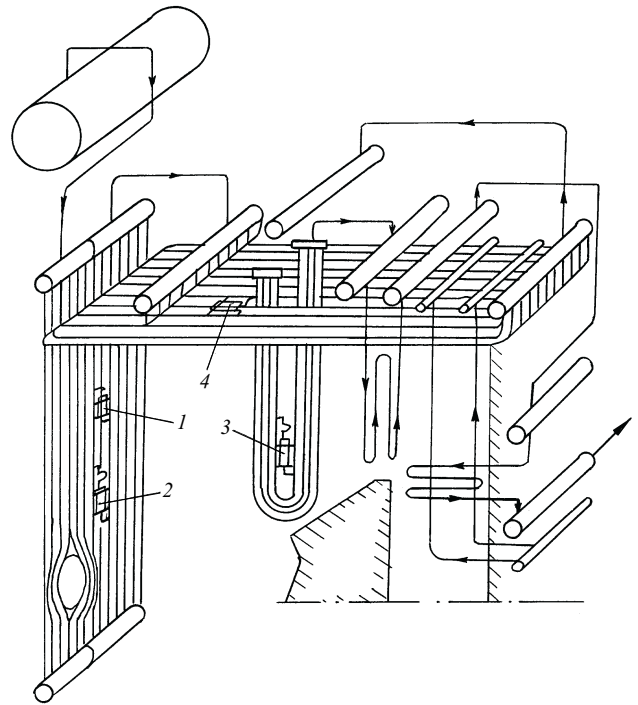


Рис. 4. Схема расположения нагружающих устройств (1 – 4) в топочной камере

Доля остаточного ресурса  $p_{ост}$  определяется из выражения

$$p_{ост} = (0,8\tau_p - \tau_3) / \tau_p = 0,8 - p_{исп}. \quad (20)$$

По кривой длительной прочности в координатах “напряжение  $\sigma$  – время до разрушения  $\tau'_p$ ”, выбранной для данного структурного состояния для эквивалентной температуры эксплуатации наружной стенки трубы и при напряжении  $\sigma'_k$ , определяется  $\tau'_p$ , тогда  $\tau'_{ост}$  можно определить по формуле

$$\tau'_{ост} = \tau'_p p_{ост}. \quad (21)$$

При изменении толщины стенки труб за время  $\tau$  также изменится и уровень напряжений, который можно обозначить как  $\sigma''_k$ , тогда средний уровень напряжений, действующих в период последнего этапа эксплуатации, будет соответствовать

$$\sigma''_{cp} = \frac{\sigma'_k + \sigma''_k}{2}.$$

В данном случае  $\sigma''_k$  принимается также в усредненном варианте. Время до разрушения  $\tau''_p$  с учетом эквивалентной температуры эксплуатации определяется по формуле

$$\tau''_{ост} = \tau''_p p_{ост}.$$

Если энергоблоки ежесуточно (еженедельно) привлекаются к регулированию графика электрических нагрузок, т.е. работают в переходных, нестационарных режимах, тогда оставшийся ресурс умножают на коэффициент, учитывающий влияние вибрации на скорость протекания коррозионных процессов и развития трещин. Указанный коэффициент при различной наработке и условиям колеблется в интервале 0,6 – 0,95. Кроме этого, следует учитывать и влияние ускоренной ползучести металла, процессы которой реализуются при температурах более 580 – 620°C. Уточненная формула определения остаточного ресурса труб поверхностей нагрева с учетом влияния ползучести и вибрации будет иметь вид

$$\tau_{\text{ост}}'' = \tau_p P_{\text{ост}} K_{\text{п}} K_{\text{в}}. \quad (22)$$

На рис. 4 показана схема расположения нагружающих устройств (1–4) в топочной камере, причем, в каждом конкретном случае зоны установки нагружающих устройств могут быть различны.

### Список литературы

1. *Обзор поврежденных тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей за 1999 г.* М.: ОРГРЭС, 2000.
2. *Первалов Е. К.* Возрастная структура оборудования ТЭС “ЕЭС России”. – Электрические станции, 1998, № 5.
3. А.с. 1392437 (СССР). Способ нагружения образцов котельных труб при испытании их на длительную прочность / Канцдалов В. Г., Янукян Г. М., Кравченко В. И.
4. *Мухеев М. А.* Основы теплопередачи. М. – Л.: ГЭИ, 1956.
5. *Канцдалов В. Г., Зленко В. Ф., Берлявский Г. П.* Оперативный контроль и диагностика остаточного ресурса труб поверхностей нагрева котлов. – Электрические станции, 1995, № 4.
6. *Канцдалов В. Г., Зленко В. Ф.* Отраслевое информационное письмо ГНТУ Минэнерго СССР “Система интегральной оперативной диагностики состояния металла тепломеханического оборудования ТЭС”. М., 1990.
7. *Водно-химические режимы и надежность металла энергоблоков 500 и 800 МВт /* Под ред. Дорощука В. Е., Рубина В. Б. М.: Энергоиздат, 1981.
8. *Туляков Г. А., Скоробогатых В. Г., Гриневский В. В.* Конструкционные материалы для энергомашиностроения. М.: Машиностроение, 1991.
9. *Методические указания о порядке проведения работ при оценке остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций РД-34.17.452-98.* М., ВТИ.

## О методике определения нефтепродуктов в производственных водах тепловых электростанций

Низамеева Р. А., Исаков А. А., инженеры, Гоголашвили Э. Л., канд. хим. наук

ИЦ “Энергопрогресс” (Казань)

Основным нормативным документом, которым руководствуются химические лаборатории тепловых электростанций при определении содержания нефтепродуктов в производственных водах, в том числе и в возвратных конденсатах, в настоящее время является отраслевой стандарт [1]. Многолетний опыт проведения анализов по указанной методике выявил ряд ее недостатков, которые особенно ярко проявляются при наличии разногласий по содержанию нефтепродуктов с потребителями пара. Так, в 1999 г. между АО “Оргсинтез” и Казанской ТЭЦ-3 возникли разногласия по результатам анализов содержания нефтепродуктов в возвращаемом с производства конденсате. Для устранения спорных вопросов лабораториями Казанской ТЭЦ-3 и АО “Оргсинтез” под общим руководством химслужбы ИЦ “Энергопрогресс” были проведены параллельные определения содержания нефтепродуктов в возвратном конденсате с отбором проб из одного потока с учетом времени за-

паздывания. Анализы проводились колориметрическим методом в соответствии с [1].

Результаты работы выявили следующие недостатки применяемой методики.

1. *Отсутствие в методике указания на контроль чистоты применяемого экстрагента (четырёххлористого углерода).* При построении градуировочного графика в соответствии с [1] предполагается, что прямая, построенная по результатам колориметрирования стандартных растворов относительно концентрированной серной кислоты, должна проходить через начало координат. На практике этого не происходит, т.е. при отсутствии в измеряемой пробе нефтепродуктов на оси ординат прямой отсекается некоторый отрезок произвольной величины. Связано это с загрязненностью экстрагента (четырёххлористого углерода) органическими веществами, в результате окисления которых серной кислотой появляется дополнительное окрашивание анализируемого образца. Согласно [2] содержание веществ, темнеющих под действи-

ем серной кислоты, в четыреххлористом углероде марок “хч”, “чда” и “ч” не нормируется. Вследствие этого результаты анализов, проведенных конкретной лабораторией, будут зависеть от чистоты применяемого экстрагента и изменяться в зависимости от партии используемого реагента.

Нами была проведена проверка влияния возможных примесей в экстрагенте на результаты анализа. Для этого были выпарены досуха на водяной бане различные количества (от 5 до 40 см<sup>3</sup>) четыреххлористого углерода марки “хч” и проведены дальнейшие процедуры анализа согласно [1]. Измеренная оптическая плотность полученных растворов относительно серной кислоты изменялась от 0,002 до 0,01. Помимо того, нами были проведены анализы одинакового количества (25 см<sup>3</sup>) четыреххлористого углерода одинаковой квалификации “хч” из различных партий. Измеренная оптическая плотность также существенно различалась (от 0,006 до 0,015). Аналогичные результаты были получены и при проверке другого рекомендуемого в методике экстрагента – гексана квалификации “хч” (ТУ 6-09-4521-77).

Для устранения влияния примесей на результат анализа лаборатории Казанской ТЭЦ-3 химслужбой было рекомендовано изменить п. 3.4 методики [1], а именно, – проводить сравнение измеряемой оптической плотности не с концентрированной серной кислотой, а с холостой пробой, приготовленной из определенного объема экстрагента, проведенного через все стадии анализа. Лабораторией АО “Оргсинтез” анализ проводился в полном соответствии с [1], но используемый экстрагент был предварительно очищен перегонкой. При этом были получены вполне сопоставимые результаты анализов. На основании полученных нами данных считаем, что необходимо ввести в п. 3.3 и 3.4 действующей методики [1] дополнение, заключающееся в том, что оптическую плотность растворов измеряют на колориметре, используя в качестве раствора сравнения не 10 см<sup>3</sup> концентрированной серной кислоты, а определенный объем экстрагента (четырёххлористого углерода), проведенного через все стадии анализа.

2. *Отсутствие в методике анализа указания на точный объем используемого экстрагента.* Этот недостаток методики также связан с чистотой применяемого для анализа экстрагента. Если экстрагент не содержит веществ, темнеющих под воздействием серной кислоты, то его объем не имеет значения, однако, как показывает практика, такие вещества в нем содержатся в количествах, существенно влияющих на результат анализа. Вследствие этого в п. 3.3 и 3.4 методики [1] необходимо строго оговорить объем экстрагента, применяемого как при выполнении анализа, так и при приготовлении холостого раствора.

3. *Различие в методике построения градуировочного графика и проведения анализа.* При прове-

дении анализа по [1] предусматривается операция фильтрования четыреххлористого углерода через бумажный фильтр, которая отсутствует при построении градуировочного графика. Нами было установлено, что после проведения фильтрования оптическая плотность холостой пробы возрастает не менее чем в 1,5 раза (для фильтрования использовались бумажные обеззоленные фильтры по ТУ 6-09-1678-77). Это приводит к значительному завышению результатов анализа.

Вызывает сомнение и сама необходимость проведения операции фильтрования через бумажный фильтр. Фильтрование обычно применяется для отделения от раствора взвешенных твердых частиц, но как в возвратном конденсате, так и, тем более, в экстракте такие частицы (механические примеси) отсутствуют.

Возможность фильтрования через слой активированного оксида алюминия мотивируется [1] необходимостью “устранения влияния органических примесей, способных растворяться в четыреххлористом углероде или гексане”. Выражение это не совсем корректно, так как сами нефтепродукты являются органическими веществами, способными растворяться в четыреххлористом углероде или гексане. При анализе вод нефтепродуктами принято считать только основную, наиболее характерную часть нефти, состоящую из неполярных и малополярных соединений [3, 4]. Для очистки экстракта от полярных органических соединений его рекомендуется пропускать через колонку с оксидом алюминия [5].

Далее, в методике подробно описана подготовка колонки к работе, однако не указано, как определить степень загрязненности ее после одного фильтрования и возможность повторного использования. Кроме того, в литературе имеются данные, что тяжелые нефтепродукты, подобные мазуту, нигролу, маслам, элюируются через колонку с оксидом алюминия только на 60 – 70% [6], т.е. при фильтровании экстракта через колонку с оксидом алюминия мы можем получить около 30% ошибки в определении содержания нефтепродуктов, поскольку основным загрязнителем возвратного конденсата является именно индустриальное масло.

4. *Сложность приготовления основного и стандартного растворов.* Согласно [1], если неизвестно, какими нефтепродуктами могут загрязняться анализируемые воды, то отбирают такое количество этой воды, чтобы получить не менее 10 мг нефтепродуктов. Из этой воды экстракцией выделяют чистые нефтепродукты, на основе которых готовят стандартный раствор. Согласно [7] содержание нефтепродуктов в питательной воде прямоточных котлов должно быть не более 0,1 мг/дм<sup>3</sup>, барабанных котлов — 0,3 – 0,5 мг/дм<sup>3</sup>, в возвратных конденсатах – 0,5 мг/дм<sup>3</sup>. Это означает, что для получения 10 мг нефтепродуктов не-

обходимо подвергнуть обработке более  $100 \text{ дм}^3$  питательной воды или более  $20 \text{ дм}^3$  возвратного конденсата, что в условиях станционной химической лаборатории сделать практически невозможно. Поэтому нами были построены калибровочные графики с использованием в качестве стандарта турбинного масла и индустриального масла И-50. Калибровочные графики имеют разный угол наклона, вследствие чего результаты анализов в зависимости от применяемого для расчета графика различаются в 1,4 – 1,8 раза.

В мировой практике в качестве стандарта принято использовать эталонное масло (37,5% изооктана, 37,5% гексана, 25% бензола) [8].

5. В методике не указаны температура измеряемых растворов и время их выдержки при этой температуре до проведения фотометрирования. Согласно [1] “жидкости дают остыть до комнатной температуры и определяют ее оптическую плотность”. Нами были проведены измерения оптической плотности растворов после охлаждения их до  $20^\circ\text{C}$  в посуде со льдом и выдерживания при комнатной температуре в течение 5, 20, 30 и 90 мин. Полученные результаты свидетельствуют, что оптическая плотность растворов со временем изменяется. Зависимость оптической плотности растворов от времени выдерживания их при комнатной температуре вполне объяснима, если учесть, что окрашивание концентрированной серной кислотой происходит вследствие обугливания органических соединений, т.е. образец, оптическая плотность которого измеряется, является не истинным раствором, а гетерогенной системой, представляющей собой взвесь мелкодисперсных частиц углерода в концентрированной серной кислоте. Таким образом, применяемый метод анализа является, строго говоря, не фотоколориметрическим, а турбидиметрическим. Результаты же турбидиметрического анализа сильно зависят как от температуры, так и от времени проведения измерений [9]. Поэтому в методике необходимо четко оговорить время выдержки растворов при комнатной температуре перед проведением измерения их оптической плотности.

6. В методике отсутствуют указания на интенсивность встряхивания. Практика показывает, что при слишком интенсивном встряхивании могут образовываться тяжело расслаивающиеся эмульсии. В методике нет никаких указаний ни на возможность образования эмульсий в процессе экстрагирования, ни на способы их устранения. Во всех известных методиках определения нефтепродуктов с применением экстракции указывается способ встряхивания (ручной или механический) и время его проведения [8].

7. Необоснованно низкая погрешность определения. В [1] указаны погрешности определения нефтепродуктов в воде. Она изменяется в зависимости от массы нефтепродуктов в пробе от 1 до

15%. При соответствии концентраций нефтепродуктов нормам [7] погрешность их определения должна составлять 2 – 7%, что вызывает сомнение, особенно если учесть, что погрешность современных методов определения нефтепродуктов (инфракрасной, люминесцентной и ультрафиолетовой спектроскопии в сочетании с колоночной хроматографией) находится в пределах 14 – 17% в том же диапазоне концентраций [8]. В то же время в [10] установлена норма погрешностей для определения нефти и нефтепродуктов в природной и питьевой воде при концентрациях от 0,01 до  $0,9 \text{ мг/дм}^3$  в 50%, а в сточных водах при содержании нефтепродуктов до  $0,1 \text{ мг/дм}^3$  – 65 – 100%,  $0,1$  –  $0,5 \text{ мг/дм}^3$  – 50%.

В заключение следует отметить, что методика, рекомендуемая для анализа производственных вод тепловых электростанций [1], более нигде не применяется и даже не включается в обзоры по методам определения нефтепродуктов [4 – 6, 8, 11, 12]. Наиболее широко используется для количественной оценки загрязненности вод нефтепродуктами метод инфракрасной спектрометрии. Так, международный стандарт [11] устанавливает два метода определения нефтепродуктов в воде: экстракционно-гравиметрический в диапазоне концентраций  $5$  –  $1000 \text{ мг/дм}^3$  и экстракционно-ИК-спектрометрический в диапазоне  $0,1$  –  $50 \text{ мг/дм}^3$ . В России ИК-спектрометрический метод так же используется, как арбитражный [8]. В настоящее время отечественной промышленностью выпускается ряд ИК-анализаторов нефтепродуктов, наиболее известные из которых приборы марок АН-1 и КН-1. Эти приборы установлены в лабораториях многих ТЭС по требованиям природоохранных органов и служат для контроля загрязнения нефтепродуктами сточных вод. Странно, что этот современный и надежный метод не рекомендуется для определения нефтепродуктов и в производственных водах тепловых электростанций.

## Вывод

Методика определения нефтепродуктов в производственных водах тепловых электростанций [1] содержит ряд существенных недостатков, которые приводят к значительным ошибкам при проведении анализа.

В связи с этим необходимо либо переработать методику, либо изменить метод анализа.

## Список литературы

1. ОСТ 34-70-953.18-90. Воды производственные тепловых электростанций. Методы определения нефтепродуктов. М., 1990.
2. ГОСТ 20288-74. Углерод четыреххлористый. Технические условия.
3. Методы гидрохимических исследований океана. М.: Наука, 1978.

4. *Лурье Ю. Ю.* Аналитическая химия промышленных сточных вод. М.: Химия, 1994.
5. *Бродский Е. С., Савчук Г. А.* Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды. – Аналитическая химия, 1998, № 12.
6. *Семенов А. Д., Стародомская А. Г., Павленко Л. Ф.* Количественное определение нефтепродуктов в поверхностных водах. – В сб.: Методы анализа природных и сточных вод (Проблемы аналитической химии, т.5). М.: Наука, 1977.
7. *РД 34.20.501-95.* Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ОРГРЭС, 1996.
8. *Петров С. И., Тюлягина Т. Н., Василенко П. А.* Определение нефтепродуктов в объектах окружающей среды. – Заводская лаборатория, 1999, № 9.
9. *Пикеринг У. Ф.* Современная аналитическая химия. М.: Химия, 1977.
10. *ГОСТ 27384-87.* Вода. Нормы погрешности измерения показателей состава и свойств.
11. *Фомин Г. С.* Вода. Контроль химической, бактериальной и радиационной безопасности по международным стандартам. Энциклопедический справочник. М.: Изд-во “Проктор”, 1995.
12. *Унифицированные методы анализа качества вод.* – В кн.: Методы химического анализа вод, т. I. Основные методы. М.: СЭВ, 1987.

### **Уважаемые читатели!**

В журнале № 5 за 2000 г. в статье “Исследование качества отечественных шариков для очистки конденсаторных трубок, их характеристики и рекомендации по использованию” на стр. 37 вместо слов “примерно в 2 раза дешевле, чем у фирмы “ТАПРОГГЕ”, следует читать “примерно в 2 раза ниже уровня мировых цен”.

Редакция приносит извинения фирме ТАПРОГГЕ ГмБХ за допущенную ошибку.

## **ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ**

### **Проблемы обеспечения качества электрической энергии**

Горюнов И. Т., Мозгалева В. С., инженеры, Богданов В. А., канд. техн. наук

АО Мосэнерго

Постановлением Правительства РФ от 13 августа 1997 г. № 1013 электрическая энергия отнесена к числу хозяйственных товаров, подлежащих обязательной сертификации. Во исполнение этого постановления разработана “Система сертификации ГОСТ Р” [1], определяющая временный порядок сертификации электрической энергии.

Государственной Думой 1 декабря 1999 г. был принят проект Федерального закона “О государственном регулировании в области обеспечения электромагнитной совместимости технических средств”, в котором содержалось требование об обязательной сертификации электрической энергии.

Письмом Президента Российской Федерации Б. Н. Ельцина от 30 декабря 1999 г. № Пр-1737 на имя Председателя Совета Федерации Федерального собрания РФ Е. С. Строева проект указанного закона был отклонен.

Несмотря на это, Главгосэнергонадзором и Госстандартом России, а также целым рядом уполномоченных ими организаций предпринимаются действия, имеющие целью обязать энергообеспечивающие организации и в том числе АО Мосэнерго, провести сертификацию электроэнергии.

Работники Госэнергонадзора и Госстандарта не представляют содержания и объема работ по сертификации, не учитывают того, что показатели качества электрической энергии из-за специфики ее производства постоянно меняются. Только этим можно объяснить их попытки навязать энергосистемам проведение работ по сертификации электрической энергии.

Попытки практической реализации требований [1] в АО Мосэнерго выявили целый ряд нерешенных вопросов по научному, организационно-методическому, нормативно-правовому и приборному обеспечению этих мероприятий. Поэтому в данной работе сделана попытка рассмотрения возможных подходов к решению вопросов, связанных с обеспечением качества электроэнергии и ее сертификацией.

Необходимо прежде всего разграничить понятия качество электроэнергии, сертификация электроэнергии и сертификация электротехнического оборудования.

Качество в общем случае должно определять степень соответствия товара, в том числе электри-

ческой энергии, некоторой общепринятой совокупности требований потребителей. В случае электроэнергии требования потребителей сформулированы в виде совокупности показателей качества (ПКЭ), для которых ГОСТ 13109 устанавливает нормально и предельно допустимые значения в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц.

Сертификация – совокупность действий, выполняемых уполномоченными на то подразделениями, с целью определения степени соответствия параметров товара (продукции) установленным требованиям. Кроме того, сертификация должна предусматривать комплекс мероприятий, обеспечивающих стабильность поддержания требуемых показателей качества и их защиту от возможного искажения.

Электрическая энергия, как сертифицируемая продукция, обладает целым рядом особенностей, в числе которых неразрывность и одновременность процессов производства и потребления, когда искажающее влияние на ПКЭ может быть оказано как электроприемниками потребителя, так и привнесено извне в виде кондуктивной электромагнитной помехи, распространяемой по общей электрической сети. При этом источниками искажений качества электрической энергии могут быть как собственные электроприемники, так и электроприемники других потребителей, а также электротехническое оборудование электрических станций и сетей.

Следовательно, обязательным условием обеспечения требуемого качества электроэнергии в электрических сетях общего назначения является исключение возможности применения любых электроприемников и электротехнического оборудования, являющихся источниками искажающих электромагнитных помех. Практически это означает обязательность сертификации всего электротехнического оборудования и электроприемников на электромагнитную совместимость, которая должна проводиться предприятиями-изготовителями.

На стадии проектирования нормируемые значения ПКЭ должны обеспечиваться принятием проектных решений, основанных на применении сертифицированного электроэнергетического обо-



рудования и электроприемников, которые, удовлетворяя требованиям технологического процесса, обеспечивают допустимый уровень электромагнитных помех, вносимый системой электроснабжения как на вновь вводимых, так и на расширяемых и реконструируемых объектах.

В соответствии с [1] сертификация электрической энергии предполагает измерения ПКЭ длительностью 7 сут., которые должны проводиться “в точках общего присоединения потребителей или приемников электрической энергии к распределительным электрическим сетям центров питания энергоснабжающей организации”.

При этом “точка общего присоединения – точка электрической сети энергоснабжающей организации, электрически ближайшая к рассматриваемому потребителю электрической энергии, к которой присоединены или могут быть присоединены другие потребители электрической энергии.

Центр питания – распределительное устройство генераторного напряжения электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понизительной подстанции энергосистемы, к которым присоединены распределительные сети данного района” [1].

Если ПКЭ в контрольных точках общего присоединения соответствуют требованиям ГОСТ 13109 в 20% общего их числа, то энергоснабжающей организации может быть выдан сертификат со сроком действия до 3 лет. Однако вызывает сомнение обоснованность и целесообразность реализации подобного подхода.

Решение вопроса о выдаче сертификата может зависеть от выбора контрольных точек и времени проведения измерений ПКЭ, поскольку качество электроэнергии зависит от режимов работы всех параллельно работающих энергосистем и удовлетворительные значения ПКЭ в летний период не могут служить гарантией отсутствия нарушений ГОСТ 13109 в другие времена года.

Из-за возможности появления кондуктивных помех нельзя гарантировать выполнения требований ГОСТ 13109 в точках общего присоединения в течение всего срока действия сертификата даже при условии, что состав и режимы работы всех потребителей энергосистемы, получившей сертификат, за это время не изменялись.

В то же время для сертификации потребуется проведение огромного объема измерений. Так, в случае Мосэнерго для проведения измерений в 20% всех точек общего присоединения с помощью одного прибора потребуется около 140 тыс. сут. Следовательно, для проведения сертификационных испытаний за разумные сроки (1 – 2 мес) потребуется использовать несколько тысяч приборов и соответствующее число специалистов-измерителей. При меньшем числе приборов измерения могут растянуться на годы и процедура сертификации станет бесконечной и бессмысленной.

Следовательно, предусмотренная [1] сертификация является формальной и дорогостоящей процедурой, которая не гарантирует успешного решения задачи стабильного поддержания требуемого качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, и будет периодически отвлекать большие людские и материальные ресурсы энергосистем.

В Мосэнерго, начиная с марта 1998 г., проводятся измерения ПКЭ на шинах разных уровней напряжения всех электростанций, а также на шинах всех предприятий электрических сетей (ПЭС) и Московской кабельной сети, от которых отходят внешние воздушные и кабельные линии электропередачи, по которым осуществляется отпуск электроэнергии в соседние АО-энерго, ПЭС и системы электроснабжения потребителей. Кроме того, Энергосбыт Мосэнерго осуществляет выборочные измерения ПКЭ на шинах центров питания, от которых осуществляется электроснабжение потребителей.

Измерения проводятся с помощью приборов ППКЭ-1-50 персоналом Мосэнерго, прошедшим специальное обучение, сдавшим соответствующие экзамены и получившим разрешение на проведение подобных измерений. Измеряются отклонения частоты и напряжения, коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям, коэффициенты искажения синусоидальности формы кривой напряжения и ее гармонических составляющих до 40-й включительно.

Результаты измерений ПКЭ показывают, что с шин всех электрических станций Мосэнерго отпускается электрическая энергия, полностью удовлетворяющая требованиям ГОСТ 13109 по следующим ПКЭ: коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям, коэффициенты искажения синусоидальности формы кривой напряжения и ее гармонических составляющих до 40-й включительно. Не обнаружены случаи распространения искажений синусоидальности формы кривой по системообразующей электрической сети Мосэнерго. В то же время на границах раздела между потребителями и энергоснабжающей организацией имеют место случаи превышения допустимых значений ПКЭ по отклонению напряжения, несимметрии и искажениями формы кривой напряжений.

Опыт проведения измерений ПКЭ дает возможность сформулировать ряд положений, реализация которых позволит решить задачу обеспечения требуемого качества электроэнергии, отпускаемой потребителям.

Важнейшей задачей, без решения которой нельзя обеспечить поддержание требуемого качества электроэнергии, является обнаружение и устранение всех источников искажения качества электроэнергии по коэффициентам несимметрии напряжения обратной и нулевой последовательностей и коэффициентам искажения синусоидальности

формы кривой напряжения и ее гармонических составляющих.

Сопоставление различных способов решения задачи обнаружения источников искажения по перечисленным ПКЭ показало, что наиболее эффективным является анализ результатов измерений направления и значения потоков мощности отдельно по каждому искажению. Поэтому по инициативе Мосэнерго была начата разработка приборов для измерения потоков мощности, вызванных нарушениями симметрии и искажениями формы кривой. В настоящее время такие приборы разработаны в Московском энергетическом институте (МЭИ) и завершаются разработкой в Московском государственном открытом университете (МГОУ).

Разрабатываемые приборы обеспечивают измерение значений и направления потоков мощности искажений, соответствующих токам обратной и нулевой последовательностей и потоков мощности искажений по каждой фазе контролируемой сети отдельно для каждой гармонической составляющей со 2-й по 40-ю включительно.

Результаты измерений позволяют решать две важные задачи: обнаружение и количественную оценку мощности источников искажений и экономическое стимулирование мероприятий по нормализации ПКЭ.

Обнаружение источников искажений может осуществляться методом последовательного приближения прибора навстречу потоку мощности анализируемого искажения от места предыдущего измерения.

Наиболее полная характеристика исследуемого центра питания может быть получена при измерении потоков мощности искажений по каждому вводу и всем отходящим линиям одновременно.

Устранение выявленных источников искажений в большинстве случаев связано с существенными затратами времени и средств. Чтобы стимулировать разработку и реализацию мероприятий по нормализации ПКЭ, целесообразно применение дополнительной платы, взимаемой с владельцев оборудования, являющегося источником искажений.

Средняя за расчетный период суммарная с учетом всех составляющих искажений активная и реактивная мощность и соответствующая активная и реактивная энергия могут быть измерены существующими электронными счетчиками.

Для измерения средней мощности и энергии искажений за расчетный период должны применяться специализированные счетчики, изготавливаемые на базе упомянутых приборов. Следовательно, приборы для измерения мощности искажений должны изготавливаться и применяться в двух модификациях: как анализаторы для обнаружения источников искажений и как электросчетчики, обеспечивающие учет энергии искажений за расчетный период.

Чтобы стимулировать проведение мероприятий по нормализации качества электроэнергии, тарифы на активную мощность и электроэнергию искажений должны быть существенно выше действующих тарифов на электроэнергию с нормированными значениями ПКЭ.

В соответствии с [2] устанавливается допустимый расчетный вклад (ДРВ) потребителя в значение ПКЭ в точке общего присоединения к электрической сети. Для определения допустимых значений ПКЭ в точке общего присоединения до подключения потребителя Правила [2] устанавливают оптимизационный и нормативный методы.

Оптимизационный метод основан на использовании специальных программ, требующих большого объема исходных данных. Оценка возможной погрешности задания этих данных затруднительна и потому не может быть гарантирована необходимой точностью получаемых результатов.

Применение нормативного метода основано на допущении, что относительная мощность искажений, приходящаяся на единицу мощности трансформаторов центра питания, одинакова как для всех существующих, так и вновь подключаемых потребителей.

В качестве исходных данных для определения ДРВ используются 30-минутный максимум нагрузки потребителя в часы максимальных нагрузок энергосистемы, максимальная активная мощность трансформаторов центра питания и допустимое значение ПКЭ в центре питания до подключения потребителя.

Практическая реализация Правил [2] не встречает затруднений, если осуществляется одновременное подключение потребителей к шинам вновь сооружаемого центра питания. В этом случае разрешение на подключение получают только те потребители, чей фактический вклад в ПКЭ не превышает ДРВ. Потребители, чей фактический, т.е. измеренный после пробного включения, вклад превышает ДРВ, разрешения на присоединение не получают. Они обязаны в установленные сроки провести мероприятия по нормализации ПКЭ. Разрешение на подключение будет выдано только после повторных измерений, подтверждающих допустимость фактических значений ПКЭ.

Однако возможность применения такого подхода при подключении вновь вводимого потребителя к шинам существующего центра питания, от которого уже получают электроэнергию другие потребители, весьма проблематична с нормативно-правовой стороны.

Указанное обстоятельство можно проиллюстрировать на примере, когда значения ПКЭ на шинах центра питания до подключения нового потребителя удовлетворяют требованиям ГОСТ, а фактические, т.е. полученные при пробном включении значения ПКЭ подключаемого потребителя, не превышают ДРВ.

Если после подключения вновь вводимого потребителя значения ПКЭ на шинах центра питания перестают удовлетворять требованиям ГОСТ, добиться от действующих потребителей снижения их вклада до ДРВ, опираясь на действующие нормативно-правовые акты, практически невозможно. Подобная ситуация может возникать, например, при последовательном пуске технологических линий, получающих электроснабжение от общего центра питания, имеющего необходимый резерв по мощности питающих трансформаторов и пропускной способности линий.

С целью экономического стимулирования мероприятий по нормализации качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, разработана система скидок и надбавок к действующим тарифам.

В соответствии с [3] скидки с тарифа должны применяться при отпуске электрической энергии пониженного качества по отклонениям частоты и напряжения, а также при отпуске электроэнергии пониженного качества по вине энергоснабжающей организации по следующим ПКЭ: коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям, коэффициенты искажения синусоидальности формы кривой напряжения и ее гармонических составляющих до 40-й включительно.

Надбавки к тарифу за качество электрической энергии могут быть применены при снижении по вине потребителя качества электроэнергии по перечисленным коэффициентам несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям и коэффициентам искажения синусоидальности формы кривой напряжения и ее гармонических составляющих.

Скидка (надбавка) к тарифу должна определяться по каждому ПКЭ отдельно [3]. Величина скидки (надбавки) определяется в зависимости от соотношения  $T_1$  – относительного времени превышения нормально допустимого значения ПКЭ и  $T_2$  – относительного времени превышения максимально допустимого значения ПКЭ, установленного ГОСТ 13109.

Суммарная скидка (надбавка) к тарифу определяется суммой скидок (надбавок), определяемых по каждому ПКЭ отдельно.

Однако практическое применение указанных Правил затруднено недостаточной проработанностью вопросов об ответственности за поддержание частоты. В соответствии с ГОСТ 13109-97 за поддержание частоты отвечает энергоснабжающая организация. Поэтому скидки с тарифа за нарушение ПКЭ по частоте вправе получать все потребители ЕЭС России.

Нарушение ПКЭ по частоте может происходить как из-за отклонения нагрузки параллельно работающих электростанций относительно заданного диспетчерского графика, так и из-за отклоне-

ния нагрузки потребителей от договорной величины. Поэтому действующие Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ устанавливают, что “ответственность за поддержание частоты в ЕЭС России несет диспетчер ЦДУ ЕЭС России”.

Виновными в нарушении ПКЭ по частоте будут участники ФОРЭМ, допускающие увеличение заданного сальдо-перетока при снижении частоты и снижающие сальдо-переток при повышении частоты.

В качестве возможной схемы организации взаиморасчетов за нарушение ПКЭ по частоте предлагается вариант, при котором все суммы штрафов, выплаченные потребителям энергоснабжающими организациями – участниками ФОРЭМ, не виновными в нарушении частоты, в виде скидки с тарифов, должны быть им возвращены по регрессу ЦДУ ЕЭС России.

В свою очередь ЦДУ ЕЭС России будет возвращать выплаченные суммы за счет компенсационных выплат, полученных с участников ФОРЭМ, виновных в нарушении ПКЭ по частоте.

Значение компенсационных выплат для каждого участника ФОРЭМ за нарушение ПКЭ по частоте в контрольные часы каждого суток должно определяться отдельно для превышения частоты при снижении сальдо-перетока от заданной величины и для снижения частоты относительно длительно допустимого значения при превышении заданного сальдо-перетока.

Суммы штрафов, подлежащих выплате потребителям, а также суммы компенсационных выплат виновными участниками ФОРЭМ должны исчисляться пропорционально количеству электроэнергии, учтенной за время работы с нарушением ПКЭ по частоте. При этом сумма компенсационных выплат должна быть всегда больше суммы штрафов, подлежащих выплате потребителям.

Относительная величина этого превышения утверждается на ежегодном общем собрании акционеров РАО “ЕЭС России”.

Суммы компенсационных выплат за нарушение ПКЭ по частоте за каждый расчетный период должны в безакцептном порядке переводиться со счетов участников ФОРЭМ, виновных в нарушении частоты, на специальный счет ЦБ РФ. Накопленные суммы остатков с этого счета должны расходоваться на специальные проекты, утверждаемые общим собранием акционеров РАО “ЕЭС России”. При этом в качестве первоочередных должны рассматриваться проекты, направленные на сооружение гидроаккумулирующих электростанций, создание мощных потребителей-регуляторов и др.

По ПКЭ – отклонению напряжения для потребителей, которые рассчитываются за активную и реактивную мощность и энергию, может устанавливаться безусловное обязательство энергоснаб-

жающей организации поддерживать в точке общего присоединения или в оговоренной точке контроля значения отклонения напряжения в соответствии с нормами ГОСТ 13109-97.

Для потребителей, которые рассчитываются только за активную мощность и энергию, обязательства энергоснабжающей организации поддерживать в точке общего присоединения или в оговоренной точке контроля значения отклонения напряжения в соответствии с нормами ГОСТ 13109-97 могут дополняться в договоре условиями применения имеющихся у потребителя средств регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности.

Чтобы исключить возможность генерации кондуктивных помех электрическим оборудованием электростанций, необходимо проведение измерений и реализация мероприятий по обеспечению требуемых ГОСТ 13109 значений ПКЭ на всех действующих электростанциях. Указанные измерения и мероприятия были проведены на всех электростанциях Мосэнерго сразу после приобретения приборов ППКЭ-1-50 и обучения персонала пользованию этими приборами.

Должны предусматриваться обязательные контрольные измерения ПКЭ на всех вновь вводимых, реконструируемых и расширяемых электрических станциях и подстанциях.

Кроме того, обязательно должны проводиться измерения ПКЭ в центрах питания вновь вводимых, реконструируемых и расширяемых потребителей. Организовывать и финансировать эти измерения должны владельцы подключаемых систем электроснабжения. Разрешение на эксплуатацию вновь вводимой системы электроснабжения должно выдаваться только при условии, что значения всех ПКЭ, измеренные на общих шинах питания, не превышают нормируемых значений во всех возможных режимах работы.

Одновременно должна проводиться работа по нормализации ПКЭ в рамках рассмотрения претензий по качеству электроэнергии, поступающих от потребителей в подразделения Энергосбыта, Энергонадзора и судебно-арбитражные органы.

Только при выполнении комплекса указанных мероприятий можно в перспективе рассчитывать на то, что для электроснабжающей организации проблема обеспечения качества электрической энергии по всем показателям, установленным ГОСТ, будет сведена к поддержанию частоты (договорного сальдо-перетока) и требуемых графиков напряжения во всех центрах питания электрической сети.

## Выводы

1. Предусмотренная [1] сертификация энергосистем по ПКЭ является формальной и достоя-

щей процедурой, которая не гарантирует решения задачи обеспечения требуемого качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, и предполагает периодическое отвлечение больших людских и материальных ресурсов энергосистем для ее проведения.

2. Чтобы стимулировать разработку и реализацию мероприятий по нормализации ПКЭ, предложено взимать дополнительную плату с источников искажений, пропорциональную значению потоков мощности искажений, вызванных нарушениями ПКЭ.

3. Для обнаружения источников искажений ПКЭ и учета потоков мощности искажений, вызванных нарушениями ПКЭ, необходимо организовать серийный выпуск соответствующих приборов и оснащение ими всех энергосистем.

4. Вследствие общесистемного характера ПКЭ по частоте предложено ввести экономическую ответственность всех участников ФОРЭМ за отклонения сальдо-перетоков от заданных согласованных графиков при отклонениях частоты, превышающих нормально допустимые значения.

5. Для обеспечения производства и отпуска электрической энергии, удовлетворяющей требованиям ГОСТ 13109, сразу после приобретения приборов для измерения и анализа ПКЭ должны быть проведены контрольные измерения ПКЭ на всех существующих электростанциях.

6. Измерения ПКЭ должны проводиться на всех вновь сооружаемых, расширяемых и реконструируемых электростанциях, подстанциях и системах электроснабжения потребителей.

7. Постоянно должны проводиться работы по нормализации ПКЭ в рамках рассмотрения претензий по качеству электроэнергии, поступающих от потребителей в подразделения Энергосбыта, Энергонадзора и судебно-арбитражные органы.

## Список литературы

1. Система сертификации ГОСТ Р. Временный порядок сертификации электрической энергии. Госстандарт России, Минтопэнерго России. М., 1998.
2. Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора России. Раздел II. Устройство и эксплуатация электроустановок потребителей. Требования безопасности. 3. Правила присоединения потребителя к сети общего назначения по условиям влияния на качество электроэнергии. М.: Главгосэнергонадзор России, АОЗТ "Энергосервис", 1996.
3. Инструктивные материалы Главгосэнергонадзора России. Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию (зарегистрирована в Минюсте РФ 28.12.93, рег. № 449). Раздел 4. Скидки (надбавки) к тарифу за качество электрической энергии. М.: Главгосэнергонадзор России, АОЗТ "Энергосервис", 1996.

## Об анализе сложных технологических нарушений в работе электростанций и энергосистем

Коган Ф. Л., канд. техн. наук, Плясуля И. П., инж.

Фирма ОРГРЭС

В течение последних лет, за период с 1992 по 1998 г., в энергосистемах Российской Федерации произошло более 200 полных сбросов нагрузки электростанциями с полной или частичной потерей питания собственных нужд (с.н.). Одним из основных неблагоприятных условий развития таких технологических нарушений был низкий уровень надежности главных схем электрических соединений и схем питания и резервирования с.н. в ремонтном режиме электростанции – при длительном (в течение недель или месяцев) нахождении в ремонте или резерве основного генерирующего оборудования или ответственных механизмов с.н. [1].

В течение 7 лет, с 1992 по 1998 г., в России произошло более 150 технологических нарушений с разделением энергосистем на части или снижением частоты в энергосистеме до 49,5 Гц и ниже, вызванном отключением генерирующих источников или линий электропередачи.

При анализе таких аварий или технологических отказов комиссии по их расследованию, как правило, не учитывают всей совокупности причин, которые именно в результате своего взаимодействия приводят к полному погашению электростанции или развитию аварии в энергосистеме. В то же время своевременный учет такого возможного взаимодействия позволил бы во многих случаях предотвратить развитие нарушения за счет разрыва цепи событий, способных каскадно довести любое обычное (достаточно “безобидное”) для электроэнергетического объекта событие до крупной аварии.

Для анализа и расчетной оценки надежности главных схем электрических соединений, схем питания и резервирования с.н. электростанций, участков и узлов электроснабжения электрических сетей применяют метод дерева отказов [2]. Этот метод позволяет на основе эксплуатационных показателей надежности отдельных видов электрооборудования (частота отказов, время восстановления после отказа и др.) получить расчетным путем наработку на отказ сборных шин распределительного устройства при различных вариантах схемы электрических соединений и различных режимах, в том числе при выводе в ремонт секции или системы сборных шин.

Метод дерева отказов может быть использован для сравнительного анализа ремонтных схем рас-

пределительных устройств электростанций и подстанций и выбора рабочего варианта ремонтной схемы по условиям надежности или для оценки надежности распределительного устройства после его реконструкции. Применение дерева отказов для расчетной оценки надежности электрических схем электроустановок отличается наглядностью и простотой, однако в качестве исходных данных необходимо знать эксплуатационные показатели надежности основных видов электрооборудования и линий электропередачи.

Этот же метод в существенно упрощенном виде может быть применен (и уже применяется Фирмой ОРГРЭС) при анализе технологических нарушений в работе энергообъектов. При этом существенным отличием является то, что при расчетной оценке надежности энергообъекта учитываются отказы, которые не произошли, но могут произойти с вероятностью, определяемой показателями надежности отдельных видов оборудования, а при анализе аварий и других технологических нарушений учитываются реальные события и отказы, которые уже произошли, т.е. когда их вероятность равна единице. Это обстоятельство соответственно повышает актуальность своевременного выявления и устранения на энергообъекте “узких мест”, созданных недопустимыми состояниями, а также не выявленными в течение длительного времени неисправностями оборудования или устройств РЗА, которые приводят к нарушению работоспособности оборудования.

В основе применения метода дерева отказов для анализа технологических нарушений лежат операции пересечения (совпадения, наложения) событий и состояний (неисправностей) в процессе возникновения и развития технологического нарушения. Логические связи, идущие от состояний, неблагоприятных для надежной работы энергообъекта, с одной стороны, и событий, инициирующих возникновение технологического нарушения, с другой, позволяют вскрыть и показать взаимосвязь и последовательность во времени причин возникновения первичного возмущения и дальнейшего развития технологического нарушения в работе электростанции до полного сброса нагрузки с потерей питания с.н.

Далее рассмотрен пример взаимодействия недопустимых состояний и событий в таких технологических нарушениях и показано определяющее

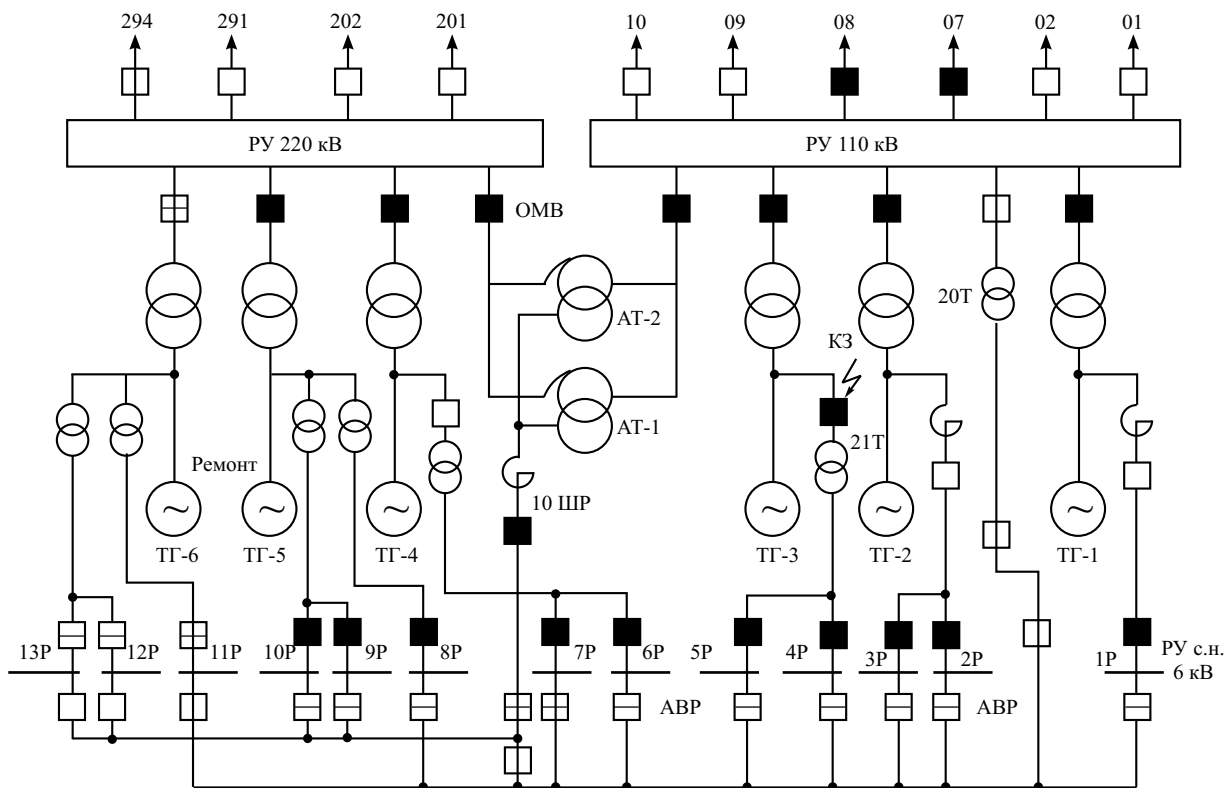


Рис. 1. Схема электрических соединений ТЭЦ-1:

□ — выключатель включен; ◻ — выключатель отключен; ■ — выключатель отключен автоматически

влияние именно недопустимых состояний на каскадный характер развития технологического нарушения, который четко выявляется при анализе с помощью дерева отказов.

На одной из электростанций ОЭС Сибири – ТЭЦ-1, схема электрических соединений которой показана на рис. 1, до возникновения технологического нарушения в работе находились 11 котлов и 5 турбогенераторов с суммарной электрической нагрузкой 320 МВт. Нагрузка энергорайона города от сборных шин РУ 110 кВ ТЭЦ составляла 220 МВт. По автотрансформаторам АТ-1, АТ-2 связи РУ 220 кВ с РУ 110 кВ переток в сторону шин 110 кВ был равен 112 МВт. Связь РУ 110 кВ ТЭЦ с системой по линиям 110 кВ была отключена по условиям режима энергосистемы. Выключатель 220 кВ автотрансформаторов связи был выведен в ремонт и замещен обходным выключателем (ОМВ) 220 кВ. В ремонте находился турбогенератор ТГ-6, а рабочие секции 11Р, 12Р, 13Р РУ с.н. 6 кВ были переключены на питание от резервного трансформатора с.н. 20Т 110/6 кВ и линии 10ШР резервного питания с.н. 6 кВ. Электродвигатели циркуляционных насосов ЦН-1, ЦН-2, ЦН-3 имели питание от секций 1Р, 2Р, 5Р РУ с.н. 6 кВ, подключенных к линиям с.н. и рабочему трансформатору с.н. турбогенераторов ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3, работающих на РУ 110 кВ.

Технологическое нарушение в работе ТЭЦ возникло при следующих обстоятельствах. Из-за течей и парений в турбинном цехе произошло трехфазное замыкание (КЗ) на выключателе 10 кВ отвления к рабочему трансформатору с.н. 21Т 10/6 кВ блока генератор – трансформатор № 3. Действием дифференциальной защиты трансформатора 21Т отключился выключатель 10 кВ и выключатели рабочих вводов 6 кВ на секциях 5Р, 4Р РУ с.н. 6 кВ. Однако КЗ при этом не устранилось, так как оно произошло вне зоны дифзащиты блока и могло по проектной схеме отключиться только от МТЗ трансформатора с.н. Через 1 с после возникновения КЗ действием устройства выявления асинхронного режима генератора (УВАРГ) был излишне отключен выключатель 110 кВ блока генератор – трансформатор № 2, а через 1,5 с действием МТЗ трансформатора 21Т был отключен блок генератор – трансформатор № 3. Это вызвало значительную перегрузку автотрансформаторов АТ-1 и АТ-2 связи РУ 220 кВ с РУ 110 кВ.

Из-за возникшей перегрузки автотрансформаторов связи АТ-1 и АТ-2 излишним действием МТЗ обходного выключателя 220 кВ, не имевшей блокировки по напряжению, через 5 с после КЗ отключились выключатели 220 кВ и 110 кВ автотрансформаторов, а также выключатель 6 кВ линии 10ШР резервного питания с.н. Произошел наброс нагрузки 250 МВт на оставшийся в работе на

сборные шины 110 кВ турбогенератор *ТГ-1* мощностью 60 МВт, выделившийся на изолированный район.

Действия устройств АЧР на отключение потребителей и делительной автоматики выделения с.н. (АВСН) на отключение линий *07, 08* 110 кВ оказались неэффективными. Резко снизилась частота вращения турбины № 1, уменьшилось давление масла в системе регулирования и закрылся стопорный клапан турбины с последующим отключением технологическими защитами блока генератор – трансформатор № 1.

Обесточились сборные шины РУ 110 кВ, а также резервный трансформатор с.н. *20Т* 110/6 кВ и рабочие секции *1Р, 2Р, 3Р, 4Р, 5Р, 11Р, 12Р, 13Р* РУ с.н. 6 кВ. Отключились циркуляционные насосы ЦН-1, ЦН-2, ЦН-3, электродвигатели которых имели питание от секций *1Р, 2Р, 5Р* РУ с.н. 6 кВ. Действием технологических защит по снижению вакуума в конденсаторах турбин были отключены турбины № 4, 5 и турбогенераторы *ТГ-4, ТГ-5* с обесточиванием секций *6Р, 7Р, 8Р, 9Р, 10Р* РУ с.н. 6 кВ. Электростанция сбросила тепловую и электрическую нагрузку до нуля с потерей питания с.н. и развитием нарушения на другие электростанции и потребители энергосистемы.

Останов электростанции был результатом наложения и взаимодействия целого ряда условий и событий.

1. Наличие течей и парений в турбинном цехе из-за невыполнения графика ремонтов при подготовке электростанции к работе в осенне-зимний период, что привело к запариванию камеры выключателя 10 кВ отвлечения от блока генератор – трансформатор № 3 к трансформатору с.н. *21Т* 10/6 кВ, конденсации влаги на изоляторах баков выключателя и создало условия для короткого замыкания в камере выключателя 10 кВ.

2. Трехфазное короткое замыкание на масляном выключателе 10 кВ отвлечения к трансформатору с.н. *21Т* 10/6 кВ, которое привело к отключению блока генератор – трансформатор № 3.

3. Неудовлетворительное состояние контакта в цепи основной обмотки возбуждения возбуждителя турбогенератора *ТГ-2*, что при форсировке возбуждения, вызванной КЗ на выключателе 10 кВ трансформатора *21Т*, привело к нарушению контакта, потере возбуждения и отключению турбогенератора *ТГ-2* устройством выявления асинхронного режима генератора. Отключение турбогенераторов *ТГ-2* и *ТГ-3* вызвало перегрузку автотрансформаторов *АТ-1* и *АТ-2*.

4. Работа автотрансформаторов *АТ-1, АТ-2* с обходным выключателем 220 кВ при отсутствии напряжения на пусковом органе (блокировке по напряжению) МТЗ со стороны 220 кВ автотрансформаторов *АТ-1, АТ-2* после перевода автотрансформаторов на обходной выключатель, что создало

условия для излишнего действия МТЗ при перегрузке автотрансформаторов *АТ-1, АТ-2* (недостаток проектной схемы, не устраненный за многие годы эксплуатации).

5. Отключение автотрансформаторов *АТ-1, АТ-2* связи РУ 220 кВ с РУ 110 кВ излишним действием МТЗ при перегрузке автотрансформаторов, что вызвало наброс мощности 250 МВт на турбогенератор *ТГ-1* мощностью 60 МВт.

6. Недостаточная мощность потребителей, подключенных к устройствам автоматической частотной разгрузки (АЧР) и питающихся от РУ 110 кВ, а также отсутствие системы автоматического отключения нагрузки (САОН) потребителей города, что при отключении автотрансформаторов *АТ-1, АТ-2* привело к резкому снижению частоты вращения турбогенератора *ТГ-1* и его отключению технологическими защитами.

7. Питание резервного трансформатора с.н. *20Т* от РУ 110 кВ, не имеющего связи с энергосистемой по линиям 110 кВ, что при отключении турбогенератора *ТГ-1* привело к обесточиванию РУ 110 кВ и потере напряжения на восьми секциях РУ с.н. 6 кВ, резервируемых от этого трансформатора.

8. Питание электродвигателей всех работавших циркуляционных насосов *ЦН-1, ЦН-2, ЦН-3* от секций *1Р, 2Р, 5Р* РУ с.н. 6 кВ, подключенных к турбогенераторам *ТГ-1, ТГ-2, ТГ-3*, работающим на РУ 10 кВ, что создало условия для останова всех циркуляционных насосов в случае обесточивания РУ 110 кВ.

9. Отключение всех работавших циркуляционных насосов *ЦН-1, ЦН-2, ЦН-3* при обесточивании сборных шин РУ 110 кВ и резервного трансформатора, что вызвало снижение вакуума в конденсаторах турбин № 4 и 5.

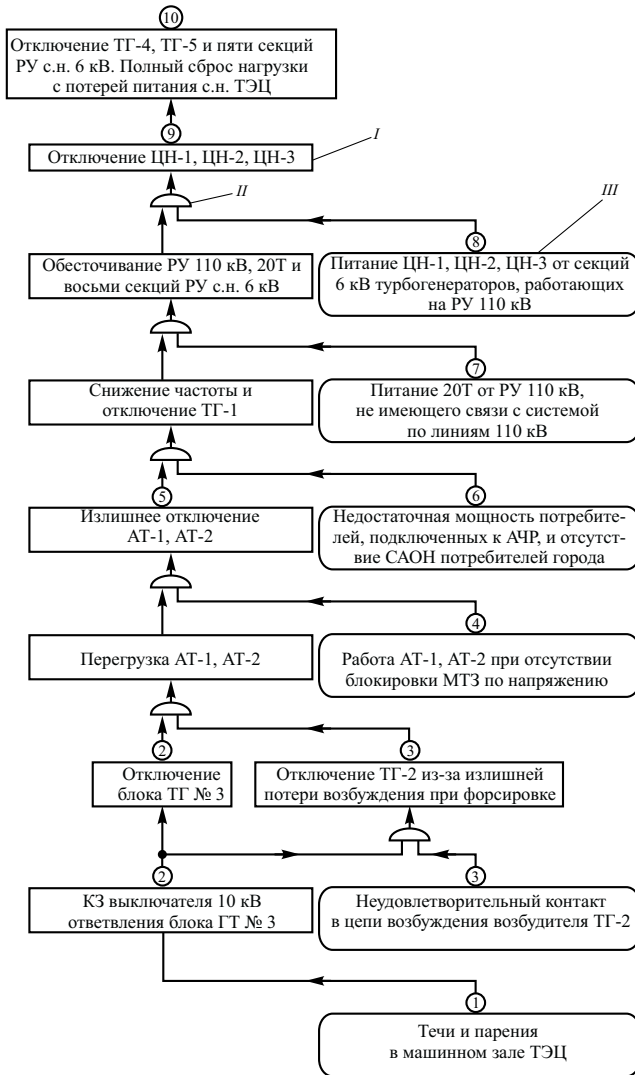
10. Отключение турбин № 4 и 5 технологическими защитами по снижению вакуума и турбогенераторов *ТГ-4* и *ТГ-5* из-за останова всех работавших циркуляционных насосов ТЭЦ, что привело к исчезновению напряжения на пяти секциях РУ с.н. 6 кВ и полному сбросу электрической нагрузки электростанции с потерей питания с.н.

Наложение и взаимодействия перечисленных условий и событий наглядно представлены деревом отказов на [рис. 2](#).

Из дерева отказов видно, что развитие аварии до полного останова электростанции было обусловлено и подготовлено задолго до возникновения технологического нарушения следующими обстоятельствами (в последовательности их проявления в ходе развития нарушения):

1 – течами и парениями в машинном зале ТЭЦ, которые создали условия для короткого замыкания на электрооборудовании генераторного напряжения;

3 – неудовлетворительным состоянием контакта, шунтирующего гасительное сопротивление в



**Рис. 2. Дерево отказов при технологическом нарушении с полным сбросом нагрузки и потерей питания с.н. ТЭЦ-1:**

*I* – элемент “событие”; *II* – элемент “состояние”; *III* – знак пересечения событий и состояний; ↑ – знак логического следования, означающий “влечет”, “вызывает”

цепи обмотки возбуждения возбудителя турбогенератора *ТГ-2*;

4 – работой автотрансформаторов *АТ-1*, *АТ-2* с обходным выключателем 220 кВ при отсутствии напряжения на пусковом органе напряжения МТЗ, что создало условия для излишнего отключения автотрансформаторов связи РУ 220 кВ с РУ 110 кВ в случае их перегрузки;

6 – недостаточной мощностью потребителей, подключенных к АЧР и питающихся от РУ 110 кВ, а также отсутствием САОН потребителей города;

7 – питанием резервного трансформатора с.н. *20Т* от РУ 110 кВ, которое не имело связи с энергосистемой по линиям 110 кВ;

8 – питанием всех циркуляционных насосов ТЭЦ от секций РУ с.н. 6 кВ, подключенных к турбогенераторам, работающим только на ОРУ 110 кВ.

При отсутствии любого из этих давно существовавших и неустранимых причин цепь событий была бы прервана и электростанция осталась бы в работе.

Определяющими условиями для развития нарушения до останова электростанции были: работа автотрансформаторов связи РУ 220 кВ с РУ 110 кВ через обходной выключатель 220 кВ при отсутствии блокировки по напряжению МТЗ автотрансформаторов; питание резервного трансформатора *20Т* от РУ 110 кВ, не имеющего связи с энергосистемой по линиям 110 кВ; неправильное подключение – только на первые секции РУ с.н. 6 кВ всех циркуляционных насосов ТЭЦ.

Указанные недопустимые состояния являются следствием низкого уровня надежности главной схемы электрических соединений и схем питания и резервирования с.н. ТЭЦ. Электрические схемы ТЭЦ зачастую не удовлетворяют требованиям Норм технологического проектирования тепловых электрических станций, в которых указано, что на теплоэлектроцентралях допустимое число и суммарная мощность одновременно отключаемых агрегатов при повреждении или отказе в отключении любого выключателя определяются по условиям обеспечения электро- и теплоснабжения потребителей с учетом резерва энергосистемы и других источников электро- и теплоснабжения. В рассматриваемом случае резерв энергосистемы по линиям 110 кВ или других источников отсутствовал.

Низкая надежность главной схемы электрических соединений и схем питания с.н. была одной из основных причин технологических отказов с полным сбросом нагрузки данной ТЭЦ и в предыдущие годы, что свидетельствует о необходимости проработки вопроса о приведении главной электрической схемы ТЭЦ в соответствии с требованиями действующих Норм технологического проектирования ТЭС (замена автотрансформаторов связи  $2 \times 63$  МВ·А автотрансформаторами большей мощности с присоединением каждого к РУ 220 кВ и РУ 110 кВ через отдельные выключатели, распределенное распределение циркуляционных насосов по секциям РУ с.н. 6 кВ, установка генераторных выключателей в цепях блоков генератор – трансформатор, обеспечение надежного питания резервного трансформатора *20Т* и др.).

Из дерева отказов на рис. 2 видно, что технологическое нарушение с остановом ТЭЦ представляло собой каскадный отказ, т.е. распространяющийся множественный отказ, когда отказ одного объекта (оборудования, устройства, энергоустановки) вызывал отказ другого. При этом каскадное развитие нарушения поддерживалось тем, что происходило совпадение, наложение очередного события и своевременно не выявленного и не устраненного недопустимого состояния (3, 4, 6, 7 и 8).



Указанное означает, что электростанция обладает недостаточной живучестью, т.е. способностью объекта противостоять возмущениям и не допускать их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей.

В качестве примера развития системной аварии на рис. 3 представлено без комментариев дерево отказов при технологическом нарушении с разделением объединенной энергосистемы Востока.

Использование деревьев отказов при анализе технологических нарушений с полным сбросом нагрузки электростанциями, а также нарушений в работе энергосистем с разделением на несинхронно работающие части и массовым отключением потребителей показало, что деревья отказов позволяют четко выявить последовательность возникновения и взаимодействия причин, в том числе неблагоприятных условий, при возникновении и развитии технологического нарушения.

Из рассмотрения дерева отказов виден каскадный характер развития технологического нарушения, а также видна определяющая роль совпадений (наложений) вновь возникающего события или отказа с уже существовавшим недопустимым состоянием для поддержания каскадного процесса технологического нарушения.

Таким образом, любой сложный технологический отказ энергообъекта (электростанции, подстанции, энергосистемы) может быть представлен деревом отказов аналогичной структуры, которое, как правило, содержит:

1 – недопустимое состояние узла энергообъекта или окружающей среды, создающее условия для возникновения первичного события, вызывающего начало технологического отказа;

2 – событие начала технологического нарушения – короткое замыкание, ошибка оперативного персонала и т.п.;

3 – отказ узла энергообъекта, вызванный первичным событием;

4 – совпадение (наложение) происшедшего отказа с ранее возникшим недопустимым состоянием другого узла энергообъекта, которое дает начало, импульс последующему отказу и таким образом поддерживает каскадный характер технологического нарушения до последующего отказа;

5 – последующий отказ одного из видов оборудования, вызванный предыдущим отказом или событием;

6 – последующее совпадение (наложение) вновь возникшего отказа с недопустимым состоянием еще одного узла энергообъекта или его отказом, которое продолжает поддерживать каскадный характер технологического нарушения до его завершения;

7 – возможные другие отказы, события и наложения состояний других видов оборудования или ошибочных действий оперативного персонала;

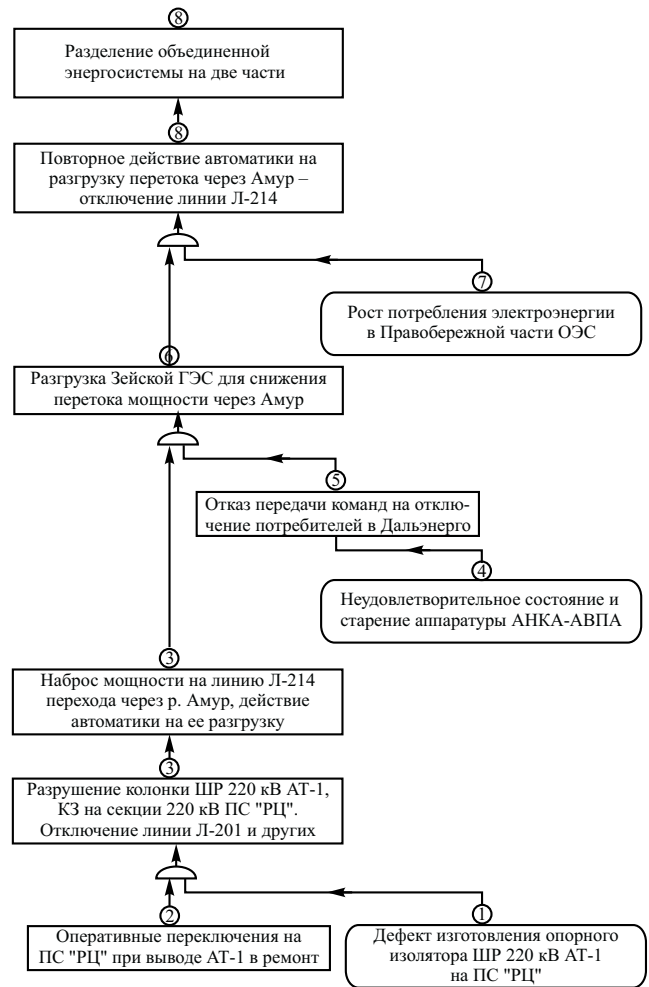


Рис. 3. Дерево отказов при технологическом нарушении с разделением объединенной энергосистемы:

обозначения те же, что на рис. 2

8 – событие завершения развития технологического нарушения (полный сброс нагрузки электростанцией, обесточивание сборных шин подстанции, разделение на части энергосистемы с массовым отключением потребителей).

На рис. 4 представлено “типовое” дерево отказов с каскадным развитием технологического нарушения энергообъекта, содержащее перечисленные события и состояния, а также совпадения (наложения), обеспечивающие поддержание процесса технологического нарушения до его завершения.

Простота и наглядность дерева отказов позволяют рекомендовать применение описанного метода при расследовании сложных технологических нарушений в работе электростанций, электрических сетей и энергосистем, равно как и любых других энергообъектов и систем энергетики. Применение метода дерева отказов позволит комиссиям по расследованию технологических нарушений наглядно представить весь процесс и причины возникновения и развития нарушения в

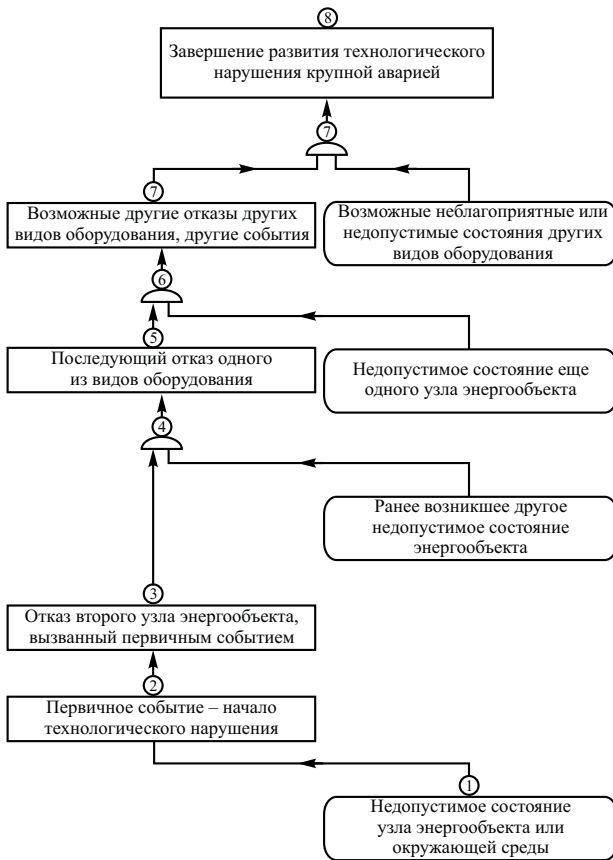


Рис. 4. Дерево отказов с каскадным развитием технологического нарушения энергообъекта:

обозначения те же, что на рис. 2

их взаимодействии и правильно определить меры по предотвращению аналогичных технологических нарушений в дальнейшем.

Из структуры дерева отказов видно, что определяющими условиями для возникновения и каскадного развития технологического нарушения являются недопустимые состояния отдельных узлов энергообъекта или окружающей среды. Такие состояния, узкие места создаются или возникают “заблаговременно”, в том числе еще на этапе проектирования энергообъекта, когда принимаются неудовлетворительные проектные решения из соображений “экономии” и накапливаются в дальнейшем в процессе сооружения и эксплуатации энергообъекта.

Из анализа технологических нарушений с полным сбросом нагрузки и потерей питания с.н. электростанций, проводимого ежегодно, были выявлены характерные неблагоприятные и недопустимые состояния, создающие условия для возникновения и каскадного развития технологических нарушений, в том числе, следующие:

нахождение в ремонте или длительном резерве одновременно нескольких единиц основного генерирующего оборудования (турбин, котлов, энергоблоков), систем или секций сборных шин распределительных устройств, трансформаторов (автотранс-

форматоров) связи распределительных устройств разных напряжений, а также электрооборудования источников питания с.н. – рабочих или резервных трансформаторов с.н., что на продолжительный период снижает надежность главной электрической схемы или схемы питания и резервирования с.н.;

низкая надежность главной схемы электрических соединений или схем питания и резервирования с.н. электростанции из-за несовершенства ранее принятого проектного решения или неправильного, без предварительного анализа, выбора ремонтной оперативной схемы эксплуатационным персоналом;

связь электростанции с энергосистемой только по одной линии связи из-за чрезмерного повышения напряжения при недогрузке линий, что создавало условия для отделения электростанции от энергосистемы и полного сброса нагрузки с потерей питания с.н. электростанции при КЗ на линии связи;

несоответствие схемы электрических соединений электростанции требованиям Норм технологического проектирования тепловых электрических станций, в связи с чем эксплуатационный персонал не может обеспечить надежность такой схемы оперативными переключениями: отсутствие генераторных выключателей в цепи блоков генератор – трансформатор, отсутствие секционирования систем сборных шин ОРУ повышенного напряжения, сосредоточение питания рабочих и резервных трансформаторов (линий) с.н. только от сборных шин ГРУ 6 – 10 кВ, уменьшение по сравнению с требуемым числа трансформаторов (автотрансформаторов) связи сборных шин разных напряжений и др.;

питание рабочих секций РУ с.н. 6 кВ в течение продолжительного периода от резервного трансформатора с.н., что при обесточивании резервного трансформатора неоднократно приводило к потере питания уже ничем не резервируемых рабочих секций с.н., погашению котлов и останову турбин;

недостаточная мощность потребителей, подключенных к АЧР, что при авариях приводило к понижению частоты, нарушению работы механизмов с.н. и останову котлов и турбин;

неисправность системы регулирования турбины, неспособность ее удерживать скорость вращения ротора при сбросе нагрузки, неправильное срабатывание автомата безопасности турбины при снижении частоты вращения, что приводило к отключению турбин, потере питания с.н., развитию аварии;

неудовлетворительное состояние строительной части электропомещений РУ с.н. 6 и 0,4 кВ, размещенных в блоке деаэрационной этажерки, что при повреждении трубопроводов или запорной арматуры тепломеханического оборудования приводило к заливанию электропомещений и электрообо-

рудования водой или заполнению их влажным паром, вызывало снижение изоляции электрооборудования и создавало условия для возникновения КЗ и отключения рабочих секций РУ с.н. 6 и 0,4 кВ;

длительное и своевременно не обнаруженное нарушение работоспособности выключателей, технологических защит, устройств релейной защиты и электроавтоматики (РЗА), которые никак себя не проявляют в течение продолжительного времени при отсутствии требований на их срабатывание, однако создают условия для отказа в срабатывании (отказа функционирования) выключателя, технологической защиты или устройства РЗА, устройств АВР (в том числе АВР ПЭН) при возникновении требования на срабатывание в процессе развития технологического нарушения;

неправильный выбор уставок по напряжению и времени защиты минимального напряжения на шинах с.н., что приводило к отключению механизмов с.н. в процессе самозапуска после коротких замыканий на шинах повышенного напряжения электростанции;

неправильная настройка напряжения отпадения и времени самоудерживания цепи включения контакторов и магнитных пускателей ответственных механизмов с.н., что приводило к их отпаданию при снижении напряжения во время короткого замыкания на шинах ОРУ и отключении КЗ релейной защитой с выдержкой времени;

длительная работа генератора без АВР или на резервном возбудителе, двигатель которого имеет питание от одной из секций с.н., что приводило к нарушению устойчивости генератора или его отключению из-за потери возбуждения при обесточении этой секции с.н.;

неудовлетворительное состояние аккумуляторных батарей системы оперативного постоянного тока, неправильный выбор уставок или неверная настройка защиты автоматического выключателя на вводе аккумуляторной батареи на щит постоянного тока, что при авариях приводило к неселективному отключению этого выключателя, потере оперативного постоянного тока, прекращению работы релейной защиты и большим объемам повреждения электрооборудования, особенно при пожаре;

неудовлетворительная эксплуатация кабельного хозяйства электростанции – оставление незакрытыми длительное время кабельных коробов, расположенных вблизи силовых трансформаторов с большими объемами горючего масла, отсутствие огнестойких перегородок в кабельных туннелях и каналах, применение релейных защит и их уставок, не чувствительных к коротким замыканиям в конце длинных кабельных линий, что неоднократно

приводило к пожарам кабелей и другого электрооборудования, продолжительным работам по восстановлению или замене поврежденного оборудования.

Состав или набор неблагоприятных (недопустимых) состояний, слабых мест отдельных видов оборудования и систем для каждой электростанции может отличаться от приведенного, однако общий подход к анализу и возможность сделать из него выводы о своевременной ликвидации главных причин, способных приводить к каскадному развитию аварийной ситуации, аналогичен.

## Выводы

1. Применение метода дерева отказов для анализа нарушений в работе энергообъектов отличается простотой и позволяет наглядно выявлять взаимодействие причин при возникновении и развитии сложных технологических нарушений в работе электростанций, подстанций и энергосистем или других энергообъектов и систем.

2. Метод дерева отказов выявил определяющую роль пересечений (совпадений, наложений) событий отказа и длительно существующих недопустимых состояний для возникновения и поддержания каскадного характера развития технологического нарушения, когда отказ одного вида оборудования вызывает отказ другого и приводит к неуправляемому множественному отказу большого числа единиц оборудования и энергообъекта в целом.

3. Для предотвращения возникновения и каскадного развития технологических нарушений в работе электростанции до полного сброса нагрузки, т.е. для обеспечения живучести электростанции, необходимо выявлять и своевременно устранять недопустимые состояния – слабые места в главной электрической схеме и схемах питания и резервирования с.н., в электроустановках и распределительных устройствах всех напряжений, равно как в тепломеханическом оборудовании и технологических схемах.

Этот общий принцип, который следует настойчиво проводить как на всех этапах проектирования и сооружения, так и эксплуатации энергообъекта, является эффективным направлением обеспечения эксплуатационной надежности и живучести энергообъектов.

## Список литературы

1. *Анализ причин технологических нарушений в работе электрической части энергосистем за 1998 год.* М.: ОРГРЭС, 1999.
2. *Гук Ю. Б., Синенко М. Н., Тремясов В. А.* Расчет надежности схем электроснабжения. Л.: Энергоатомиздат, 1990.

## Особенности определения места повреждения на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах

Мисриханов М. Ш., доктор техн. наук, Попов В. А., канд. техн. наук, Якимчук Н. Н., Медов Р. В., инженеры

Южэнерго – Вятский государственный технический университет

Для высокочастотной связи на воздушных линиях (ВЛ) 330 и 500 кВ соответственно с двумя и тремя проводами на фазу устанавливают изолирующие распорки вместо металлических. Это не оказывает влияния на электрические параметры линии электропередачи в нормальных режимах при сохранении равенства напряжений между проводами каждой фазы. Однако при таких аварийных режимах, как короткое замыкание (КЗ) на землю одного из проводов расщепленной фазы или его разрыв с одновременным КЗ, возникает

значительный перепад напряжений между этими проводами, что вносит некоторые особенности в определение места повреждения (ОМП) на ВЛ. Неучет этих особенностей при ОМП на ВЛ с расщепленными фазами вносит значительную погрешность в расчетное расстояние до места повреждения. Как известно, именно точность расчета места повреждения – основной и главный критерий применимости любого метода ОМП в эксплуатации.

Настоящая статья посвящена исследованию особенностей определения места повреждений на ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах и их влиянию на точность и достоверность результатов расчетов при применении методов ОМП, основанных на одностороннем и двустороннем измерениях параметров аварийного режима ВЛ. При этом расчеты токов КЗ и соответственно места повреждения выполняются путем представления ВЛ 330 кВ в виде “компактных” двухцепных линий, а ВЛ 500 кВ – трехцепных, как было предложено впервые в [1].

Представим исходную одноцепную ВЛ 330 кВ (рис. 1, а) с горизонтальным расположением фаз в виде двухцепной ВЛ (рис. 1, б и в). При этом расстояние  $d$  между этими линиями намного меньше, чем расстояние  $D$  между фазами одной линии (рис. 1, г). Тогда матрица собственных и взаимных удельных сопротивлений шести фаз может быть записана следующим образом:

$$Z_{ABC} = \begin{matrix} & \begin{matrix} A & B & C & A' & B' & C' \end{matrix} \\ \begin{matrix} A \\ B \\ C \\ A' \\ B' \\ C' \end{matrix} & \begin{matrix} Z & Z_M & Z'_M & Z_{MM} & Z_M & Z'_M \\ Z_M & Z & Z_M & Z_M & Z_{MM} & Z_M \\ Z'_M & Z_M & Z & Z'_M & Z_M & Z_{MM} \\ Z_{MM} & Z_M & Z'_M & Z & Z_M & Z'_M \\ Z_M & Z_{MM} & Z_M & Z_M & Z & Z_M \\ Z'_M & Z_M & Z_{MM} & Z'_M & Z_M & Z \end{matrix} \end{matrix}, \quad (1)$$

где  $Z = r_{\Pi} + r_3 + j0,1451g \frac{D_3}{\rho_{\text{э.п}}}$ ;  $Z_M = r_3 + j0,1451g \frac{D_3}{D}$ ;

$$Z'_M = r_3 + j0,1451g \frac{D_3}{D}; \quad Z_{MM} = r_3 + j0,1451g \frac{D_3}{d};$$

$D_3$  – эквивалентная глубина возврата тока в земле;  $d$  и  $D$  – расстояния пояснены на рис. 1;  $\rho_{\text{э.п.}}$ ,  $r_{\Pi}$  – эквивалентный радиус и удельное активное сопротивление одного из проводов расщепленной фазы;

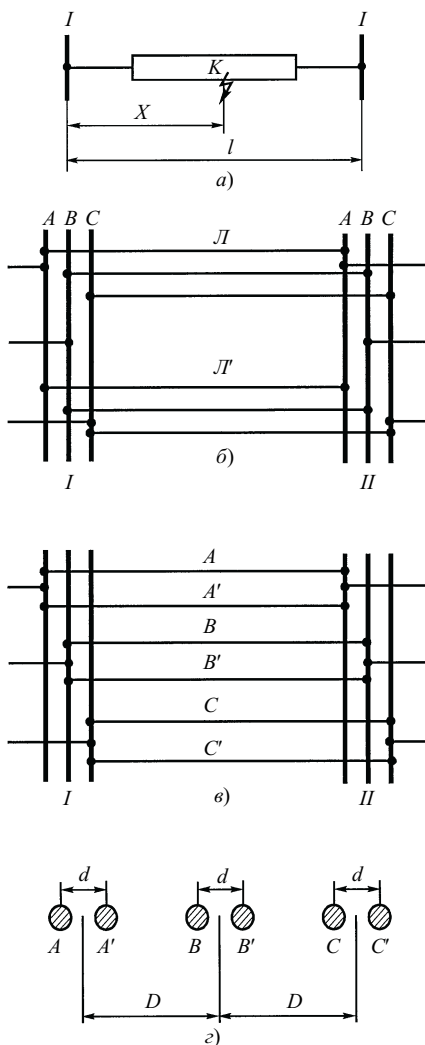


Рис. 1. Представление ВЛ 330 кВ с расщепленными фазами при наличии изолирующих распорок в виде двухцепной линии

$r_3$  – сопротивление, учитывающее потери мощности в земле ( $r_3 = 0,05 \text{ Ом}$ ).

Для ВЛ с горизонтальным расположением проводов, имеющих полный цикл транспозиции, можно принять среднее расстояние между фазами  $D_{cp} = \sqrt[3]{2D}$ . Тогда в матрице  $Z_{ABC}$

$$Z_M = Z'_M = r_3 + j0,145lg \frac{D_3}{D_{cp}}$$

Преобразуем матрицу  $Z_{ABC}$  (1) в симметричные составляющие

$$Z_{120} = C^{-1}Z_{ABC}C,$$

где  $C$  и  $C^{-1}$  – матрицы преобразования фазных величин в симметричные составляющие

$$C = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & & & \\ a^2 & a & 1 & & & \\ a & a^2 & 1 & & & \\ & & & 1 & 1 & 1 \\ & & & a^2 & a & 1 \\ & & & a & a^2 & 1 \end{bmatrix};$$

$$C^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 & & & \\ 1 & a^2 & a & & & \\ 1 & 1 & 1 & & & \\ & & & 1 & a & a^2 \\ & & & 1 & a^2 & a \\ & & & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix};$$

$$a = -0,5 + j \frac{\sqrt{3}}{2}; a^2 = -0,5 - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

Тогда, при условии  $Z_M = Z'_M$  получаем

$$Z_{120} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 0 & 1' & 2' & 0' \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 0 \\ 1' \\ 2' \\ 0' \end{matrix} & \begin{bmatrix} Z-Z_M & & & Z_{MM}-Z_M & & \\ & Z-Z_M & & & Z_{MM}-Z_M & \\ & & Z+2Z_M & & & Z_{MM}+2Z_M \\ Z_{MM}-Z_M & & & Z-Z_M & & \\ & Z_{MM}-Z_M & & & Z_{MM}-Z_M & \\ & & Z_{MM}+2Z_M & & & Z_{MM}+2Z_M \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Обозначим собственные и взаимные сопротивления прямой (обратной) и нулевой последовательностей каждой цепи следующим образом:

$$Z - Z_M = Z_1, Z + 2Z_M = Z_0, Z_{MM} - Z_M = Z_{M1}, Z_{MM} + 2Z_M = Z_{M0}.$$

Тогда можно установить связь между параметрами одной цепи и линии в целом

$$Z_1^\Sigma = \frac{Z_1 + Z_{M1}}{2}, Z_0^\Sigma = \frac{Z_0 + Z_{M0}}{2}, \quad (2)$$

где  $Z_1^\Sigma, Z_0^\Sigma$  – удельные эквивалентные сопротивления ВЛ прямой и нулевой последовательностей линии в целом.

На основе рассмотренной математической модели линии вначале проанализируем ОМП при ис-

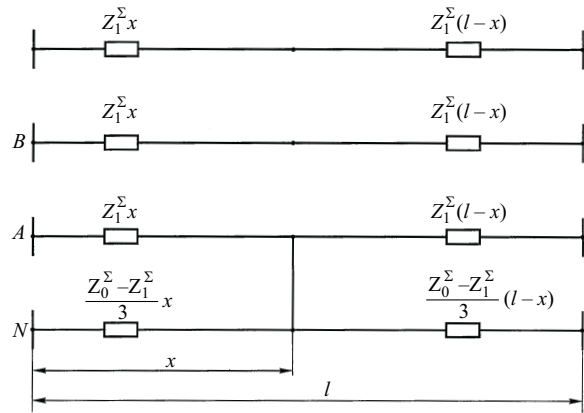


Рис. 2. Четырехпроводная схема замещения линии в целом

пользовании метода одностороннего замера. Анализ проведем на примере замыкания на землю:

1) двух проводов расщепленной фазы (обычное КЗ);

2) одного провода расщепленной фазы на землю в одной и той же расчетной точке при прочих равных условиях.

Для исследования первого вида повреждения рассмотрим известную четырехпроводную схему замещения, показанную на рис. 2. В целях упрощения емкостные проводимости ВЛ не учитываются.

На практике, например при использовании прибора МИР, расстояние  $x$  до места однофазного КЗ при одностороннем замере определяется по принципу омметра, к которому подведены напряжение  $U_\phi$ , ток  $I_\phi$  поврежденной фазы и скомпенсированный ток нулевой последовательности  $I_0$ , в соответствии с формулой [2]

$$x = \frac{U_\phi}{Z_1^\Sigma (I_\phi + k_0 I_0)}, \quad (3)$$

где

$$k_0 = \frac{Z_0^\Sigma - Z_1^\Sigma}{Z_1^\Sigma};$$

$x$  – расстояние до места КЗ, измеренное прибором.

Однако эта формула и соответственно сам метод одностороннего замера дают недостоверные результаты при втором виде повреждения. Для обоснования этого тезиса, следуя изложенной ранее методике, схема замещения ВЛ с изолирующими распорками (рис. 2) преобразовывается в схему двухцепной линии (рис. 3). Аналогично можно было бы составить схему замещения для трехцепной линии (в случае ВЛ 500 кВ с тремя проводами в фазе).

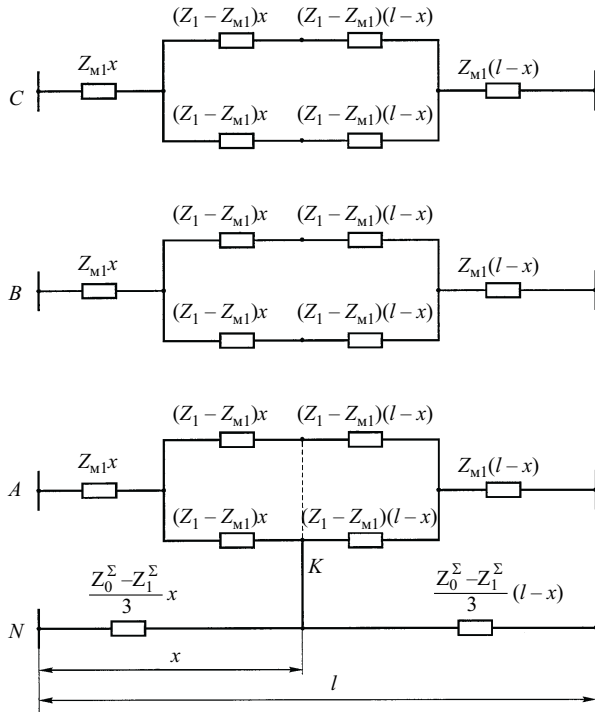


Рис. 3. Трехфазная схема замещения двухцепной ВЛ

При втором виде повреждения максимальную погрешность ОМП можно оценить следующим образом. Если принять одинаковыми эквивалентные сопротивления и ЭДС электрических систем, примыкающих к линии (рис. 3), то при КЗ в середине ВЛ ( $x_{\text{факт}} = l/2$ ) ток в неповрежденном проводе этой фазы будет отсутствовать, так как напряжения по концам ВЛ будут равны. В этом случае расстояние до места повреждения определяется путем преобразования выражения (3) по формуле

$$x_{\text{рас}} = \frac{(3Z^1 + Z_0^\Sigma - Z_1^\Sigma) l}{2Z_1^\Sigma + Z_0^\Sigma}, \quad (4)$$

где  $l$  – длина ВЛ;  $x_{\text{факт}}$ ,  $x_{\text{рас}}$  – фактическое и расчетное расстояния до места КЗ.

Из выражения (4) определяется значение максимальной методической погрешности ОМП для

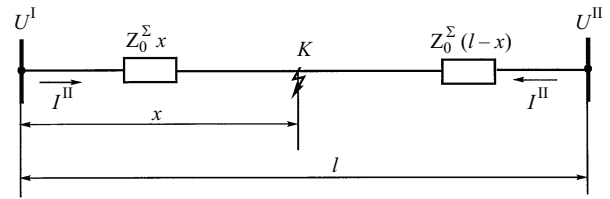


Рис. 4. Схема замещения нулевой последовательности линии в целом

ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах при использовании одностороннего замера

$$\Delta x = x_{\text{рас}} - x_{\text{факт}} = \frac{3(Z_1 - Z_1^\Sigma) l}{Z_0^\Sigma + 2Z_1^\Sigma}, \quad (5)$$

где  $\Delta x$  – абсолютная погрешность ОМП.

Для анализа относительной погрешности выражение (5) представим в следующем виде:

$$\frac{\Delta x}{l} = \frac{3}{2} \frac{1}{\frac{Z_0 + Z_{M0}}{Z_1 + Z_{M1}}}. \quad (6)$$

В выражении (6) значение дроби  $\frac{Z_0 + Z_{M0}}{Z_1 + Z_{M1}}$  для

большинства существующих ВЛ находится в пределах 3 – 12. Отсюда максимальная погрешность ОМП на основе метода одностороннего замера может достигать 30% длины линии.

Для подтверждения этого вывода были проведены расчеты на ЭВМ для реальной ВЛ 330 кВ длиной 256 км, имеющей следующие эквивалентные параметры:

$$\begin{aligned} Z_1^\Sigma &= 0,0375 + j0,3156 \text{ Ом/км,} \\ Z_0^\Sigma &= 0,1875 + j1,1749 \text{ Ом/км,} \\ k_0 &= 2,7403 - j0,1497. \end{aligned}$$

В табл. 1 приведены результаты расчета по выражению (3) расстояния до точки КЗ одного из проводов расщепленной фазы.

Расчеты сделаны по трехфазной математической модели ВЛ с расщепленными фазами, пред-

Т а б л и ц а 1

Результаты расчета при одностороннем ОМП по выражению (3)

Расстояние, км	$U_\phi$		$I_\phi$		$I_0$		Расчетное расстояние, км	Погрешность, км/%
	модуль, кВ	фаза, град.	модуль, кВ	фаза, град.	модуль, кВ	фаза, град.		
43	111	-3,1	3,577	101,5	1,186	93,2	51	8/3,1
86	141	-2,5	2,366	104,3	0,741	91,7	102	16/6,3
129	154	-2,1	1,824	106,1	0,535	90,3	149	20/7,8
175	162	-1,8	1,521	107,0	0,403	87,9	197	24/9,4
218	166	-1,5	1,399	105,9	0,300	86,6	238	20/7,8

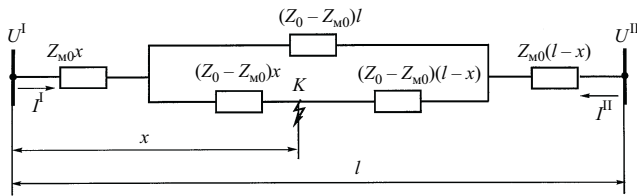


Рис. 5. Схема замещения нулевой последовательности двухцепной линии

ставленной в виде двухцепной линии, с учетом пофазного различия и емкостных проводимостей. Ввиду того, что в принятой расчетной модели сопротивления и ЭДС примыкающих систем по концам ВЛ различны, максимум погрешности не совпадает с серединой линии.

Данные табл. 1 подтверждают завышенные значения одностороннего замера ОМП по сравнению с действительным расстоянием до места КЗ. Ввиду того, что погрешность определения места повреждения превышает допустимую 5%-ную величину, односторонний метод замера параметров аварийного режима не может применяться для ВЛ с изолирующими распорками в расщепленных фазах.

Для определения места повреждения при использовании метода двустороннего замера рассмотрим схемы замещения нулевой последовательности ВЛ 330 кВ, показанные на рис. 4 (КЗ двух проводов на землю) и на рис. 5 (КЗ одного провода расщепленной фазы). Связь сопротивлений нулевой последовательности ВЛ рис. 4 и 5 приведена в выражении (2).

При использовании двустороннего замера токов и напряжений нулевой последовательности определение расстояния  $x$  до места повреждения осуществляется следующим образом:

при КЗ двух проводов на землю (рис. 4)

$$x = \frac{U^{II} - U^I + Z_0^{\Sigma} I_0^{II}}{Z_0^{\Sigma} (I_0^I + I_0^{II})}; \quad (7)$$

при КЗ одного провода расщепленной фазы на землю (рис. 5)

$$x = \frac{2(U^{II} - U^I) + (Z_0 + Z_{M0}) I_0^{II}}{(Z_0 + Z_{M0})(I_0^I + I_0^{II})}. \quad (8)$$

Если не учитывать емкостную проводимость, выражения (7) и (8) дают одно и то же расстояние до места повреждения. Это объясняется тем, что при использовании выражения (2) они могут быть взаимно преобразованы одно в другое.

Для сравнительного анализа погрешности расчетов места повреждения в данной работе используется табличный метод ОМП, во многом аналогичный итерационному подходу. При двустороннем замере заданному месту повреждения в зависимости от ряда факторов (переходное сопротивление в месте КЗ, режим работы) может соответствовать множество токов по концам ВЛ, но их отношение будет практически неизменным [3]

$$\frac{I_0^I}{I_0^I + I_0^{II}}, \quad (9)$$

где  $I_0^I$  – ток нулевой последовательности в начале ВЛ;  $I_0^{II}$  – ток нулевой последовательности в конце ВЛ.

В соответствии с идеологией табличного метода ОМП определение расстояния до места повреждения производится путем сравнения отношений табличных результатов расчета с отношениями показаний фиксирующих приборов. Местом повреждения считается то расстояние, которому соответствует наибольшее совпадение измеренных и расчетных отношений (9).

В табл. 2 приведены результаты расчетов отношений токов нулевой последовательности (9) при замыкании на землю двух и одного из проводов расщепленной фазы.

Из табл. 2 видно, что электрические величины по концам ВЛ значительно отличаются друг от друга, а их отношения практически совпадают.

Т а б л и ц а 2

ОМП при замыкании на землю двух и одного из проводов расщепленной фазы ВЛ 330 кВ

Расстояние от ПС-1, км	Замыкание двух проводов			Замыкание одного провода		
	ПС-1 $3I_0^I$ , кА	ПС-2 $3I_0^{II}$ , кА	$\frac{3I_0^I}{3I_0^I + 3I_0^{II}}$	ПС-1 $3I_0^I$ , кА	ПС-2 $3I_0^{II}$ , кА	$\frac{3I_0^I}{3I_0^I + 3I_0^{II}}$
50	3,6420	1,1719	0,7566	3,2987	1,0664	0,7557
100	2,2602	1,4828	0,6038	2,0252	1,3252	0,6045
150	1,5877	1,9144	0,4534	1,4232	1,7207	0,4527
200	1,1337	2,6294	0,3013	1,0455	2,4184	0,3018
250	0,7104	4,1203	0,1471	0,7008	4,0617	0,1471

Т а б л и ц а 3

## ОМП при обрыве и замыкании на землю одного из проводов расщепленной фазы ВЛ 330 кВ

Расстояние от ПС-1, км	Обрыв со стороны ПС-1			Обрыв со стороны ПС-2		
	ПС-1 $3I_0^I$ , кА	ПС-2 $3I_0^{II}$ , кА	$\frac{3I_0^I}{3I_0^I + 3I_0^{II}}$	ПС-1 $3I_0^I$ , кА	ПС-2 $3I_0^{II}$ , кА	$\frac{3I_0^I}{3I_0^I + 3I_0^{II}}$
50	1,2314	0,6532	0,6534	3,1152	0,8823	0,7793
100	1,0961	0,9702	0,5305	1,7875	0,9721	0,6477
150	0,9485	1,4192	0,4006	1,1454	1,0434	0,5233
200	0,8052	2,1872	0,2691	0,7611	1,1940	0,3893
250	0,5998	3,9145	0,1329	0,4587	1,3061	0,2599

Следовательно, для ОМП при замыкании одного из проводов расщепленной фазы на землю рекомендуется применять метод двустороннего замера.

Однако, если замыкание одного из проводов расщепленной фазы сопровождается его разрывом со стороны начала или конца линии, то определение места повреждения усложняется. В табл. 3 приведены электрические величины по концам ВЛ при КЗ на землю одного провода расщепленной фазы и его одновременном обрыве со стороны ПС-1 или ПС-2.

Прежде всего, необходимо отметить, что результаты расчетов, приведенные в табл. 3, зависят от исходного нагрузочного режима и обязательна его фиксация для уточнения расстояния до места КЗ. Кроме того, при возникновении подозрения, что произошло не только КЗ, но и разрыв одного или двух проводов, появляется неопределенность в нахождении места и конкретного вида повреждения. Например, если произошло однофазное КЗ одного из проводов расщепленной фазы на расстоянии 150 км (табл. 2), то отношение токов нулевой последовательности равно 0,4527. К сожалению, это отношение мы можем найти и в табл. 3, где рассматривается КЗ с разрывом со стороны ПС-1 или ПС-2. Поэтому при отсутствии повреждения на расстоянии 150 км его надо искать по таблицам, учитывающим, кроме КЗ, разрыв одного из проводов расщепленной фазы. Таким образом, опреде-

ляются координаты еще двух точек КЗ и по этим координатам производится поиск места повреждения, что освобождает от необходимости проведения обследования по всей длине линии.

### Выводы

1. При КЗ одного из проводов расщепленной фазы с изолирующими распорками метод двустороннего замера в отличие от одностороннего сохраняет достаточную точность ОМП.

2. При тех же условиях, но с разрывом поврежденного провода поиск места повреждения осуществляется в предположении трех точек КЗ на линии, что существенно проще поиска места повреждения по всей длине линии.

### Список литературы

1. Каган В. Г., Лосев С. Б. Определение напряжения между двумя проводами расщепленной фазы при несимметричных повреждениях. – В кн.: Вопросы проектирования электрической части ЛЭП, подстанций и энергосистем на современном этапе. М.: Энергия, 1974.
2. Айзенфельд А. И. Алгоритмические погрешности определения мест повреждения воздушных линий напряжением 110 – 750 кВ. – Электрические станции, 1998, № 7.
3. Определение мест повреждения линий электропередачи по параметрам аварийного режима / Под ред. Шалыта Г. М. М.: Энергоатомиздат, 1983.



## О повышении надежности функционирования высокочастотных защит ВЛ при внешних коротких замыканиях и в цикле ОАПВ

Белотелов А. К., канд. техн. наук, Коржецкая Т. А., инж., Левиуш А. И., доктор техн. наук, Усачев Ю. В., инж., Ужегов В. Т., канд. техн. наук

РАО “ЕЭС России” – ВНИИЭ – ЦДУ ЕЭС России

Надежность работы энергосистем в большой степени зависит от правильного функционирования быстродействующих высокочастотных защит при внешних КЗ и в цикле ОАПВ.

В ЕЭС России продолжают иметь место отдельные случаи излишней работы направленной и дифференциально-фазной высокочастотной защиты типа ПДЭ-2003 при внешнем КЗ, когда она работает в направленном режиме (например, ВЛ 500 кВ Ростовская АЭС – Южная).

Анализ осциллограмм показывает, что в этих случаях происходило замедление блокирования защиты ПДЭ-2003 при внешнем КЗ сигналом, приходящим по ВЧ каналу.

Однако однозначно ответить на вопрос о причинах этого замедления не представляется возможным.

Предположительной и наиболее вероятной причиной этого могут быть:

1. Замедление пуска блокирующего ВЧ сигнала из-за особенностей электромагнитного переходного процесса в первичной сети.

2. Кратковременное прерывание сигнала в ВЧ канале, оборудованном аппаратурой АВЗК-80, из-за электромагнитных помех, возникающих при внешних КЗ.

В защите предусмотрена задержка на отключение в направленном режиме на время порядка 3 мс для отстройки от времени прохождения блокирующего сигнала по ВЧ каналу (т. е. от замедления блокирования ВЧ защиты).

Учитывая выявленное по осциллограммам дополнительное замедление блокирования защиты и наиболее вероятные причины их происхождения, ЦДУ ЕЭС России и институт – разработчик защиты ПДЭ-2003 АО ВНИИЭ по согласованию с ЧЭАЗ рекомендуют время задержки защиты на отключение в направленном режиме увеличить до 10 мс. Для этого в элементе Е4.2 модуля логики МЛ-501 необходимо увеличить значение сопротивления резистора R34 с 75 кОм до 300 кОм.

При этом полное время действия защиты на отключение выключателей в направленном режиме увеличивается на время порядка 7 мс.

В режиме ДФЗ время задержки на отключение необходимо оставить прежним (регулируется резистором R32).

Данное предложение уже внедрено на ряде ВЛ, после чего излишней работы защиты при имевших место внешних КЗ не происходило.

В эксплуатации отмечены случаи “срыва” ОАПВ линий 500 – 1150 кВ из-за ложного действия защит ПДЭ-2003 и НДЗ-751 в момент включения устройством ОАПВ фазы линии с устранившимся КЗ, что приводит к трехфазному отключению линии.

Неправильные срабатывания защиты являются следствием неидентичности происходящих по концам линии переходных процессов в первичной цепи, трансформаторах тока, в устройстве компенсации емкостных токов линии, а также в органе манипуляции указанных защит. При этом, в момент включения устройством ОАПВ фазы ВЛ с устранившимся КЗ под напряжение или последующим включении этой фазы с противоположного конца на входе высокочастотного приемника приемопередатчика АВЗК-80 может появляться одиночный короткий “провал” напряжения, достаточный для срабатывания защиты [1].

Для исключения ложных действий указанных защит Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕЭС России” рекомендовал установить на находящихся в эксплуатации панелях защиты ПДЭ-2003 и НДЗ-751 разработанные ВНИИЭ блоки ДБЦ-1 [2]. Блок рекомендуется устанавливать на задней стороне панели.

В ряде энергосистем на линиях 110 – 500 кВ имели место случаи излишней работы дифференциально-фазных защит ДФЗ-201, ДФЗ-401, ДФЗ-402, ДФЗ-501, ДФЗ-503, ДФЗ-504 при отключении внешних КЗ защитами смежных линий. Анализ осциллограмм таких отключений в Иркутской энергосистеме показал, что при отключении поврежденного элемента сети в токе приема защиты ДФЗ неповрежденной линии в некоторых случаях появляется одиночный импульс, достаточный для срабатывания органа сравнения фаз ДФЗ и действия ее отключения. Как выяснилось, причиной излишнего действия защиты ДФЗ является некоторое различие характеристик блоков манипуляции,

их устройств компенсации емкостных токов, а также трансформаторов тока по концам линии, что в условиях переходного процесса в сети при отключении КЗ вызывает в совокупности кратковременную неидентичность переходного процесса на выходе блоков манипуляции, от которого не отстроены указанные защиты, имеющие быстродействующие выходные реле. Случаи излишней работы могут, например, иметь место при реверсе мощности на неповрежденной линии при одновременном отключении внешнего КЗ на обходной связи.

В то же время опыт эксплуатации показал, что защита ДФЗ-2, имеющая время срабатывания выходного реле, существенно больше, чем указанные защиты, не имеет аналогичных излишних действий.

Поэтому предотвращение излишних действий защиты ДФЗ может быть обеспечено путем ввода замедления ее действия. При этом на всех линиях 500 кВ, на линиях 110 – 330 кВ, отходящих от АЭС или мощных ТЭС, а также питающих потребителей с синхронными электродвигателями, когда необходимо обеспечить максимальное быстродействие защиты для сохранения устойчивой работы электростанций, синхронных электродвигателей и надежной работы межсистемных связей, замедление действия защиты следует вводить только на время отключения внешних КЗ, сохраняя присущее защите быстродействие при КЗ в зоне ее действия, на остальных линиях 110 – 330 кВ защиты ДФЗ могут иметь постоянное замедление их действия.

Осуществляемый с начала 60-х годов автоматический ввод замедления (ДФЗ-401, ДФЗ-501, ДФЗ-503) с временем запаздывания 90 – 125 мс по отношению к моменту возникновения КЗ обеспечивает быстродействие защиты ДФЗ при КЗ в зоне ее действия, но не обеспечивает отстройку защиты от излишних действий при отключении внешних КЗ в случаях применения на смежных линиях быстродействующих выключателей (ВНВ, ВВБК) и быстродействующих электронных защит (НДЗ-751, ПДЭ-2003, ПДЭ-2802 и др.), так как указанное время ввода замедления существенно превышает полное время отключения КЗ.

В целях исключения подобных излишних действий защит ДФЗ Департамент стратегии развития и научно-технической политики РАО “ЕЭС России” рекомендовал установить на линиях 110 – 500 кВ, имеющих защиту ДФЗ, разработанный ВНИИЭ блок БФВКЦ [3], обеспечивающий автоматический ввод замедления действия защиты

при внешних КЗ. Причем, для всех типов защит ДФЗ схема включения блоков БФВКЦ предусматривает исключение дополнительной выдержки времени при КЗ в цикле ОАПВ. На линиях 110 – 330 кВ, на которых по условиям работы линий допустимо снижение быстродействия защиты и при КЗ в зоне ее действия, можно ограничиться заменой в ДФЗ выходного реле 2-РП6 типа РП 223 на реле РП 255 на линиях без ОАПВ и на реле РП 23 на линиях с ОАПВ (полное время действия защиты в этом случае составит 100 – 110 мс).

Департамент науки и техники выпустил циркуляры № Ц-04-94 (Э) “О предотвращении излишних действий защиты ДФЗ линий 110 – 500 кВ при внешних КЗ” от 30/ХІІ 1994 г. и № Ц-01-94 (Э) “О предотвращении ложных срабатываний высокочастотных защит линий 500 – 1150 кВ ПДЭ-2003 и НДЗ-751” от 12/V 1994 г.

Как правило, случаи неправильной работы ВЧ защит в сетях 110 кВ и выше, рассматриваемые в циркулярах, имели место вне зависимости от типа применяемого ВЧ приемопередатчика и квалифицировались как невыясненные.

Совещание в Департаменте электрических сетей РАО “ЕЭС России” 18/ХІІ 1996 г. с участием специалистов-релейщиков Департаментов науки и техники, эксплуатации энергосистем и электрических станций, ЦДУ ЕЭС России, ОДУ Центра, МЭС Центрэнерго, БП Электросетьсервиса, Энергосетьпроекта, ВНИИЭ обратило внимание на продолжение случаев излишней работы ВЧ защит по невыясненным причинам и, в первую очередь, из-за отсутствия блоков ДБЦ-1 и БФВКЦ, рекомендованных к установке циркулярами.

В то же время, по данным ЦДУ ЕЭС России, резко сократилось число случаев неправильной работы высокочастотных защит там, где уже внедрены блоки ДБЦ-1 и БФВКЦ.

Поэтому авторы статьи рекомендуют дальнейшее внедрение блоков ДБЦ-1 и БФВКЦ.

#### Список литературы

1. *Левиуш А. И., Ужegov В. Т.* Повышение устойчивости функционирования высокочастотной защиты линий сверхвысокого напряжения в цикле ОАПВ. – *Электричество*, 1994, № 10.
2. *Пат. 2039405 (РФ).* Устройство для дифференциально-фазной высокочастотной защиты линии электропередачи / Гельфанд Я. С., Левиуш А. И., Ужegov В. Т.
3. *Свидетельство РФ на полезную модель № 534.* Устройство для дифференциально-фазной высокочастотной защиты линии электропередачи / Гельфанд Я. С., Левиуш А. И., Ужegov В. Т. Публ. в Б. И., 1995, № 6.

## **ОБОРУДОВАНИЕ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

### **Методологические аспекты оценки степени старения изоляции обмоток силовых трансформаторов по измерению степени полимеризации**

**Ванин Б. В.**, канд. техн. наук, **Ланкау Я. В.**, инж., **Львов Ю. Н.**, доктор техн. наук, **Львов М. Ю.**, инж., **Писарева Н. А.**, **Комаров В. Б.**, кандидаты хим. наук, **Шифрин Л. Н.**, канд. техн. наук

**АО ВНИИЭ – ИФХ РАН – ХК Электрозавод**

Существующий парк трансформаторов в России включает примерно 40% трансформаторов, отработавших определенный стандартом минимальный срок службы – 25 лет [1]. Замена обмоток таких трансформаторов на новые объективно не оправдана, если их изоляция еще работоспособна. Поэтому разработка надежных методов и средств, позволяющих правильно оценить работоспособность изоляции конкретного трансформатора на данный момент и прогнозировать ее работоспособность на будущее время, является актуальной задачей. В настоящее время как в отечественной, так и в зарубежной электроэнергетике, такие методики и средства отсутствуют. Имеются лишь несистематизированные попытки решить отдельные аспекты проблемы, а именно:

оценка температуры наиболее нагретой точки;

оценка состояния износа изоляции по степени полимеризации образцов, заложенных в трансформатор (“модель изоляции”);

измерение количества продуктов разложения изоляции (фурановых соединений), растворенных в масле.

Шестым изданием документа [2] для оценки состояния бумажной изоляции обмоток силовых трансформаторов предусмотрено измерение степени полимеризации ее образцов. При этом указано, что ресурс бумажной изоляции обмоток считается исчерпанным при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц.

Однако следует отметить отсутствие в настоящее время методики проведения работ по оценке износа изоляции обмоток силовых трансформаторов. Целью данной работы является разработка рекомендаций по определению степени полимеризации для оценки фактически достигнутого износа бумажной изоляции обмоток конкретного трансформатора.

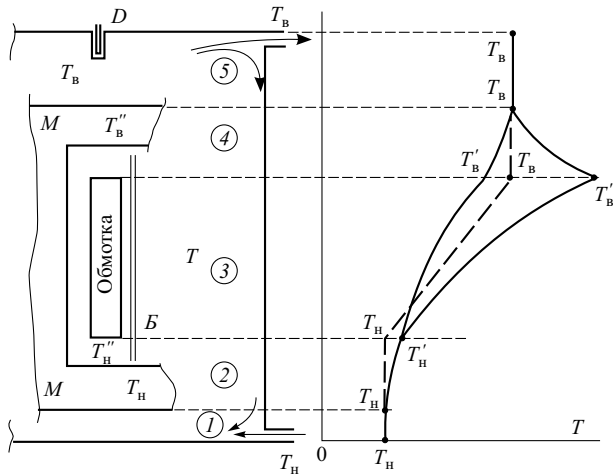
В настоящее время достаточно широкое распространение в энергосистемах получила методика оценки состояния бумажной изоляции обмоток по наличию фурановых соединений в трансформаторном масле [2]. Следует, однако, подчеркнуть, что наличие в масле фурановых соединений может

свидетельствовать лишь о локально протекающем процессе деструкции изоляции, но ничего не дает в части его кинетических оценок, поскольку их образование связано со многими факторами. К тому же фурановые соединения являются лабильными соединениями и разлагаются под действием кислой среды в сторону образования продуктов нефуранового ряда.

При наличии в трансформаторе термосифонного фильтра образующиеся фурановые продукты адсорбируются и распадаются из-за кислой среды на силикагеле и информация о старении изоляции может поступать только тогда, когда наступает динамическое равновесие между продуктами поглощения и продуктами выделения сорбентом. Тогда они не задерживаются на фильтре и остаются в масле. Лишь в этом случае уже далеко продвинувшийся процесс разложения изоляции может начать проявляться в накоплении фурановых соединений в масле. Поэтому отсутствие (наличие относительно низких концентраций) фурановых соединений, обнаруженных в трансформаторном масле, не может являться свидетельством удовлетворительного состояния изоляции.

Объективным показателем для оценки степени износа бумажной изоляции является степень полимеризации, характеризующая физико-химическое разрушение изоляции в процессе эксплуатации, а именно, ее механическую прочность на растяжение и излом [3]. При этом снижение степени полимеризации бумажной изоляции имеет монотонную зависимость в течение всего срока эксплуатации, что определяет высокую диагностическую ценность данного показателя.

Как известно, тепловое старение бумаги при отсутствии других внешних воздействий практически не меняет ее кратковременную электрическую прочность [4]. Однако в реальных условиях эксплуатации одновременно с нагревом изоляция подвергается также воздействию механических усилий, особенно при коротких замыканиях. Поэтому снижение механической прочности бумаги в результате теплового старения непременно приво-



**Примерный вид распределения температуры по высоте в масле работающего трансформатора:**

$M$  – магнитопровод;  $D$  – датчик температуры верхних слоев масла; 1, 2, 3, 4, 5 – слои масла по отношению к магнитопроводу и обмоткам;  $T_n$  – температура нижнего слоя масла;  $T_v$  – температура верхнего слоя масла;  $T'_n, T'_v$  – температура основной части масла на уровне низа и верха обмоток соответственно;  $T''_n, T''_v$  – средняя температура (по радиусу) в тонких разогретых слоях масла на уровне низа и верха обмоток соответственно

дит к механическому повреждению изоляции и уже, как следствие, к электрическому пробое.

Условия работы витковой и барьерной изоляции, с точки зрения происходящих в них физико-химических процессов, существенно различаются. Так, для барьерной изоляции, температура которой не превышает  $90^\circ\text{C}$ , наиболее характерным в процессе старения является кислотный алкоголиз (гидролиз) при действии карбоксилсодержащих соединений, образующихся при окислении трансформаторного масла [5]. Этот процесс может быть усилен зольными элементами, содержащимися в бумажной изоляции. Температура же наиболее нагретой точки витковой изоляции в процессе эксплуатации трансформатора может превышать  $90^\circ\text{C}$  и тогда существенно возрастают процессы сверхмедленных трансмолекулярных колебаний полимера, усиливающие алкоголиз в аморфных и мезоморфных областях и приводящие к деструкции в кристаллической части целлюлозы за счет диффузии радикальных состояний путем переноса их на макромолекулы соседней полимерной цепи, а также к реализации дефектов в макромолекулах, вызванных образованием карбонильных и карбоксильных групп [6, 7]. По данным [3, 6] пограничная температура развития деструктивного процесса, определенная по точке перегиба Аррениусовской зависимости, составляет  $110^\circ\text{C}$ . Таким образом, представительность заложенного в трансформатор образца целлюлозной изоляции в отношении достигнутого уровня деструкции изоляции не обеспечивается в полной мере, поскольку такие образцы, доступные для анализа, распо-

ложены в баке трансформатора в условиях, не отвечающих наиболее нагретой зоне.

Разница между барьерной и витковой изоляцией в физико-химических процессах старения состоит также в существенно большем влиянии физико-химических факторов на витковую изоляцию вследствие ее более развитой поверхности, меньшем количестве компонентов, ингибирующих деструктивные процессы, существенно меньшей исходной степени полимеризации и механической прочности. В то же время, морфология целлюлозы в обоих видах изоляции, по-видимому, одинакова, поскольку в существующих производствах индекс кристалличности древесной целлюлозы промышленных марок различается незначительно и составляет  $73 \pm 2\%$  [8].

Для объективной оценки состояния изоляции трансформатора необходимо проводить измерения степени полимеризации образца витковой изоляции. Отбор образца витковой изоляции может быть выполнен на отключенном трансформаторе как при капитальном ремонте, так и при осуществлении подслива масла через люки. С внешней стороны обмотки вырезается образец массой 2 – 5 г, затем делается подмотка изоляции высушенной бумагой или лакотканью.

Образец витковой изоляции должен быть взят из наиболее нагретого места в одной из верхних катушек. Дадим по этому поводу некоторые пояснения.

Руководство по нагрузочной способности трансформаторов МЭК предлагает следующую теоретическую модель [9, 10]:

температура масла, окружающего обмотку, линейно возрастает по высоте обмотки от значения  $T_n$  против нижней части обмотки до значения  $T_v$  против верхней части обмотки;

температура проводников обмотки возрастает по ее высоте также линейно, следуя за температурой масла с превышением на постоянную величину  $\tau$ , которая определяется по тепловому потоку от обмотки в масло с учетом тепловой проводимости изоляции обмотки;

температура  $T_n$  равна температуре, с которой масло приходит из охладителя;

для верха обмотки, учитывая дополнительные потери, например, от вихревых токов, МЭК определяет несколько большее превышение температуры проводников обмотки над маслом в виде  $\psi\tau$ , где коэффициент  $\psi$  больше единицы.

Более близкая к действительности теоретическая модель описана далее.

Масло поступает в трансформатор из охладителя с некоторой температурой  $T_n$  (рисунок), образуя нижний слой 1 (до низа нижнего ярма) с той же температурой  $T_n$ , так как в этом слое отсутствуют источники нагрева. Переходя в вышележащий слой 2, масло нагревается от магнитопровода до

некоторой температуры  $T'_н > T'_в$  у верхней границы слоя 2 (уровень низа обмоток). Выше этой границы масло разделяется на два почти не смешивающихся потока: тонкие слои более сильно нагретого масла, быстро всплывающие вдоль горячих поверхностей магнитопровода и обмоток в вертикальных каналах между этими поверхностями и ближайшими к ним барьерами, и остальной части масла. Первая часть масла по объему составляет проценты всего объема масла в трансформаторе, но переносит с собой практически всю энергию тепловых потерь обмоток и значительную часть тепловых потерь магнитопровода. Обозначим среднюю температуру (по радиусу) в тонких разогретых слоях масла на уровне низа и верха обмоток через  $T''_н$  и  $T''_в$  соответственно, а через  $T'_н$  и  $T'_в$  соответственно для верхнего и нижнего слоя объема масла. Имея в исходном состоянии температуру  $T''_н \approx T'_н$ , на границе со слоем 4 (уровень верха обмоток)  $T''_в > T'_в$ . В слое 4 начинается смещение обеих частей масла, а в слое 5 оно завершается и все масло принимает “температуру верхних слоев”  $T_в$ , которая, следовательно, должна быть  $T'_в < T_в < T''_в$ .

Учитывая в общем случае конвективное движение основной части масла, распределение температуры в ней можно представить (опуская несложные выкладки) в виде

$$T = T'_н + (T'_в - T'_н) \frac{e^{\alpha \xi} - 1}{e^{\alpha} - 1}, \quad (1)$$

где

$$\alpha = \frac{V \rho c H}{\lambda}; \quad \xi = \frac{x}{H},$$

где  $V$  – скорость подъема масла;  $\rho$  – плотность масла;  $c$  – теплоемкость масла;  $x$  – расстояние от низа обмотки до рассматриваемого уровня;  $\lambda$  – некоторая постоянная, характеризующая линейную зависимость температурного перепада при медленном конвективном перемешивании.

Предельная форма уравнения (1) при  $\alpha = 0$  имеет вид

$$T = T'_н + (T'_в - T'_н) \xi \quad (2)$$

и представляет собой прямолинейную хорду участка кривой  $T'_н - T'_в$ . Она практически соответствует условию отсутствия циркуляции масла между трансформатором и охладителем ( $V = 0$ ). По существу, это условие негласно фигурирует в рекомендациях МЭК [10], где возрастание температуры масла по высоте представляется прямой линией (жирный пунктир  $T_н - T_в$  на рисунке). Дополнительным отличием этой рекомендации от рекомендации формулы (1) является то, что вместо температуры  $T'_н$  и  $T'_в$  в качестве температуры масла на уровнях низа и верха обмоток приняты температуры  $T_н$  и  $T_в$ , так что распределение температуры согласно МЭК представляется ломаной  $T_н - T_н - T_н - T_в - T_в - T_в$  (рисунок).

Средняя по толщине температура в тонком слое разогретого масла около обмотки в вертикальном канале должна иметь примерный вид кривой  $T_н - T_н - T'_н - T'_в - T_в - T_в$ .

Трансформатор	Срок эксплуатации, лет	Изоляция	Степень полимеризации
ТДТН-20000/110, зав. № 53222, Ярэнерго	30	Барьерная	637
АТДЦТН-125000/330, зав. № 78196, Смоленскэнерго	25	То же	550
ТДТГ-31500/110, зав. № 7403, Смоленскэнерго	39	“ “	286
ТДЦ-400000/500, зав. № 89677, Рефтинская ГРЭС	19	Витковая:	
		наружные слои	368
		внутренние слои	237
ДТД-75000/110, зав. № 39008, Курскэнерго	Всего 36, после замены обмоток – 24	Витковая	515
ТРДЦН-80000/110, зав. № 1026479, Тверьэнерго	26	Витковая:	
		наружные слои	244
		внутренние слои	140
ТДТН-2500/110, зав. № 96897, Белгородэнерго	21	Барьерная	590
АТДЦТН-125000/330, зав. № 70581, Белгородэнерго	28	Барьерная	511
		Витковая	270
ТДТН-10000/110, зав. № 64324, Белгородэнерго	33	Витковая	198
ТДТНГ-15000/110, зав. № 61208, Белгородэнерго	35	То же	303
ТДНГУ-63000/110, зав. № 871684, Пермэнерго	35	“ “	317

Примечание. Тип защиты масла – свободное дыхание, кроме трансформатора ТДЦ-400000/500, зав. № 89677 Рефтинской ГРЭС, где защита масла – пленочная.

Сделанные пояснения позволяют заключить, что масло в тонком слое, непосредственно примыкающее к обмоткам верхних катушек обмоток, находится при температуре  $T''_в$ , большей температуры  $T_в$  верхних слоев масла.

Рассмотрим основные положения методики измерения степени полимеризации изоляции силовых трансформаторов по вязкости их кадоксеновых растворов. Степень полимеризации  $P_v$  определяется по вязкости ее кадоксенового раствора  $[\eta]$  из уравнения Марка – Хоувинка [11]

$$[\eta] = 7,1 \cdot 10^{-3} P_v^{0,94}. \quad (3)$$

Эта методика получила в настоящее время достаточно широкое распространение в ряде отраслей вследствие высокой стабильности вязкостных характеристик и отсутствия сколь-либо значительных деструктивных эффектов при растворении целлюлозы, о чем свидетельствует факт совпадения измерений степени полимеризации целлюлозы различных типов (в том числе и окисленных), полученных методом вискозиметрии их нитроэфиров и вискозиметрическими измерениями кадоксеновых растворов. При этом, в случае анализа низкомолекулярной, сильно окисленной целлюлозы для исключения влияния полярных групп на вязкостные характеристики в случае системы целлюлоза – кадоксен применяется обычно кадмий-этилендиаминовый комплекс, приготовленный со щелочью [5].

В таблице приведены результаты выполненных ВНИИЭ по указанной методике измерений степени полимеризации витковой и барьерной изоляции силовых трансформаторов.

Из приведенных в таблице данных видно, что степень полимеризации образцов барьерной изоляции значительно выше, чем для витковой. Это обусловлено двумя основными причинами – более низкой исходной степенью полимеризации витковой изоляции и более жесткими условиями ее эксплуатации.

Физико-химические деструктивные процессы старения в целлюлозной изоляции как в гомогенной, так и в гетерогенной среде могут быть описаны известным кинетическим уравнением реакции первого порядка [12]

$$\frac{1}{P_{II}} = K_{эфф} \tau + \frac{1}{P_{II}^0}, \quad (4)$$

где  $P_{II}$  и  $P_{II}^0$  – “текущая” и исходная среднечисленная степень полимеризации целлюлозы соответственно;  $\tau$  – временной интервал деструктивного процесса;  $K_{эфф}$  – эффективная константа скорости деструктивного процесса, зависящая от температуры по уравнению Аррениуса. Эффективная константа скорости деструкции зависит также от типа целлюлозы, содержания в ней лигнина и гемицел-

люлозы, остаточной кислотности, влажности и зольности изоляции, наличия продуктов старения масла, кислорода в нем и других химических соединений, способных ускорять деструктивные процессы в целлюлозной изоляции [13].

При оценке степени деструкции целлюлозной изоляции экспериментально определяется средневязкостная степень полимеризации  $P_v$ . При этом уравнение (4) приводится к виду [12, 14]

$$\frac{1}{P_v} = 0,5 K_{эфф} \tau + \frac{(U^0 + 1)}{P_v^0}, \quad (5)$$

где  $U^0$  – коэффициент неоднородности Шульца, характеризующий соотношение средневесовой и среднечисленной степени полимеризации целлюлозы и для различных марок целлюлозы составляющий 0,3 – 2,9 [15];  $P_v, P_v^0$  – “текущая” и исходная средневязкостные степени полимеризации соответственно.

Уравнение (5) удовлетворительно описывает процессы деструкции целлюлозы при ее старении в модельных условиях, однако в реальном режиме работы трансформатора, характеризующемся сменной температурой в зависимости от нагрузки и сезона, а также изменением химического состава трансформаторного масла как деструктирующей среды, уравнение (5) имеет вид

$$\frac{1}{P_v} = 0,5 \sum K_{iэфф} \tau + \frac{(U^0 + 1)}{P_v^0}, \quad (6)$$

где  $K_{iэфф}$  – константа скорости деструкции целлюлозной изоляции на  $i$ -м временном кинетическом интервале, характеризующемся относительно постоянной температурой обмотки и примесным составом трансформаторного масла.

При этом следует отметить, что в реальных условиях эксплуатации практически невозможно оценить или спрогнозировать значения  $K_{iэфф}$  и  $\tau$  с требуемой точностью, что затрудняет получение реальной оценки времени работы трансформатора до полного исчерпания ресурса изоляции обмоток.

## Выводы

1. Износ витковой изоляции в процессе работы трансформатора значительно выше, чем барьерной.
2. Масло в вертикальных каналах против верхних катушек обмоток имеет более высокую температуру, чем верхние слои масла в трансформаторе.
3. Для оценки состояния бумажной изоляции обмоток трансформатора необходимо проводить измерения степени полимеризации образца витковой изоляции, отбираемого из верхних катушек обмотки.
4. Образцы бумажной изоляции, заложенные в верхнем слое масла трансформатора, не являются

представительными с точки зрения износа витковой изоляции обмоток.

#### Список литературы

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
2. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. М.: Энас, 1998.
3. Литштейн Р. А., Шахнович М. И. Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983.
4. Техника высоких напряжений / Под ред. Разевица Д. В. М.: Энергия, 1976.
5. Байклз Н., Сегал Л. Целлюлоза и ее производные. М.: Мир, 1974, т. 1, 2.
6. Комаров В. Б., Ершов Б. Г., Самуйлова С. Д. Радиационно-термическая деструкция целлюлозы. – Cell. Chem., Technol, 1987, 21.
7. Ершов Б. Г., Комаров В. Б., Самуйлова С. Д. Радиационная и термическая деструкция целлюлозы. – Высокомолекулярные соединения, 1995, т. XXVII, № 6.
8. Веверис А. Н., Иоелович И. Е. Рентгенографическое определение индекса кристалличности целлюлозы. – Химия древесины, 1983, № 2.
9. Experimental Determination of Power Transformers Hot-Spot Faktor. CIGRE WG 12.09. – Electra, 1995, August, № 161.
10. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. Публикация МЭК 354, 1991.
11. Болотникова Л. С., Данилов С. Н., Самсонова Т. И. Метод определения вязкости и степени полимеризации целлюлозы. – Высокомолекулярные соединения, 1964, т. 6.
12. Грасси Н. Химия процессов деструкции полимеров. М.: Иностранная литература, 1959.
13. Лака М. Г., Иоелович М. Я. Кинетические закономерности процесса термостарения целлюлозы. Всесоюзная конференция “Химия и радиационная способность целлюлозы и ее производных”. Тезисы докладов. Чолпон-Ата, 1991.
14. Получение нитроэфиров из облученной целлюлозы / Комаров В. Б., Самуйлова С. Д., Кирсанова Л. С. и др. – Журнал прикладной химии, 1993, т. 66, вып.2.
15. Соболев С. Е., Никитин В. М. Гель-проникающая хроматография нитратов целлюлозы на макропористых стеклах. – Химия древесины, 1977, № 3.

## Об отборе проб масла из герметичных вводов 500 – 750 кВ

Михеев Г. М., Михеев Г. М., кандидаты техн. наук, Филиппов В. К., инж.

ОАО Чувашэнерго – Институт прикладной механики (г. Ижевск)

В настоящее время часть аварий трансформаторов мощностью более 100 МВ·А вызвана повреждением высоковольтных вводов. Эти аварии, как правило, приводят к тяжелым последствиям: повреждениям электрооборудования, взрывам, пожарам, техническим и функциональным отказам.

В процессе эксплуатации высоковольтных вводов происходит постепенное ухудшение состояния изоляции, связанное со старением масла, загрязнением поверхности внутренней изоляции и внутренней поверхности фарфоровой покрышки. Возможно также нарушение герметичности вводов, увлажнение, ослабление контактных соединений, проявление скрытых заводских дефектов [1].

По нашему мнению, надежность трансформаторов снижается из-за несовершенной системы контроля давления и состояния масла во вводе при его работе и системы контроля диэлектрических характеристик без отбора пробы масла [2].

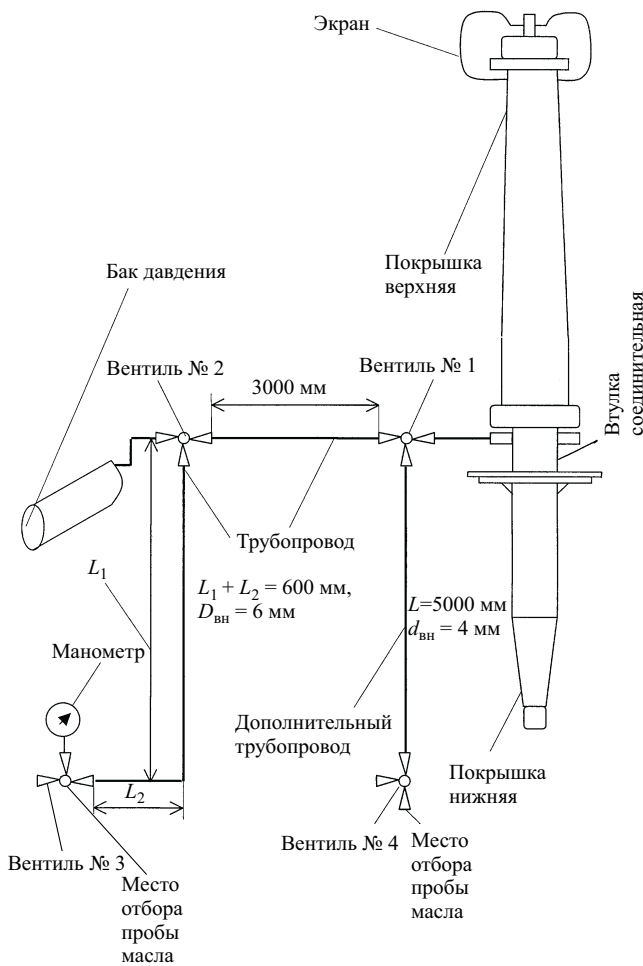
Важной причиной снижения контроля за герметичными вводами 500 – 750 кВ, на наш взгляд, является существующий способ отбора проб масла на хроматографический анализ растворенных в масле газов (ХАРГ).

В энергосистемах для удобства контроля за давлением во вводах в период эксплуатации трансформаторов 500 – 750 кВ устанавливают манометры на отдельных фундаментах или металлоконст-

рукциях, располагаемых вблизи трансформатора [3] на высоте приблизительно 1 м от поверхности земли. При этом манометр соединяется с внутренней полостью ввода, залитой трансформаторным маслом при давлении около 1,5 кгс/см<sup>2</sup>, соединительной трубой, выполненной из отожженной меди, длиной, колеблющейся от 9 до 11 м (в зависимости от конкретного ввода), и внутренним диаметром 6 мм [4] (рисунок). Эксплуатационный персонал многих энергосистем берет пробу на ХАРГ именно с места расположения манометра. Это, действительно, удобно, так как при включенном трансформаторе возможен отбор пробы масла. Покажем, что хроматографический анализ пробы масла, отобранного таким образом, не позволяет судить о происходящих процессах во вводе в момент отбора пробы диэлектрической жидкости (ДЖ).

Предположим, что в некоторый момент времени во вводе в результате частичных разрядов, термического нагрева и других причин произошло разложение масла с образованием водорода и других газов. Оценим время, необходимое для преодоления молекулами водорода (за счет диффузии) расстояния от полости ввода до манометра. Для этого воспользуемся следующей формулой Эйнштейна [5, 6]

$$L^2 = D\tau, \quad (1)$$



где  $L$  – расстояние, преодолеваемое диффундирующей примесью за время  $\tau$  при коэффициенте диффузии  $D$ . В нашем случае, за  $L$  необходимо принять расстояние от бака давления ввода до манометра, так как именно здесь имеет место “застой” масла, в то время как по пути от бака давления до полости ввода ДЖ перемешивается за счет “дыхания” ввода.

Теперь представим, что во вводе находится не трансформаторное масло, а обыкновенный воздух при атмосферном давлении и температуре около  $0^\circ\text{C}$ . Коэффициент диффузии водорода при упомянутых условиях  $D = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$  [6].

Из формулы (1) следует, что при  $D = 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}$ ,  $L = 6 \text{ м}$  время  $\tau$  составляет  $36 \cdot 10^4 \text{ с}$ . Следовательно, информация об изменении концентрации водорода во вводе доходит до точки расположения манометра только через четверо с лишним суток.

Наиболее быстро диффузия происходит в газах, медленнее – в жидкостях, еще медленнее – в твердых телах, что обусловлено характером теплового движения частиц в этих средах. Коэффициент диффузии обратно пропорционален давлению, с ростом температуры (при постоянном объеме) он увеличивается, а с увеличением молекулы массы – уменьшается [6].

Значение коэффициента диффузии водорода в водных растворах при бесконечном разбавлении и при температуре  $25^\circ\text{C}$ , равно  $4,8 \cdot 10^{-9} \text{ м}^2/\text{с}$ , приведено в [7]. При решении нашей задачи время  $\tau$  для данного значения коэффициента диффузии составляет  $7,5 \cdot 10^9 \text{ с}$ , что соответствует 237 годам!

Но в нашем случае во вводе находится не атмосферный воздух и не водный раствор, а трансформаторное масло. К сожалению, значения коэффициентов диффузии таких газов, как водород, метан, этан, этилен, ацетилен и другие в трансформаторном масле, отсутствуют в справочниках и в периодической печати. Однако в [8] получена зависимость объема выделившегося водорода из предварительно наводороженного трансформаторного масла марки ГК от времени в воздухе при нормальном давлении с применением метода лазерной спектроскопии. Из этой зависимости нами экспериментально найден коэффициент диффузии водорода в трансформаторном масле, который равен  $10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$ . Подставляя найденный коэффициент  $D$  в формулу (1), получим время  $\tau$ , которое составляет  $36 \cdot 10^7 \text{ с}$  (4281 сут!). Следовательно, информация об изменении концентрации водорода во вводе доходит до точки расположения манометра только через 11 с лишним лет (следует учесть, что это утверждение справедливо, когда трансформаторное масло во вводе находится при нормальных условиях). Так как остальные газы, такие как метан, этан, этилен, ацетилен, имеют массу молекул намного больше массы молекулы водорода, то и коэффициенты диффузии этих газов в трансформаторном масле будут еще меньше, а время для преодоления молекулами за счет диффузии расстояния от полости ввода по соединительной трубе до манометра еще больше. Таким образом, хроматографический анализ отобранных проб масла с точки расположения манометра из высоковольтных вводов 500 – 750 кВ не позволяет судить о происходящих в них процессах разложения ДЖ.

Действительно, анализ архивных данных о концентрациях газов вышедшего из строя реакторного ввода 500 кВ подтверждает сказанное. В таблице приведены результаты ХАРГ, проведенные в день выхода из строя ввода типа ГМРА-0-500/315 (зав. № 14793). На нижней части фарфоровой крышки имелась продольная трещина. При разборке ввода обнаружилось, что внутренняя полость ввода покрыта желто-бурым налетом. Из таблицы следует, что концентрация газов ( $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ) пробы, отобранной непосредственно из ввода, значительно выше концентрации газов пробы, взятой на анализ из точки расположения манометра.

Более детально рассмотрим хронологию отбора проб масла на ХАРГ из ввода блочного трансформатора 500 кВ, установленного на Чебоксарской ГЭС (см. таблицу).



Первые признаки появления газов обнаружены 9/XII 1998 г. после очередного отбора пробы шприцом с объемом 20 мл после двухразового его прополаскивания трансформаторным маслом. Так как проба бралась с точки расположения манометра, то с учетом коэффициента диффузии можно предположить, что процессы разложения масла в данном вводе начались задолго до этой даты. Следующая проба с аналогичной процедурой и с той же точки была отобрана через 5 мес (5/V 1999 г.), при этом израсходовано еще 60 мл ДЖ из объема в трубе от бака давления до манометра, где объем жидкости в ней в данном конкретном случае составил 170 мл. Последние две пробы были отобраны 6/V 1999 г. после отключения трансформатора одновременно из двух точек: одна – с точки расположения манометра, другая – непосредственно из полости ввода.

С учетом трех отборов, с точки расположения манометра, начиная с 9/XII 1998 г., из “застойного” объема было выкачено 180 мл масла и только после отбора последней пробы мы приблизились к более достоверной информации о количественном составе газов в трансформаторном масле ввода. Если учесть, что за весь этот промежуток времени, начиная с 9/XII 1998 г. по 6/V 1999 г., во вводе происходил процесс разложения ДЖ с нарастающей интенсивностью и принимая во внимание диффундирующие свойства газов в масле, данные последней пробы ХАРГ из двух точек сопоставимы и между собой логично сходятся.

Таким образом, указанные примеры полностью подтверждают наше утверждение о том, что отбор пробы для хроматографического анализа из вводов 500 – 750 кВ с точки расположения манометра не позволяет правильно оценить количественный состав содержания газов в масле. Поэтому,

чтобы иметь достоверную информацию о состоянии вводов упомянутых классов напряжения, с точки зрения растворенных газов в масле, необходимо отбор пробы ДЖ производить непосредственно из полости ввода.

Нами предложены способы, позволяющие осуществлять правильный, по нашему мнению, отбор проб масла на ХАРГ из упомянутых вводов без отключения трансформатора.

Обычно пробу на ХАРГ отбирают с помощью шприцов. Методика отбора проб масла предполагает прополаскивание шприцов 3 – 4 раза [9]. Очевидно, что диаметр  $d$  и длину  $L$  трубы, соединяющую манометр с внутренней полостью ввода, можно выбрать из следующего условия

$$\frac{\pi d^2 L}{4} \leq 3V_{\text{шпр}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{шпр}}$  – объем шприца.

В этом случае в результате прополаскивания шприца происходит движение жидкости по трубе и четвертый шприц с пробой на хроматографический анализ уже будет заполняться маслом непосредственно из полости ввода. Следовательно, концентрация газов в отобранной пробе будет соответствовать концентрации газов во внутренней полости диагностируемого ввода. Чтобы такое условие выполнялось, внутренний диаметр соединительной трубы от полости ввода до точки отбора пробы масла необходимо выполнить диаметром 4 мм, а длина трубопровода должна равняться 5 м (по конструктивным соображениям длина трубопровода не может быть меньше 5 м) при условии, что отбор пробы трансформаторного масла производить шприцом объемом 20 мл. Однако в этом случае необходимо вмонтировать дополнительный трубопровод одним концом к вентилю № 1 с ука-

Результаты хроматографического анализа растворенных газов в масле вводов на Чебоксарской ГЭС

Показатель	Объемная доля газа, %						
	Ввод* ГМРА-0-500/315 зав. № 14793 (реактор, фаза А)			Ввод** ГМТПА-30-500/1600 зав. № Т-14054 (блочный трансформатор)			
	Дата отбора проб						
	28/IV 1994 г.	26/III 1995 г.		9/XII 1998 г.	5/V 1999 г.	6/V 1999 г.	
H <sub>2</sub>	0,008	0,087	0,25	0,012	0,039	0,126	0,168
CO <sub>2</sub>	0,0164	0,12	0,182	0,09	0,08	0,08	0,076
CH <sub>4</sub>	0,00074	0,027	0,06	0,003	0,007	0,014	0,019
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Отсутствует	0,0289	0,173	Отсутствует	0,013	0,047	0,075
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,00021	0,0065	0,0278	0,00001	0,005	0,015	0,024
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Отсутствует	0,078	0,0139	0,00001	0,0001	0,00027	0,0018
ΣC <sub>x</sub> H <sub>y</sub>	0,00095	0,0702	0,275	0,003	0,0251	0,0762	0,1198
Место отбора пробы	Вентиль № 3 (у манометра)		Вентиль № 1	Вентиль № 3 (у манометра)			Вентиль № 1 (у полости ввода)

\* Ввод разрушился.

\*\* Ввод заменен.

занной длиной и внутренним диаметром, а на другой конец установить дополнительный вентиль № 4 (см. рисунок). Уменьшение внутреннего диаметра трубопровода до 4 мм, в случае отбора пробы масла при отрицательных температурах из-за увеличения вязкости масла, может лишь несколько увеличить время производства работ, так как прокачиваемость трансформаторного масла прекращается лишь при отрицательной температуре окружающей среды, превышающей минус 50°C [10]. Следует подчеркнуть, что маслоотборное устройство должно быть выполнено таким образом, чтобы один его конец с небольшим усилием надевался на пробоотборный штуцер, а другой – на шпиль шприца. Оно может быть выполнено, например, из двух трубок, изготовленных из обыкновенной и вакуумной резины с внутренним диаметром 4 – 6 и 2 – 3 мм соответственно, соединенных между собой металлическим или стеклянным переходником, или только из обыкновенной резины, в свободный конец которой вставлен металлический штуцер, к которому приварен наконечник медицинской иглы [9]. По этой причине уменьшение внутреннего диаметра дополнительного трубопровода до 4 мм не нарушает процедуру отбора проб масла на хроматографический анализ.

Чтобы получить достоверную информацию о содержании газов во вводе в случае отбора пробы на хроматографический анализ с точки зрения манометра без отключения трансформатора, диэлектрическую жидкость, находящуюся в соединительной трубе ( $L_1 + L_2$ , см. рисунок), необходимо слить (объем масла колеблется от 170 до 200 мл в зависимости от конкретного ввода).

## Выводы

1. Отбор пробы масла на ХАРГ из высоковольтных вводов 500 – 750 кВ из точки расположения манометра не позволяет судить о процессах, происходящих во вводе в момент отбора пробы диэлектрической жидкости.

2. Предложены возможные способы отбора проб трансформаторного масла из высоковольтных вводов для анализа растворенных газов без отключения трансформаторов.

## Список литературы

1. Львов М. Ю. Фактор риска при эксплуатации высоковольтных вводов трансформаторов. – Электрические станции, 1999, № 2.
2. Мамиконянц Л. Г. О повреждаемости герметичных вводов трансформаторов. – Энергетик, 1996, № 12.
3. Филиппович В. Я., Туткевич А. С. Монтаж силовых трансформаторов. М.: Энергоиздат, 1981.
4. Никулин Н. В., Шишорина Г. Д. Высоковольтные вводы и их ремонт. М.: Высшая школа, 1986.
5. Гольберт К. А., Вигдергауз М. С. Введение в газовую хроматографию. М.: Химия, 1990.
6. Большой энциклопедический словарь / Под ред. Прохорова А. М. Физика. М.: Научное издательство “Большая Российская энциклопедия”, 1998.
7. Рид Р., Праусниц Д. Ж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Перевод с англ. / Под ред. Соколова Б. И. Л.: Химия, Ленинградское отделение, 1982.
8. Выделение водорода из диэлектрической жидкости под действием ультразвука / Михеев Г. М., Михеев Г. М., Некряченко Г. П., Готлиб И. П. – Письма в ЖТФ, 1998, т. 24, № 1.
9. РД 34.46.303-89. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. М.: Союзтехэнерго, 1998.
10. Литштейн Р. А., Шахнович М. И. Трансформаторное масло. М.: Энергия, 1968.

## ОБМЕН ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ОПЫТОМ

### Повышение чувствительности первой ступени токовой защиты от коротких замыканий на землю панели ЭПЗ-1636

Будовский В. П., канд. техн. наук, Иванова С. И., Сулименко А. О., инженеры

РП Южэнерготехнадзор – АО Карачаево-Черкесскэнерго

Усложнение схем электрических сетей и большое разнообразие режимов их работы обуславливают повышение требований к устройствам релейной защиты и автоматики (РЗА).

Следует отметить, что наилучшим способом защиты линий электропередачи от однофазных коротких замыканий (КЗ) по-прежнему остается направленная или ненаправленная ступенчатая токовая защита нулевой последовательности [1].

Для обеспечения согласования характеристик указанных защит и повышения их чувствительности следует стабилизировать режим заземления нейтралей трансформаторов электрической сети, при этом чувствительность защиты проверяется для случая включения реально возможного наибольшего числа трансформаторов, имеющих глухозаземленные нейтрали [2].

Однако в действительности изменение числа включенных трансформаторов в электрической

сети может привести к такому изменению тока КЗ на землю, что это приведет к недопустимому снижению чувствительности защиты и увеличению времени ликвидации повреждения.

Рассмотрим реальную ситуацию, возникшую в сетях 110 кВ АО Карачаево-Черкесскэнерго, изображенную на рис. 1. На подстанции “Б” трансформатор  $T1$  имеет мощность 16 МВ·А, а  $T2$  – 63 МВ·А (используется для плавки гололеда ВЛ 500 кВ, на схеме не показана). В связи со значительным спадом нагрузки на подстанции “Б” коэффициент загрузки трансформатора  $T2$  составляет несколько процентов, поэтому достаточно часто он выводится в резерв с целью снижения потерь электрической энергии. В результате указанной операции ток однофазного КЗ на линиях 110 кВ, отходящих от шин подстанции “Б”, значительно уменьшается, что приводит к резкому снижению чувствительности первой ступени защиты от КЗ на землю.

На рис. 2 приведены кривые изменения тока  $3I_0$  в зависимости от точки однофазного КЗ на линии “Б – С”. Кривая 1 соответствует включенному состоянию обоих трансформаторов на подстанции “Б”. Кривая 2 соответствует включенному состоянию  $T1$  и отключенному состоянию  $T2$ . На рисунке:  $I_{с.з.1}$  – ток срабатывания первой ступени токовой защиты от КЗ на землю линии “Б – С”;  $I_{с.з.2}$  – ток срабатывания второй ступени указанной линии;  $I_{с.з.3}$  – ток срабатывания третьей ступени.

Видно, что при отключении трансформатора  $T2$  на подстанции “Б” первая ступень защиты от КЗ на землю оказывается нечувствительной к однофазным КЗ практически на всем протяжении линии “Б – С”, зона действия второй ступени значительно сокращается и она не защищает конец линии и только третья ступень защиты, имеющая значительную выдержку времени, оказывается достаточно чувствительной для защиты линии на всем ее протяжении.

Указанное приводит к необходимости выполнять защиту от КЗ на землю адаптивной с переменными уставками. В [3] определены основные условия, при которых целесообразно предусмат-

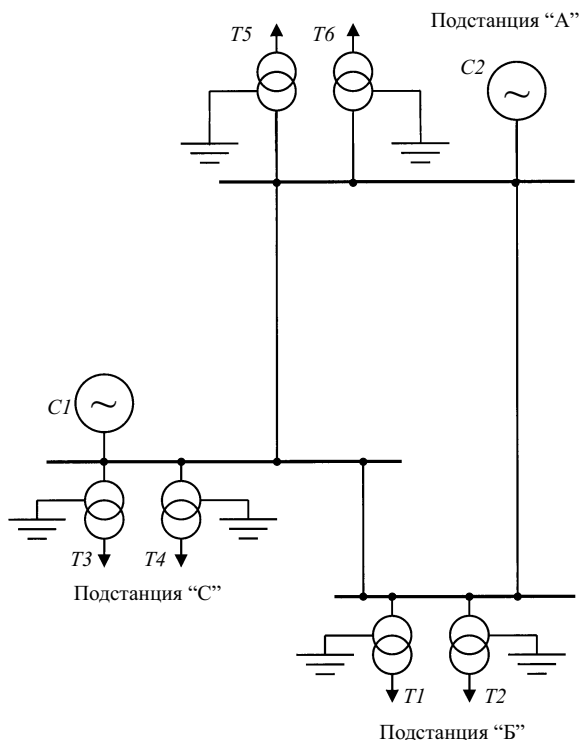


Рис. 1. Схема участка сети

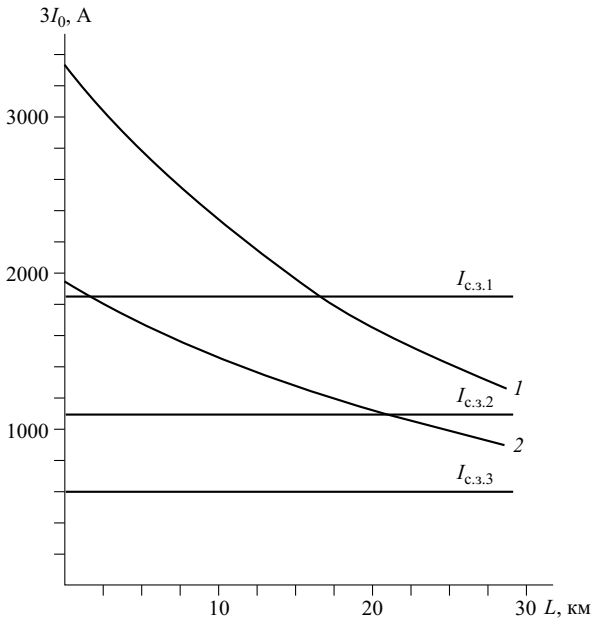


Рис. 2. Кривые токов  $3I_0$  при однофазных КЗ на линии “Б – С”

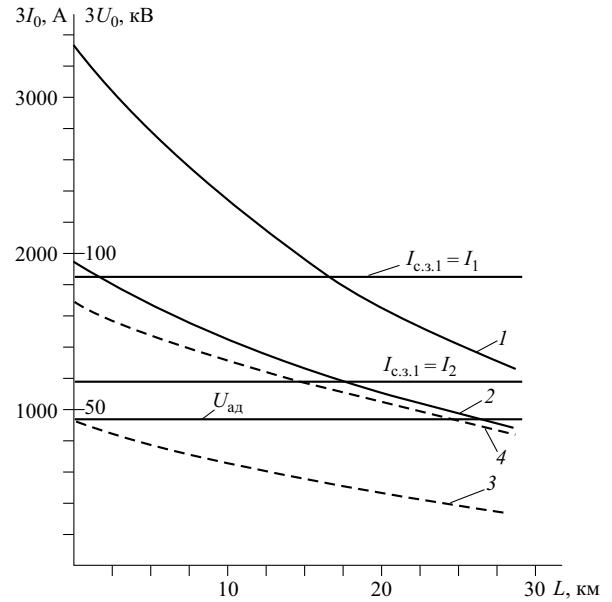


Рис. 3. Адаптация первой ступени токовой защиты нулевой последовательности

ривать адаптацию уставок защит, если хотя бы в одном наихудшем режиме:

не обеспечивается коэффициент чувствительности в соответствии с Правилами устройства электроустановок;

выдержка времени больше, чем во всех остальных режимах;

значительно меньше зона (на 10% и более), охватываемая первой ступенью токовой направленной защитой нулевой последовательности от замыканий на землю, чем во всех остальных режимах.

Однако предложенные в [3] технические решения по созданию адаптивных защит основаны на использовании ЭВМ и микроэлектронной техники, что не позволяет использовать их для модернизации широко распространенных в России панелей релейной защиты типа ЭПЗ-1636.

На рис. 3 наряду с кривыми тока  $3I_0$  при однофазных КЗ на линии “Б – С” (1 – включены трансформаторы T1 и T2; 2 – включен только трансформатор T1) приведены кривые изменения напряжения  $3U_0$  на шинах подстанции “Б” при КЗ на отходящей линии “Б – С” (3 – включены трансформаторы T1 и T2; 4 – включен только трансформатор T1).

Анализ напряжения  $3U_0$  на шинах подстанции “Б” при КЗ на отходящей линии “Б – С” показывает, что возможна адаптация уставок первой ступени защиты от КЗ на землю в соответствии с выражением

$$I_{c.з.1} = \begin{cases} I_1, & \text{при } 3U_0 < 3U_{0 \text{ макс.откл.} T2}; \\ I_2, & \text{при } 3U_0 > 3U_{0 \text{ макс.откл.} T2}, \end{cases} \quad (1)$$

где  $I_1 = K_{отс} 3I_{0 \text{ макс}};$  (2)

$$I_2 = K_{отс} 3I_{0 \text{ макс.откл.} T2}; \quad (3)$$

$3U_{0 \text{ макс.откл.} T2}$  – максимальное утроенное напряжение нулевой последовательности на шинах подстанции “Б”; при отключении трансформатора T2 и КЗ на шинах подстанции “Б”;  $3I_{0 \text{ макс}}$  – максимальный утроенный ток нулевой последовательности в месте установки защиты при включении трансформатора T2 на подстанции “Б” и КЗ на шинах подстанции “С”;  $3I_{0 \text{ макс.откл.} T2}$  – то же при отключении T2 на подстанции “Б”;  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние аperiodической составляющей и необходимый запас.

При включении трансформатора T2 на подстанции “Б” (кривые 1 и 3 на рис. 3)

$$3U_0 < U_{ад} = 3U_{0 \text{ макс.откл.} T2} \quad (4)$$

и зона действия первой ступени защиты от КЗ на землю определится точкой пересечения прямой  $I_{c.з.1} = I_1$  с кривой 1.

При отключении трансформатора T2 (кривые 2 и 4 на рис. 3)

$$3U_0 > U_{ад} = 3U_{0 \text{ макс.откл.} T2} \quad (5)$$

и зона действия первой ступени защиты от КЗ на землю определится точкой пересечения прямой  $I_{c.з.1} = I_1$  с кривой 2.

Видно, что зона действия защиты практически не изменяется, что обеспечивает высокую чувствительность в обоих режимах.

Реализация описанного принципа действия защиты возможна с использованием гибридного полупроводниково-электромагнитного реле [4, 5].

На рис. 4. изображена принципиальная схема адаптивного реле. Реле содержит основной магнитопровод 1, ферромагнитный экран 2 с обмоткой, якорь 3, электронный ключ 4 и два резистора R1,

$R2$ . На схеме изображены  $ТННП$  – трансформатор тока нулевой последовательности и  $ТННП$  – трансформатор напряжения нулевой последовательности.

Управление магнитными потоками и, следовательно, срабатывание реле осуществляются путем изменения сопротивления цепи обмотки ферромагнитного экрана. При разомкнутой цепи поток  $\Phi$  свободно замыкается по экрану ( $\Phi_3 - \Phi$ ), создавая значительное падение магнитного потенциала в зазорах  $\delta$ . Поток якоря  $\Phi_я$  мал вследствие небольшой разности магнитного потенциала между полюсами экрана. При закорачивании обмотки экрана магнитное сопротивление между полюсами возрастает, поток якоря увеличивается. Изменяя сопротивление в цепи обмотки экрана, меняем долю магнитного потока в якоре реле, а следовательно, ток его срабатывания.

При  $3U_0 < U_{ад}$  (определяется напряжением срабатывания электронного ключа) ключ закрыт и ток срабатывания реле определяется только сопротивлением резистора  $R1$ .

При  $3U_0 > U_{ад}$  ключ открывается и ток срабатывания реле будет определяться сопротивлением параллельно соединенных резисторов  $R1$  и  $R2$ , что приведет к снижению тока срабатывания до величины, определяемой положением движка  $R2$ .

Описанное адаптивное токовое реле позволяет достаточно легко модернизировать токовую защиту от КЗ на землю панели ЭПЗ-1636. С этой целью токовое реле РТ1 типа РТ-40 комплекта КЗ-10 необходимо заменить на адаптивное реле, которое имеет те же габаритные размеры и конструктивное исполнение, а вход электронного ключа 4 (рис. 4) необходимо подключить к клеммам 40 и 59 комплекта.

Экспериментальный образец описанного адаптивного реле установлен в комплекте КЗ-10 панели ЭПЗ-1636 на одной из линий 110 кВ АО Карачаево-Черкесскэнерго (соответствует ВЛ “Б – С” на рис. 1). Опыт эксплуатации реле (с июня

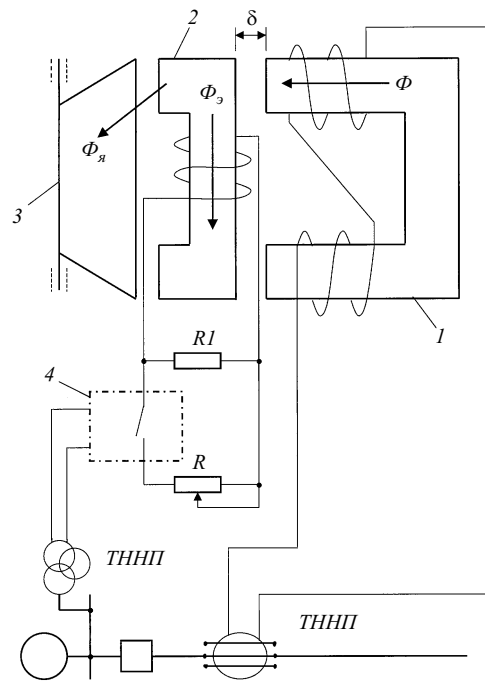


Рис. 4. Адаптивное реле защиты

1999 г.) подтвердил изложенные в статье теоретические положения.

#### Список литературы

1. Семенов В. А. Мировая практика осуществления релейной защиты ВЛ и перспективы ее совершенствования. – Энергетик, 1997, № 5.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110 – 50 кВ. Расчеты. М.: Энергия, 1980.
3. Адаптивная релейная защита. Рудман А. А., Юркова О. А. – Тр. Энергосетьпроект, 1986.
4. Зинченко В. Ф., Будовский В. П., Кудин В. Г., Мойжес В. М. Гибридное полупроводниково-электромагнитное реле. – Электрические станции, 1983, № 8.
5. Будовский В. П., Зинченко В. Ф. Гибридное ПП-ЭМ реле с торможением для защиты ВЛ распределительных сетей – Электрические станции, 1986, № 9.

## О повышении надежности функционирования УРЗА серии ПДЭ-2000

Иванов В. Н., инж.

Смоленская АЭС

Проблема повышения надежности функционирования УРЗА серии ПДЭ-2000 является одной из насущных проблем работы РЗ. Приведем характерный пример.

При кратковременном обесточении групповой нагрузки во время поиска “земли” в цепях посто-

янного оперативного тока УРЗА произошло отключение автотрансформатора связи 500/750 кВ. Сработавших защит по соответствующей сигнализации выявлено не было, за исключением светодиагностики фиксации пуска УРОВ трех из четырех выключателей 500, 750 кВ (УРОВ на панелях типа

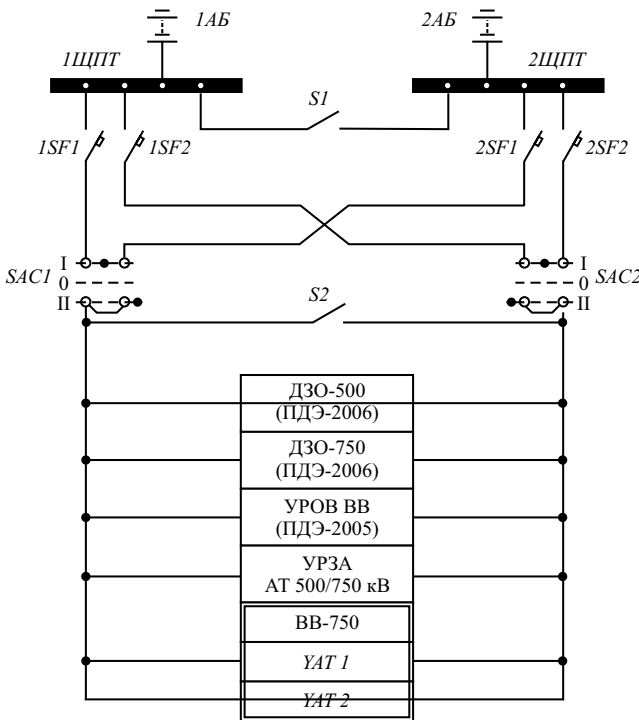


Рис. 1. Упрощенная структурная схема питания УРЗА АТ 500/750 кВ:

SAC1, SAC2 – переключатели типа УПБ-313с7УЗ, которыми производились операции по поиску “земли”

ПДЭ-2005). Упрощенная структурная схема питания УРЗА оперативным током приведена на рис. 1.

При расследовании этого отключения была выявлена ложная работа в таких режимах защит типа ПДЭ-2006, выполняющих функции защит шин 500 и 750 кВ указанного автотрансформатора. Причина неправильной работы защит ПДЭ-2006 при их кратковременном обесточении совместно со схемой управления воздушного выключателя заключается в кратковременном срабатывании входного реле Р2 в модуле МК-203 панели (пуск защиты от УРОВ выключателей, УРОВ АПН) при изменении полярности остаточного напряжения оперативного тока 220 кВ из-за наличия в цепях управления выключателей контакторов типа МК1-10 (40 А, =220 В, схема защиты электромагнитов управления), обладающих большой индуктивностью. Затухающее же с относительно большой постоянной времени напряжение =24 В на выходе блока питания панели типа БП-180 позволяет в течение значительного времени сохранять возможность срабатывания выходных реле защиты.

Детальный анализ функционирования блока приемных реле типа МК-203 (рис. 2) позволил сделать следующие выводы.

1. При изменении полярности остаточного напряжения оперативного тока и достижении величины этого напряжения уровня 60 – 70 В реле Р2 в модуле МК-203 устойчиво срабатывает. Возмож-

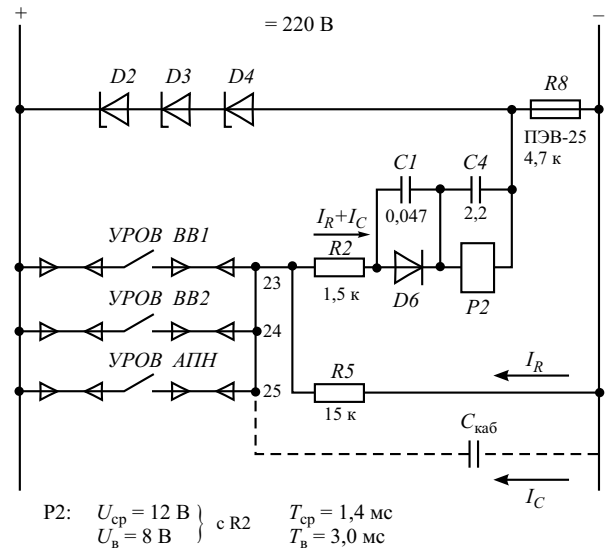


Рис. 2. Принципиальная схема включения реле Р2 модуля МК-203:

D2, D3, D4 – диоды типа КС-482А

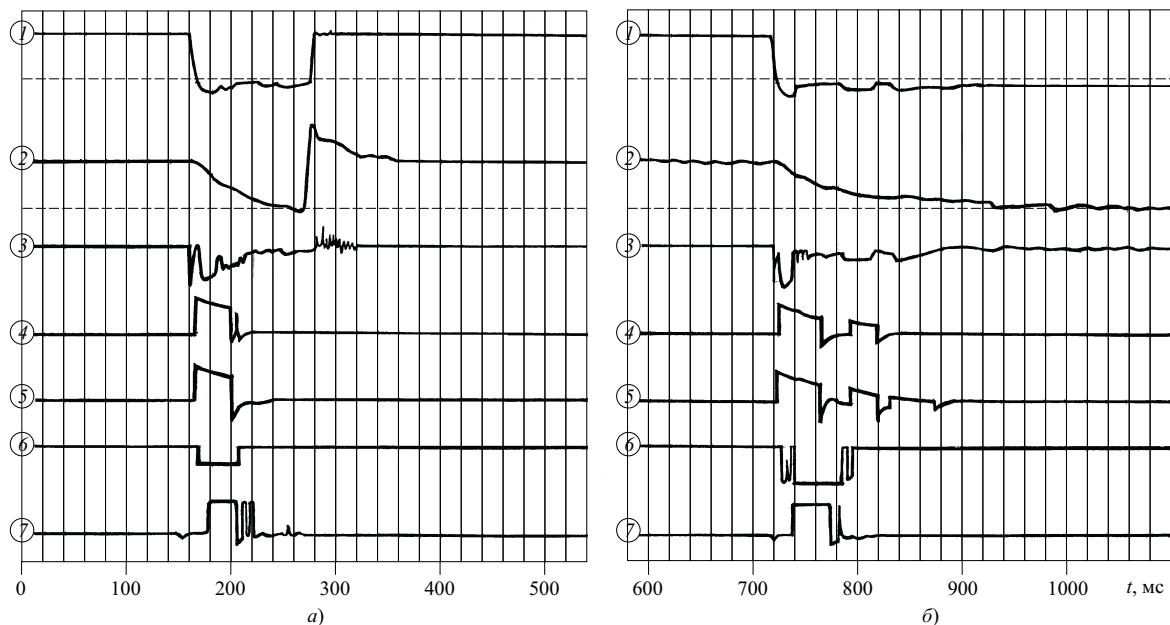
ность работы реле Р2 в таком режиме подтверждается и путем несложного расчета. Параметры срабатывания и возврата реле приведены на рис. 2.

2. Время замкнутого состояния контактов реле Р2 может колебаться в достаточно широких пределах и, естественно, определяется уровнем и длительностью существования напряжения обратной полярности в питающей сети оперативного тока и величиной напряжения срабатывания и возврата этого реле. Во время проведения опытов диапазон изменения этого времени был зафиксирован в пределах 18 – 50 мс.

3. Уровень и длительность существования напряжения обратной полярности в сети оперативного тока определяются значением индуктивной нагрузки (количеством коммутируемых контактов схем управления выключателей и др.) и значением остальной нагрузки. Осциллографирование остаточного напряжения в схемах УРЗА 500 и 750 кВ позволило определить, что диапазон изменения этого напряжения колеблется в пределах 20 – 90 В.

4. Кроме того, уровень напряжения обратной полярности, вызывающий срабатывание реле Р2 в этом режиме, может оказаться ниже 60 – 70 В (п. 1) из-за наличия емкости кабельных связей между цепями пуска Р2 и минусом оперативного тока защиты ( $C_{каб}$  на рис. 2). Указанная емкость будет выполнять функцию ускоряющего конденсатора в этой схеме. Ограничений на величину  $C_{каб}$  для входных реле в технических данных панели не приводится и в принципе к клеммам пуска защиты от УРОВ может быть подключен кабель длиной до нескольких километров в существующих схемах.

Во время проведения этой работы была выявлена и возможность отказа схемы запоминания



**Рис. 3. Осциллограммы, иллюстрирующие срабатывание выходных реле панелей типа ПДЭ-2006, - 2005 и отключение выключателей:**

*а* – кратковременное отключение питания групповой нагрузки; *б* – обесточение групповой нагрузки; 1 – напряжение = 220 В на входе панели; 2 – напряжение = 24 В БП-180; 3 – напряжение входа МК-203 (пуск от УРОВ); 4 – напряжение на обмотках реле Р1 – Р9 МУ-206; 5 – напряжение на обмотках реле Р8 – Р18 МУ-113; 6 – напряжение на контактах реле Р1 – Р9; 7 – напряжение на обмотках выходных реле отключения ВВ 500 кВ (работа по цепи действия УРОВ “на себя”), запитанных от другой АБ

сигнализации о срабатывании защиты в таких режимах из-за снижения напряжения =24 В в целях сигнализации защиты, это затрудняет выявление причины отключения оборудования и дезориентирует персонал, что и произошло в нашем случае.

Рассмотрим возможные схемные варианты отключения выключателей в режиме обесточения их схем управления и последующего кратковременного срабатывания защиты ПДЭ-2006.

В распределительных устройствах с выключателями, оснащенными двумя соленоидами отключения, отключение выключателей в режиме коммутации оперативного тока может происходить по двум путям.

1. Если защита ПДЭ-2006 и первый соленоид отключения *УАТ1* (рис. 1) выключателя запитаны от одной и той же аккумуляторной батареи, то отключение выключателя происходит через панель УРОВ (ПДЭ-2005) действием “на себя” и второй соленоид отключения выключателя *УАТ2*, запитанных от другой аккумуляторной батареи.

2. Если же защита (ПДЭ-2006) и первый соленоид отключения *УАТ1* выключателя запитаны от разных аккумуляторных батарей, то отключение может произойти через выходные реле защиты действием на этот соленоид отключения. Естественно, что при такой схеме питания переполюсовка отключаемого участка сети =220 В производится схемой другого выключателя или схемой управления соленоида отключения *УАТ2*, имеющей в своем составе также контактор типа МК1-10. Сиг-

налы отключения выключателей могут формироваться одновременно и по обоим перечисленным путям, если схемы УРОВ и управления соответствующих выключателей не теряют питание при коммутациях оперативного тока, а переполюсовка отключаемого участка сети =220 В производится схемами управления других выключателей или соответствующих нагрузок. Такой режим характерен и вероятен для защит ПДЭ-2006, выполняющих функции защит шин. В распределительных устройствах с выключателями, оснащенными одним соленоидом отключения, воздействие на выключатель может формироваться по одному из перечисленных путей.

Анализ совместной работы УРЗА на панелях типа ПДЭ-2000 в режимах коммутации постоянного оперативного тока и других эксплуатационных режимах позволил выявить и другие недостатки.

1. Наличие упреждающего пуска УРОВ (ПДЭ-2005) от защит типа ПДЭ-2006 контактами реле Р1 – Р2 (модуль МУ-206) и наличие времени возврата реле действия “на себя” в схеме ПДЭ-2005 в пределах 15 мс делает возможным отключение выключателя по цепям действия УРОВ “на себя” без срабатывания выходных реле защиты типа ПДЭ-2006 на время, достаточное для отключения выключателя (рис. 3, 4). Следует особо подчеркнуть, что возможна ложная работа защиты ПДЭ-2006 и при обесточении групповой нагрузки (см. рис. 3, б).

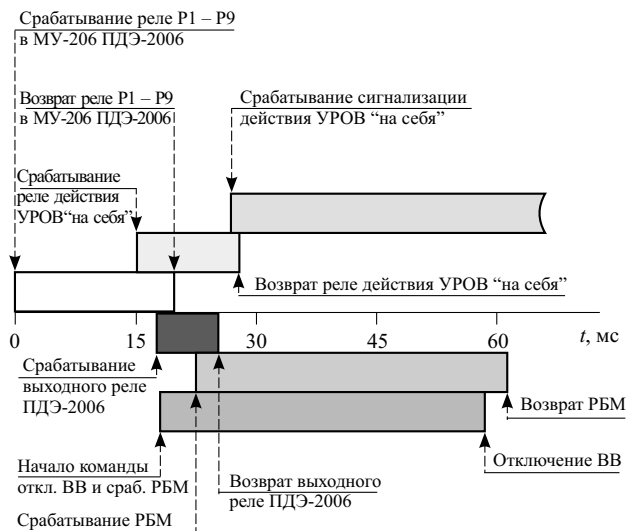


Рис. 4. Временная диаграмма взаимодействия ПДЭ-2006, ПДЭ-2005 (УРОВ) и схемы управления ВВ

2. Возможность несрабатывания сигнализации, фиксирующей работу ПДЭ-2005 по цепи действия “на себя”, что также дезориентирует персонал.

3. Возможность срабатывания пусковых органов (ПО) защиты типа ПДЭ-2006 при подаче питания из-за недостаточной отстройки от ложной работы выходного реле ПО в этом режиме, так как постоянные времени цепей R20 – С6 и R40 – С14 в модуле МР-201 составляют соответственно 50 и 72 мс без учета шунтирования R40 обратным сопротивлением диода D24. При допустимых разбросах значений сопротивления резисторов и емкости конденсаторов эти постоянные времени могут соответствовать выражению

$$\tau(R40 \parallel R_{\text{обрат}} D24) - C14 \leq \tau(R20 - C6),$$

что и вызовет срабатывание ПО соответствующей фазы защиты. На возможность ложной работы ПО влияет и уровень напряжения переключения элементов Э1 и Э2 в модуле МР-201.

4. Низкая помехоустойчивость каналов реле контроля (РК) защиты типа ПДЭ-2006. Выявлено, что при срабатывании приемных реле в модуле МК-203 возникает помеха, приводящая к срабатыванию РК той фазы, на которую подключен микроамперметр контроля тока небаланса защиты.

5. На панелях защит типа ПДЭ-2006 при отсутствии цепей переменного напряжения (в ремонтных режимах первичных схем: вывод в ремонт ТН системы шин для защиты, используемой в качестве защиты шин; ремонт автотрансформатора и замыкание “поля” выключателями на стороне высокого и среднего напряжения, см. рис. 5) срабатывает сигнализация неисправности. В связи с тем, что отключение этой сигнализации может произвести только персонал РЗА, указанная сигнализация может дезориентировать оперативный персонал относительно исправности самой защиты.

6. Возможен автоматический вывод защиты типа ПДЭ-2006 из работы в режимах отсутствия цепей напряжения (см. п. 5) при включении выключателя и удерживании ключа управления в положении “включить” в течение времени

$$T_{\text{вкл}} \geq T_{1\text{в}} - T_{1\text{вп}},$$

где  $T_{1\text{в}}$ ,  $T_{1\text{вп}}$  – элементы выдержки времени защиты.

Такой вывод защиты недопустим особенно при наличии только одного комплекта быстродействующей защиты шин (ошиновки).

Проделанная работа позволяет предложить следующие основные мероприятия по устранению выявленных недостатков функционирования УРЗА.

1. Устранить возможность появления на отдельных участках сети оперативного тока =220 В питания защит на микроэлектронике напряжения обратной полярности при коммутации индуктивной нагрузки путем шунтирования обмоток контакторов схем управления выключателей, перепускных клапанов и т.д. соответствующими шунтирующими R-D цепями. Для контакторов типа МК1-10 экспериментально проверена эффективность такой цепи с  $R = 100$  Ом. Кстати, типовая работа АТЭП 1984 г. [1] не предусматривает такого шунтирования, что свидетельствует о необходимости пересмотра ее и других типовых работ для проверки надежности функционирования УРЗА на микроэлектронике ранее принятым решениям.

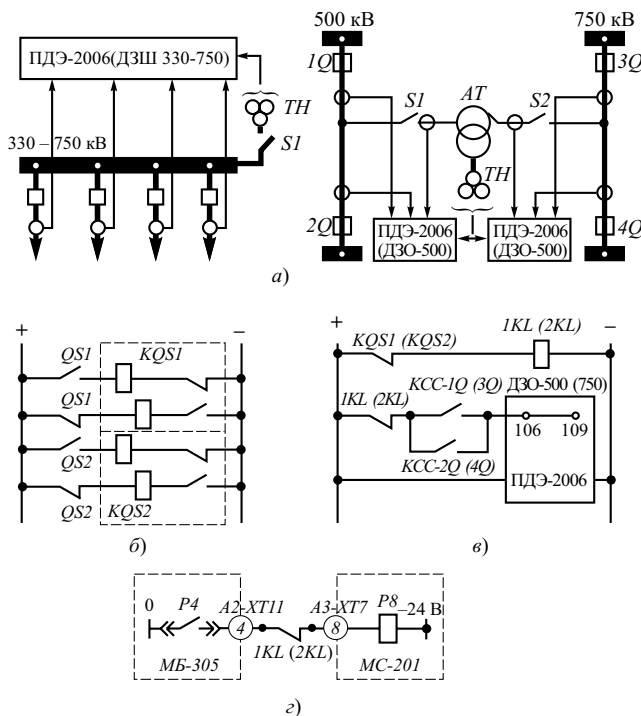
2. С целью повышения надежности работы УРЗА в режимах коммутации оперативного тока установить защитные диодные цепи (рис. 6) на входе панелей защит на микроэлектронике (ПДЭ-2000, Ш2100, 2700 и т.д.). На основании изложенного в п. 1 и 2 требуется корректировка информационного письма ГТУ Минэнерго “О защите цепей постоянного тока электростанций от перенапряжений” от 10/VI 1989 г.

3. Изменить схему организации цепей пуска УРОВ от защиты типа ПДЭ-2006: пуск УРОВ осуществлять от контактов выходных реле защиты KL1 – KL6, а не от контактов выходных реле P1 – P9 в модуле МУ-206, т.е. исключить упреждающее действие защиты на пуск УРОВ.

4. Не подключать дополнительную нагрузку (указательные, промежуточные реле) на вход схем входных реле модуля МК-203 защиты ПДЭ-2006 и аналогичных в защитах других типов с целью предотвращения изменения чувствительности указанных реле в режиме обратной полярности питающего напряжения.

5. Разработать мероприятия по уменьшению времени срабатывания сигнализации действия УРОВ “на себя” при импульсных пусковых сигналах с целью обеспечения надежной фиксации работы схемы УРОВ. Например, путем установки





**Рис. 5.** Схемы цепей автоматики изменения режима работы защиты типа ПДЭ-2006 без цепей напряжения:

*а* – схемы подключения защиты; *б* – реле-повторители разъединителей; *в* – вывод чувствительного комплекта защиты; *г* – вывод сигнализации неисправности защиты

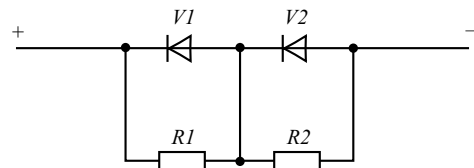
ускоряющих конденсаторов в схемах сигнализации.

6. Модернизировать модули приемных реле защит типа ПДЭ-2000.

6.1. Увеличить время срабатывания приемных реле с 1 – 3 мс до 5 – 10 мс в тех цепях, которые работают без подтверждающих сигналов, т.е. по схеме “ИЛИ”. Необходимость быстрого действия в 1 – 3 мс на сегодня не требуется, тем более, что бесконтактные тиристорные выходы защит повсеместно в эксплуатации не используются. В то же время это мероприятие повысит помехоустойчивость защит.

6.2. Увеличить мощность резисторов R5, R6, R7 (МЛТ 2,15 кОм) в модуле МК-203 защиты типа ПДЭ-2006 с тем, чтобы они не могли повредиться при длительной пусковой команде (опробование защиты, работа газовых защит и т.п.). Возможно усовершенствование схемы модуля МК-203 аналогично модулю входных цепей МВ-702 панели типа ПДЭ-2003.

7. Необходимо провести анализ работы защит на предмет исключения импульсной работы выходных реле на время меньшее, чем время срабатывания реле КВБ (РБМ) схем управления выключателей, которые “запоминают” отключающий сигнал, чтобы исключить повреждение контактов этих реле и, тем самым, необнаруживаемый выход защиты из строя.



**Рис. 6.** Защитная диодная цепь:

*V1, V2* – диоды с  $I_n = 5 \div 10$  А,  $U_{обр} \geq 500$  В; *R1, R2* – МЛТ-1(2) 200 – 300 кОм

8. Скорректировать противоаварийный циркуляр № Ц-04-83(э) от 18/Ш 1989 г. “О предотвращении ложных срабатываний защит ДЗШТ-750, ДЗШТ-751” в части предотвращения срабатывания ПО защиты типа ПДЭ-2006 при подаче питания на защиту.

9. Мероприятия по блоку питания типа БП-180.

9.1. Отказаться от АВР по питанию и отключить автомат В2 и цепи сигнализации готовности АВР (аналогично блоку типа БП-180М).

9.2. Ввести задержку на подачу =24 В на выходные реле защиты после подачи питания на панель защиты.

9.3. Исключить стабилизатор =6 В и цепи сыва инвертирования от этого узла для защит, в которых он не используется.

10. Для устранения недостатков функционирования защиты типа ПДЭ-2006 без цепей напряжения предлагается.

10.1. Исключить ввод чувствительного комплекта защиты шин (ошиновки) при операциях с выключателями в указанных режимах в соответствии с рис. 5, в.

10.2. Выполнить автоматический вывод из работы сигнализации неисправности цепей напряжения в режимах работы панели типа ПДЭ-2006 без цепей напряжения по схеме рис. 5, г.

11. На наш взгляд, целесообразно перевести на сигнал устройства контроля исправности цепей тока защит шин всех типов в сети 330 – 750 кВ с целью исключения автоматического вывода защит при неисправности цепей тока в связи с имевшими место случаями тяжелых последствий таких действий [2]. Случай автоматического одновременного вывода из работы двух комплектов защит шин (ПДЭ-2006 и ПЗ-70) имел место и на Смоленской АЭС из-за шунтирования металлорукавом на защитном разряднике промежуточного каскада одной из фаз трансформатора тока 750 кВ. Причем, указанная неисправность трансформатора тока не всегда может выявляться в полной первичной схеме (два выключателя на присоединение) в режиме токовой нагрузки присоединения, меньшей тока срабатывания устройств контроля исправности цепей тока.

Учитывая наличие большого количества УРЗА серии ПДЭ-2000 в энергосистемах, проделанная работа представляет определенный интерес, о чем

свидетельствуют многочисленные запросы о высылке материалов по этой работе после опубликования сообщения в “Сборнике № 19 аннотаций информационных писем по вопросам РЗА” ЦДУ ЕЭС РФ.

### Выводы

1. Разработанные и опробованные в процессе эксплуатации мероприятия позволяют повысить надежность функционирования УРЗА серии ПДЭ-2000.

2. Назрела необходимость поручить фирме ОРГРЭС выпуск основательного обобщающего

материала (информационного письма или циркуляра) по опыту эксплуатации в энергосистемах УРЗА на микроэлектронике, а также по их доработкам в проектных организациях и на заводе-изготовителе.

### Список литературы

1. *Принципиальные* схемы управления и сигнализации воздушных выключателей. 192201.0000004.000 ЭА02. М.: АТЭП, 1984.
2. *Информационное* письмо службы РЗА ЦДУ ЕЭС СССР № 71 от 19 / X 1989 г. “О случае отказа в действии дифференциальной защиты шин”.

## Измерительный прибор малой активной мощности синхронных генераторов

Батанов В. А., инж.

Екатеринбург

Прибор (а.с. 108880) имеет шкалу для визуального наблюдения знака и значения активной мощности в пределах  $\pm 3\%$  номинальной мощности генератора и возможность регистрации в архив компьютера. Прибор автоматически вводится в работу при закрытии стопорных клапанов турбины при плановых отключениях генератора от сети (см. рисунок).

Плановые отключения генераторов от сети производятся автоматическими устройствами различных типов и имеют уставки менее  $0,5\%$  номинальной мощности генератора. Фактическая активная мощность, потребляемая генератором из сети в режиме синхронного электродвигателя, не

измеряется, что затрудняет действия оператора при отказе средств автоматики. Наличие данного прибора позволяет:

выполнить пункт 5.1.44 ПТЭ в полном соответствии с требованиями;

релейный персонал получает точное значение активной обратной мощности для расчета уставок устройств автоматики;

прибор является основой автоматической системы диагностики плотности стопорных клапанов паровых турбин любой мощности.

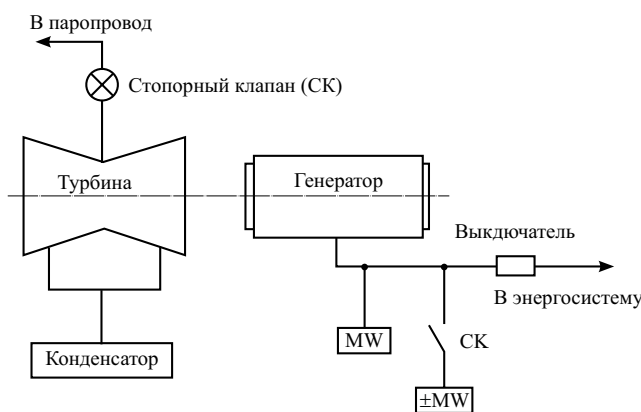
Методика проверки и критерии плотности стопорных клапанов паровых турбин подробно изложены в действующих директивных документах [1, 2]. Критерием плотности данных методик служит частота вращения ротора турбины (обороты).

Существующий критерий требует определенного времени, трудозатрат, а на энергоблоках котел – турбина – значительных потерь топлива и электроэнергии.

Однако критерием плотности может служить и фактор наличия активной мощности генератора в режиме электродвигателя при закрытии стопорного клапана турбины. Наличие обратной мощности, равной  $1 - 2\%$  номинальной, свидетельствует о достаточной плотности клапанов турбины.

Время измерений прибором составит 3 с, класс прибора 1.

Прибор успешно эксплуатируется 2 года на пяти турбинах типа Т-110/120-130 ПО ТМЗ (один прибор на все турбины).



### Схема энергоустановки:

*MW* – штатный прибор измерения активной мощности генератора;  $\pm MW$  – измерительный прибор малой активной мощности генератора

Активная мощность генераторов в режиме электродвигателя составляет 1200 – 2000 кВт.

Создан и переносной вариант для специальных испытаний турбин любой мощности.

### Выводы

1. Ежегодная проверка в межремонтный период плотности стопорных клапанов паровых турбин может производиться по новому критерию.

2. Для этого необходимо внести дополнения в действующие директивные документы [1, 2].

### Список литературы

1. *Правила* технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. М.: ОРГРЭС, 1996.
2. РД 34.30.310. Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин МУ 34-70-062-83. М.: Союзтехэнерго, 1984.



# ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ТРЕТЬЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ  
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

## ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ '2001

состоится 12 – 15 марта 2001 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

В рамках выставки пройдет научно-техническая конференция по актуальным проблемам энергосбережения в России

### Выставка проводится при поддержке:

- Министерства энергетики РФ
- ОАО «Газпром»
- РАО «ЕЭС России»
- Федеральной энергетической комиссии
- Ассоциации энергоменеджеров России
- Московского Дома Света
- ЗАО «Экспоцентр»



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

## **ОТКЛИКИ И ПИСЬМА**

### **Об образовании тарифа на услуги по передаче электроэнергии**

Козлов В. А., канд. техн. наук

Кабельная сеть Ленэнерго

Есть основание полагать, что рассмотрение проблемы “формирования единого (общего) конкурентного рынка” электроэнергии<sup>1</sup> нельзя ограничивать только методикой образования “тарифа на услуги по передаче электроэнергии”. В порядке постановки проблемы в целом отметим дополнительные исходные положения, которые следует учитывать при ее решении.

Следует различать электрические сети по функциональному назначению: системообразующие сети и распределительные сети.

Системообразующие сети связывают генерирующие источники в пределах энергосистемы и энергосистемы между собой. Режимы работы сетей регулируются в зависимости от объема и направления потока мощности и электроэнергии. Сети по существу относятся к стадии производства электроэнергии.

Основную массу электрических сетей составляют распределительные сети, которые являются совокупностью систем внешнего электроснабжения потребителей. Сети связывают потребителей непосредственно с энергосистемами. Режим их работы характеризуется потоком электроэнергии только в направлении от энергосистемы к потребителям. Важно подчеркнуть, что этот режим находится вне управления владельца сетей и диктуется текущим электропотреблением потребителей.

На уровне распределительных сетей действуют конечные тарифы и формируется потребительский рынок, что составляет основное содержание статьи В. И. Денисова и др.<sup>1</sup>. При этом разделение конечного тарифа на два с образованием тарифа “на услуги по передаче” электроэнергии, как представляется, имеет целью создание условий для самостоятельной производственно-хозяйственной деятельности сетевых предприятий, а также условий для выбора потребителями конкретного поставщика электроэнергии, т. е. создание условий конкуренции на потребительском рынке.

Тариф “на услуги по передаче” электроэнергии исходит из возможности разделения единого тех-

нологического процесса производство – передача – реализация электроэнергии на части. При этом не учитывается одно из основных свойств электрической энергии как товара – невозможность ее складирования. Последнее предопределяет неразрывность процесса электроснабжения, который в физическом смысле является состоянием материи. В этом смысле не существуют отдельные технологические процессы “производство электроэнергии”, “передача электроэнергии” и “реализация электроэнергии”.

Разграничение рассматриваемого процесса встречает сомнения и с практической точки зрения, касаясь организации производственно-хозяйственной деятельности сетевых предприятий. При этом имеется в виду отмеченное положение, что режимы передачи электроэнергии, в зависимости от которых формируются основные технико-экономические показатели работы сетевых предприятий, находятся вне управления предприятия, а диктуются текущими запросами потребителей. В таких условиях определение ожидаемой эффективности сетевых предприятий возможно только на уровне оценочных расчетов, с неопределенным исходом производственной деятельности предприятий. Добавим к этому известные трудности формирования конечных тарифов, которые предопределяют их расчет на основе совокупных показателей сетей и обобщенных характеристиках потребителей с использованием, так называемых, “нормативных” затрат и объемов эксплуатационного обслуживания сетей, а также “нормативов” нагрузочных потерь в сетях, которые имеют весьма приближенные значения.

Между тем, фактическая стоимость передачи электроэнергии определяется показателями каждой данной ВЛ и каждого данного потребителя, связанного с этой ВЛ.

Имеется предложение – расчет затрат на передачу производить на основе отчетных значений переданной электроэнергии через рассматриваемую сеть и фактических затрат на ее содержание за рассматриваемый период. Такой подход характеризует прошедшую деятельность сетевого предприятия, в то время как тариф связывается с предполагаемой деятельностью последнего.

<sup>1</sup> Денисов В. И., Эдельман В. И., Ферапонтова Ю. Б. Формирование дифференцированных по диапазонам напряжения тарифов на услуги по передаче и распределению электрической энергии. – Электрические станции, 1999, № 11.

Для получения достоверного тарифа возникает необходимость прогноза развития сетей и динамики потребления электроэнергии в условиях непрерывного развития, что характерно для распределительных сетей. Добавим, что рассматриваемый подход требует соответствующей системы учета электроэнергии.

Кроме отмеченного, представляет интерес опыт самостоятельной деятельности существующих сетевых предприятий на основе действующих тарифов.

В настоящее время имеются два вида сетевых предприятий: предприятия, являющиеся подразделениями энергосистем, и предприятия – перепродавцы электроэнергии. В первом случае реализация электроэнергии производится по действующим конечным тарифам и возникающие при этом неувязки в деятельности предприятий разрешаются на уровне энергосистем.

Предприятия – перепродавцы электроэнергии покупают электроэнергию у энергосистем по оптовому тарифу и реализуют ее потребителям по конечному тарифу. Производственно-хозяйственная деятельность таких предприятий определяется разницей между указанными тарифами. Опыт работы перепродавцов показывает, что их рентабельность, как правило, выше рентабельности энергосистем, у которых перепродавцы покупают электроэнергию. Это обстоятельство объясняется не лучшей организацией их работы по сравнению с сетевыми предприятиями энергосистем, а только несовершенством действующих тарифов.

Значительная часть распределительных сетей в границах РФ в свое время находилась в ведении местных властей. В настоящее время соответствующие сетевые предприятия преобразовали свою собственность, однако по-прежнему остались в сфере интересов местных властей, которые находят пути для перераспределения прибыли предприятий в пользу коммунальных нужд поселений. В результате имеет место неприемлемое отчуждение средств, выработанных производителями электроэнергии.

Учитывая многочисленных перепродавцов, можно полагать, что не случайно в п.4.1.2 “Программы действий по повышению эффективности работы и дальнейшим преобразованиям в электроэнергетике РФ” поставлена задача преобразования перепродавцов, включая изменение их форм собственности путем поглощения перепродавцов или их выкупа энергосистемами.

Если вернуться к рассмотрению статьи В. И. Денисова и др., в основе расчета тарифов, как отмечено, допускается возможность разделения процесса электроснабжения на обособленные части и создания самокупаемых сетевых предприятий. При этом используется предпосылка, что прибыль, относимая на услуги по передаче и распределению электроэнергии, определяется исходя

из принципа равнорентабельности основных видов деятельности АО-энерго (производство, передача и распределение электроэнергии).

Безусловно, прибыль является основной характеристикой любого самокупаемого предприятия. Однако в данном случае применительно к сетевым предприятиям предпосылка “прибыльности” не соответствует физической неразделимости процесса производство – передача – реализация электроэнергии. В этом процессе устройства передачи электроэнергии выполняют функцию инфраструктуры. Как известно, производства, связанные с функционированием инфраструктуры, являются бесприбыльными.

С указанной точки зрения “самокупаемые” сетевые предприятия могут рассматриваться как посредники, специализирующиеся на так называемом “транспорте” электроэнергии. Материал статьи В. И. Денисова, В. И. Эдельмана, Ю. Б. Феропонтовой<sup>1</sup> выступает в качестве основания для легализации таких посредников. Между тем, наличие посредников всегда связано с дополнительными расходами по обеспечению их деятельности, что оборачивается для налогоплательщиков увеличением стоимости товаров, в данном случае увеличением конечного тарифа электроэнергии.

Целесообразность рассматриваемых посредников не укладывается в практические рамки формирования электрических сетей. При этом имеется в виду, что электрические сети в целом концентрируются в пределах ограниченных регионов, имеет место наложение сетей высокого напряжения на сети более низких напряжений, взаимные связи сетей одного напряжения, жесткая последовательность развития всей совокупности сетей, неизбежность централизации диспетчерского управления сетями.

Разграничение сетей, отделение их от энергосистем, наблюдаемое в настоящее время, ведет только к одному – возрастанию конечных тарифов.

Указанное не исключает необходимости дифференцирования конечных тарифов по напряжению сетей, так как системы внешнего электроснабжения потребителей могут находиться на разных уровнях передачи электроэнергии. При наличии таких тарифов точка присоединения потребителя к сетям энергосистемы будет являться одновременно точкой разграничения балансовой принадлежности сетей, границей эксплуатационной ответственности потребителей и энергосистемы, точкой установки расчетных приборов учета. Введение дифференцированных тарифов потребует существенных изменений действующей практики размещения приборов учета. Последнее может отразиться на способе формирования распределительных сетей, конструктивном выполнении их отдельных элементов.

## Выводы

1. Основным направлением оптимизации электроснабжения потребителей следует признать реализацию п.4.1.2 “Программы действий”, т.е. ликвидацию перепродавцов электроэнергии с соответствующим преобразованием их собственности.

2. Разработку дифференцированных тарифов по напряжению сетей производить в соответствии с действующими “Методическими указаниями о

порядке расчетов тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке”.

3. В связи с введением дифференцированных тарифов уточнить действующие требования к расстановке приборов учета.

4. На период, необходимый для выполнения п. 1, оптовый тариф на отпуск электроэнергии для перепродавцов определять в принятом порядке по согласованию с РЭК.

## По поводу статьи Козлова В. А. “Об образовании тарифа на услуги по передаче электроэнергии”

Денисов В. И., доктор эконом.наук

### ЭНИН

Попытка В. А. Козлова доказать неправомерность разработки и применения тарифов на услуги по передаче и распределению электрической энергии вступает в противоречие с требованиями построения конкурентного рынка в электроэнергетике. Общеизвестно, что рынок в электроэнергетике базируется на конкуренции поставщиков мощности и энергии, а передача и распределение энергии носят монополичный характер, поскольку конкуренция в этой сфере экономически неоправдана.

В 1998 г. вышло постановление Правительства РФ о разделении учета затрат в электроэнергетике по видам деятельности: производство электрической энергии (мощности); производство тепловой энергии; услуги по передаче электрической энергии (мощности); услуги по передаче тепловой энергии. Разделение учета затрат и расчетов за производство и передачу электроэнергии (мощности) уже осуществляется на Федеральном (общероссийском) оптовом рынке электрической энергии и мощности (ФОРЭМ). Дефицитные АО-энерго и выведенные на ФОРЭМ потребители рассчитываются за покупаемую ими мощность и энергию и вносят отдельную абонентную плату, учитывающую затраты на содержание и развитие ЕЭС России, и в том числе на обслуживание сетей Единой энергосистемы, по которым и передается энергия от поставщиков на ФОРЭМ к потребителям ФОРЭМ.

Необходимость разделения учета затрат на генерацию и передачу энергии существует и в АО-энерго, поскольку по мере развития рыночных отношений все большее число электростанций будет выводиться на оптовый рынок. В порядке эксперимента поставщиками на оптовый рынок уже стали ТЭЦ ОАО Ярэнерго, для которых тарифы на электроэнергию рассчитываются на шинах, а на тепло-

энергию – на коллекторах ТЭЦ. Тарифы на услуги по передаче электроэнергии необходимы и для объективной оценки затрат за транзит по сетям АО-энерго.

В. А. Козлов считает вполне достаточными рекомендации по дифференциации тарифов по уровням напряжения, изложенные в действующих “Методических указаниях о порядке расчета тарифов на электрическую и тепловую энергию на потребительском рынке”. При этом он упускает из вида два важных обстоятельства.

Во-первых, в названных “Методических указаниях” всего-навсего объединены затраты (также прибыль) на производство электроэнергии и на ее передачу по сетям соответствующего диапазона напряжения. Принципиально ничего не изменится, если отдельно рассчитать, а затем просуммировать затраты на производство энергии и на ее передачу. Удельные затраты на производство можно при этом суммировать с удельными затратами на передачу, дифференцированными по уровням напряжения: высокого 110(60) кВ и выше, среднего 6 – 35 кВ и низкого 0,4 кВ. На этом основании в 1998 г. разработана и утверждена ФЭК России “Временная методика расчета абонентной платы за услуги по передаче электрической энергии (оказанию комплексных услуг электросетевой организации)”.

Во-вторых, в критикуемой В. А. Козловым статье предложен метод дифференциации тарифов на передачу, в котором эти тарифы рассчитываются на 1 кВт·ч полезного отпуска потребителям для каждого уровня напряжения. С практической точки зрения, этот метод характеризуется прежде всего тем, что опирается на плановые и отчетные показатели электропотребления. Этим данный метод

существенным образом отличается от утвержденного, согласно которому расчет выполняется на 1 МВт максимальной потребляемой мощности, т.е. на показатель, не планируемый и не учитываемый для большинства потребителей.

В. А. Козлов совершенно справедливо замечает, что проблема формирования единого конкурентного рынка в электроэнергетике не должна ограничиваться только методикой формирования тарифов на услуги по передаче электроэнергии. Но отсюда не следует, что такую методику нельзя разрабатывать как составную часть общего механизма формирования рыночных отношений. Этому не мешает, в частности, неразрывность процессов генерирования, передачи и распределения электро-

энергии, так как процессы протекают в разных звеньях общей системы.

Раздельный учет затрат необязательно связывать с разделением АО-энерго на генерирующую и сетевую компании. Так, вывод электростанций АО-энерго на ФОРЭМ может осуществляться простой продажей мощности и энергии на оптовый рынок без изменения формы собственности.

Большое внимание в статье В. А. Козлова уделено вопросам ликвидации потребителей-перепродавцов. Однако это уже тема, выходящая за рамки методики формирования тарифов за услуги по передаче электроэнергии, дифференцированных по диапазонам напряжения.

## По поводу статьи Неклепаева Б. Н., Трубицына В. И. “О допустимом числе присоединений в распределительных устройствах со сборными шинами”<sup>1</sup>

Барсуков А. И., Седунов В. Н., инженеры, Шевченко А. Т., доктор техн. наук, Шунтов А. В., канд. техн. наук

Межсистемные электрические сети Центра – ИВЦ Мосэнерго

Анализируемая в настоящем отклике статья Б. Н. Неклепаева и В. И. Трубицына [1] – первая встреченная авторами публикация, где приведены характеристики и критерии выбора допустимого числа присоединений на секцию или систему сборных шин в радиальных схемах. Вопрос важен для проектных и эксплуатационных организаций. Данные схемы наиболее часто применяют в стране для распределительных устройств (РУ) 110 – 220 кВ электростанций и крупных системных подстанций. Они являются опорными коммутационными узлами энергосистем и оказывают заметное влияние на надежность и экономичность электроснабжения потребителей. Поэтому можно приветствовать ее появление. Вместе с тем, название статьи оказалось более широким по сравнению с изложенным в ней материалом. Ее методическая база справедлива для схем с одной секционированной системой сборных шин с обходной по условиям послеаварийного режима на электростанциях. Причем, частота использования этой схемы уступает [2] схеме с двумя системами сборных шин с обходной. В этой связи представляется оправданным рассмотреть особенности выбора допустимого числа присоединений на секции или системе шин в последней из упомянутых схем.

*Модель надежности сборных шин.* При анализе надежности сборных шин во внимание принимаем отказы, вызванные повреждениями их со-

ставных элементов: собственно ошиновки, шинных разъединителей и оборудования ячеек трансформаторов напряжения, подключаемых к шинам. При этом не учитываются погашения шин, вызываемые нарушениями работоспособности других элементов схем, например, вследствие работы устройств резервирования отказов выключателей и др.

Отказы сборных шин идентифицируем следующими событиями: отказы шинных разъединителей; отказы в ячейке трансформатора напряжения; набросы посторонних предметов на ошиновку; ошибочные включения заземляющих ножей шинных разъединителей, находящихся под напряжением; ложное действие релейной защиты и автоматики (РЗА); отказы во вторичных цепях; ошибки проектирования; неустановленные причины. В табл. 1 в соответствии с указанной классификацией отражены отказы сборных шин 220 кВ подстанций ПЭО “Дальние электропередачи” (ныне территориальное обособленное подразделение РАО “ЕЭС России” – Межсистемные электрические сети Центра) за 15-летний период. Подвергнутые анализу РУ имеют схему с двумя системами сборных шин с обходной. Исходная информация бралась из актов по расследованию аварий, поскольку заполненные на их основе карты отказов не позволили четко идентифицировать модель отказов сборных шин.

В табл. 2 приведены статистические значения параметра потока отказов  $\omega$  сборных шин. Отдель-

<sup>1</sup> Электрические станции, 2000, № 3.

но выделен параметр  $\omega$  собственно разъединителей. С учетом данных табл. 1 и 2 сформулируем следующие выводы:

для разъединителей  $\omega = 0,0005 \div 0,0016$  1/год, в [1] 0,01 1/год, т. е. на порядок выше. Доля разъединителей в аварийности сборных шин не основная, в частности, влияние отказов трансформаторов напряжения и разрядников в их ячейках весомее. Поэтому при оценке суммарного параметра потока отказов схемы, но не времени восстановления, нецелесообразно рассматривать разъединители как самостоятельные элементы;

с учетом всех причин отказов сборные шины характеризуются двумя значениями параметра  $\omega$  – отказы, приводящие к погашению одной (0,011 1/год) и одновременно двух (0,004 1/год) систем сборных шин на одно присоединение.

Далее затронем вопросы о допустимом числе присоединений в РУ со сборными шинами.

*Схемы электрических соединений подстанций.* На надежность схем электрических соединений определяющее влияние оказывают два расчетных режима – режим плановых ремонтов и послеаварийные режимы. Экономические последствия из-за ненадежности в этих режимах в зависимости от числа присоединений не должны превышать затрат на снижение этих последствий. При плановых ремонтах, в отличие от послеаварийных, ограничение электроснабжения потребителей практически не допускается вследствие значительного ущерба из-за длительности и детерминированности плановых простоев. Поэтому схема с одной секционированной системой сборных шин с обходной применяется, когда на секцию приходится не более одного нерезервируемого присоединения с тем, чтобы при их ремонте сохранить в работе данное присоединение посредством обходного выключателя. При резервированных присоединениях вывод их в ремонт на непродолжительное (требу-

ется несколько часов на каждое присоединение) время не вызывает экономических последствий и не накладывает ограничений на допустимое число присоединений к секции системы шин. Наличие двух последовательно включенных секционных выключателей практически исключает случаи одновременного погашения двух секций из-за отказов на сборных шинах и предотвращает ограничение потребителей в послеаварийных режимах. Поэтому при попарно резервируемых присоединениях схема с одной секционированной системой сборных шин с обходной не накладывает ограничений на число присоединений к секции.

При нерезервированных присоединениях, что крайне нежелательно по условиям ремонтного режима, безусловно, возникают ограничения на допустимое число присоединений. Так, при принятых в [1] расчетных условиях их оптимальное число оценено на уровне четырех на секцию.

Перейдем к анализу схемы с двумя системами сборных шин с обходной. Обратим внимание, что появление в начале XX века двух систем сборных шин было вызвано лишь в последнюю очередь потребностью их резервирования. На первом месте стояли режимные соображения, а именно, синхронизация и выделение какого-либо источника питания сети из параллельной работы (так называемый, процесс транспозиции источников питания с одной системы шин на другую по режимным соображениям в условиях изолированной в то время работы отдельных частей системы), а также необходимостью резервирования выключателей присоединений (ремонтируемый выключатель шунтировался временной перемычкой и заменялся шиносоединительным выключателем).

Примем, что и в рассматриваемой схеме все присоединения попарно резервированы, что соответствует действительности. Например, ни один из случаев погашения системы шин из табл. 1 не приводил к ограничению электроснабжения потребителей. В таких условиях плановые ремонты, как и в схеме с одной секционированной системой

Т а б л и ц а 1

Отказы сборных шин в схеме с двумя системами шин с обходной

Причина отказа	Погашение сборных шин, %		
	одной	двух	итого
Отказы шинных разъединителей	15,0	10,0	25,0
Отказы в ячейке трансформатора напряжения	30,0	2,5	32,5
Набросы на ошиновку	10,0	5,0	15,0
По вине оперативного персонала	5,0	7,5	12,5
Ложное действие РЗА, отказы во вторичных цепях	10,0	–	10,0
Ошибки проектирования	2,5	–	2,5
Прочие	–	2,5	2,5
Итого	72,5	27,5	100,0

Т а б л и ц а 2

Характеристики надежности элементов сборных шин (без учета отказов выключателей присоединений)

Элемент	$\omega$ , 1/год
Разъединитель:	
220 кВ	0,0016
500 кВ	0,0005
Погашение одной системы шин:	
220 кВ	0,037
220 кВ (на одно присоединение)	0,011
Погашение двух систем шин:	
220 кВ	0,014
220 кВ (на одно присоединение)	0,004



шин с обходной, не накладывают ограничений на допустимое число присоединений.

В послеаварийных режимах погашение подстанции возможно из-за отказов в обе стороны шиносоединительного выключателя и одновременного погашения обеих систем шин из-за описанных в табл. 1 случаев.

Вероятность погашения обеих систем шин из-за отказов шиносоединительного выключателя

$$S_B = a_{см} \omega_B T_{оп} / 8760 = (0,25 \div 0,6)(0,01 \div 0,1) \cdot 0,5 / 8760 = 1,4 \cdot 10^{-7} \div 3,4 \cdot 10^{-6},$$

где  $a_{см}$  – коэффициент, учитывающий долю отказов выключателей, приводящих к отключению смежных элементов, его минимальное значение, встреченное авторами в литературе, 0,25 для масляных выключателей, максимальное 0,6 – для воздушных;  $\omega_B$  – суммарный параметр потока отказов выключателя, принят диапазон  $\omega_B = 0,01 \div 0,1$  1/год, что с лихвой перекрывает возможную зону неопределенности при любой модели отказа выключателя 220 кВ;  $T_{оп}$  – время оперативных переключений, принятое как и в [1].

Вероятность погашения обеих систем шин по причинам, приведенным в табл. 1,

$$S_{сш} = n_{пр} \omega_{сш} T_{оп} / 8760 = 0,004 \cdot 0,5 n_{пр} / 8760,$$

где  $n_{пр}$  – число присоединений к РУ;  $\omega_{сш}$  – параметр потока отказов сборных шин, приводящих к их одновременному погашению из расчета на одно присоединение (табл. 2).

Математическое ожидание недоотпуска электроэнергии потребителям при погашении подстанции

$$M(\Delta W) = P_{max} T_{max} (S_B + S_{сш}) = 650 \cdot 5500 (S_B + S_{сш}),$$

где  $P_{max}$  – максимум нагрузки подстанции (оценено для подстанции 500/220 кВ с двумя автотрансформаторами по 500 МВ·А, исходя из их 70%-ной загрузки в нормальном режиме при коэффициенте мощности на вторичной стороне 0,95);  $T_{max}$  – число часов использования максимальной нагрузки.

Наконец, упущенная выгода – штрафы потребителю, выплачиваемые из прибыли из-за ограни-

чения электроснабжения – при погашении подстанции

$$M(\Delta Y) = M(\Delta W) k_{ш} c_{эн} \approx 10 \cdot (0,5 \cdot 10^{-3}) M(\Delta W),$$

где  $c_{эн}$  – средневзвешенный тариф на электроэнергию, примерно равный 0,5 руб/(кВт·ч);  $k_{ш}$  – коэффициент, учитывающий, что штраф за недоотпуск каждого 1 кВт·ч должен быть заметно, в данном случае в 10 раз, выше тарифа, что согласуется с общемировой практикой.

Дополнительные затраты  $\Delta Z$  на секционирование двух систем сборных шин, установку дополнительных шиносоединительного и обходного выключателей, т. е. дополнительно четырех ячеек, взяты из [1].

В табл. 3 приведены значения  $S_B$ ,  $S_{сш}$ ,  $M(\Delta W)$ ,  $M(\Delta Y)$  и  $\Delta Z$ , определяющие финансово-экономическую эффективность секционирования схемы с двумя системами сборных шин с обходной в зависимости от числа присоединений. Из табл. 3 следует, что при значительном увеличении их числа затраты на секционирование на порядок выше экономических последствий, т. е. исходя из условий и послеаварийного режима, число присоединений в схеме не лимитировано.

В действительности упущенная выгода окажется примерно в 2 раза ниже. Ячейки выключателей попарно резервируемых линий в схеме с двумя системами шин, как правило, располагаются рядом друг с другом, чтобы избежать пересечения линий. Поэтому секционирование шин обеспечит лишь сохранение половины попарно резервируемых линий при рассмотренных ранее отказах. Тем не менее, данные табл. 3 позволяют обратить внимание на следующие особенности. Независимо от принятой модели отказа выключателя секционирование сборных шин в схеме с двумя системами шин с обходной неэффективно. При принятии решений имеется примерно десятикратный запас по любому влияющему фактору. В частности, при 16 присоединениях целесообразность секционирования сборных шин обнаруживается при штрафных санкциях в размере 100-кратного тарифа на электроэнергию, что при существующем регламенте

Т а б л и ц а 3

Финансово-экономическая эффективность секционирования схемы с двумя системами сборных шин с обходной

Показатель	Число присоединений		
	10	16	20
Вероятность $S_B + S_{сш}$ полного погашения подстанции, отн.ед.	$2,4 \cdot 10^{-6} \div 5,7 \cdot 10^{-6}$	$3,8 \cdot 10^{-6} \div 7,1 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-6} \div 8,0 \cdot 10^{-6}$
Недоотпуск электроэнергии $M(\Delta W)$ , МВт·ч	8,6 ÷ 20,4	13,6 ÷ 25,4	16,8 ÷ 28,7
Упущенная выгода $M(\Delta Y)$ , тыс. руб.	43 ÷ 102	68 ÷ 127	84 ÷ 144
Затраты на секционирование $\Delta Z$ , тыс. руб.	1088	1088	1088

взаимоотношений поставщиков и потребителей вряд ли достижимо.

Полученные соотношения вполне объяснимы и с другой стороны. Не составит труда решить тривиальную задачу – определить вероятность погашения подстанции из-за отказов одного трансформатора во время плановых ремонтов другого. Так, для типовой двухтрансформаторной подстанции 220 кВ, не вызывающий сомнений в ее надежности, соответствующая вероятность составляет  $(4,0 \div 5,0) \cdot 10^{-6}$ , т. е. одного порядка с данными табл. 3.

*Схемы электрических соединений электростанций.* Аналогичный подход можно применить к схемам электростанций. При этом следует учесть относительно высокое (на порядок и более по сравнению с подстанциями) время восстановления технологического процесса. Поэтому можно согласиться с рекомендациями норм технологического проектирования тепловых и атомных электростанций о числе присоединений (более 16), при котором секционируются сборные шины в схеме с двумя системами шин с обходной. Вместе с тем, анализ развития аварий на электростанциях свидетельствует о еще более существенном влиянии фактора надежности.

В энергосистемах страны имеется значительное число электростанций, сооружаемых для электро- и теплоснабжения. Это станции с поперечными связями сравнительно небольшой (200 – 800 МВт) мощности, имеющие одно РУ 110 – 220 кВ и одно-два генераторных РУ 6 – 10 кВ. При аварии в сети повышенного напряжения (отказы выключателей и шинных разъединителей, работа делительной автоматики по частоте, автоматики предотвращения асинхронного хода и пр.) требуется выделение станции на изолированную работу, т. е. на сбалансированную местную нагрузку 6 – 10 кВ и нагрузку собственных нужд. При отделении станции от энергосистемы из-за несовершенства средств технологической автоматики и защит основным ограничением оказываются допустимые режимы работы котельного отделения. Например, в ряде случаев гасятся все котельные агрегаты от действия технологических защит по уровню в барабанах при избытках мощности в выделенном энергоузле. Полное погашение станции нередко сопровождается серьезными нарушениями в работе основного оборудования. Восстановление технологического процесса растягивается на сутки. Требуются значительные материальные и финансовые ресурсы на восстановление оборудования. Поэтому представляется оправданным, чтобы при использовании схемы с двумя системами сборных шин с обходной директивно выполнялось условие, что отказ шиносоеди-

нительного выключателя или отказ на развилке из шинных разъединителей не должен приводить к полной остановке электростанции.

Что касается крупных блочных электростанций с агрегатами 200 – 300 МВт и выше, то, как еще было показано в [3] и ряде других работ, использование для них радиальных схем с секционированием сборных шин или без него – менее предпочтительное решение по сравнению с применением кольцевых схем, например полукольцевой, секционирующих коммутационный узел через каждое присоединение.

## Выводы

1. При оценке надежности схем электрических соединений рекомендуется использовать агрегированную модель отказов сборных шин, характеризуемую параметрами потока отказов, приводящих к погашению одной и одновременно двух систем шин. В расчетах суммарного параметра потока отказов нецелесообразно рассматривать разъединители как самостоятельные элементы.

2. При использовании на подстанциях радиальных схем не следует нормировать допустимое число присоединений на секцию или систему сборных шин. Использование схемы с двумя секционированными системами сборных шин с обходной не является рациональным решением и оно может быть допущено только при наличии комплексных технико-экономических обоснований.

3. Единичные отказы выключателей и сборных шин в радиальных схемах на электростанциях не должны приводить к их полной остановке. Выполнение данного положения может обеспечиваться секционированием сборных шин, причем независимо от числа присоединений, или использованием кольцевых схем, секционирующих коммутационный узел через каждое присоединение.

4. Представленные в настоящем отклике аргументация и выводы не подтверждают принятую практику проектирования, на что авторы хотели бы обратить внимание специалистов ведущих отечественных проектных организаций.

## Список литературы

1. Неклепаев Б. Н., Трубицын В. И. О допустимом числе присоединений в распределительных устройствах со сборными шинами. – *Электрические станции*, 2000, № 3.
2. *Коммутационные узлы энергосистем* / Под ред. Шунтова А. В. М.: Энергоатомиздат, 1997.
3. *О расширении области применения кольцевого принципа построения схем РУ тепловых электростанций* / Балаков Ю. Н., Зотов С. Н., Неклепаев Б. Н. и др. – *Электрические станции*, 1992, № 8.

## **ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВО ЗА РУБЕЖОМ**

### **Турбинная тематика на конференции “ASME International 2000 г.”**

**Лейзерович А. Ш.**, доктор техн. наук, **Берлянд В. И.**, канд. техн. наук

Многие годы наиболее авторитетным, содержательным и представительным из энергетических форумов, проводимых в США, по праву считалась ежегодная Американская энергетическая конференция (АЭК). В материалах конференции (Proceedings of the American Power Conference) за последние 20 лет паровым турбинам посвящено наибольшее число публикаций и ясно, какие проблемы были в те или иные годы в центре внимания турбостроителей и энергетиков: работа паротурбинных энергоблоков в “циклическом” режиме, совершенствование пусковых схем и технологии переменных режимов; повреждения роторов и облопачивания турбин из-за забросов воды, эрозивно-коррозионных процессов, вопросы хрупкого разрушения и термоусталости роторов, крутильные колебания валов; контроль оперативных показателей экономичности и надежности, переход к непрерывному диагностическому контролю турбин, в частности и в особенности – экономичности и вибрационного состояния, в том числе с использованием методологий экспертных систем и нейронных сетей; выбор оптимальной единичной мощности, сокращение числа цилиндров, их “модульное” проектирование; переход к трехмерному расчету проточных частей, разработка нового поколения профилей лопаточного аппарата, совершенствование проточной части и, в частности, последних ступеней НД; создание и освоение энергоблоков на повышенные и сверхвысокие параметры пара; продление срока службы действующего оборудования и его модернизация с повышением надежности и экономичности и др. (практически все эти темы были в свое время отражены в обзорах, опубликованных в “Энергохозяйстве за рубежом”).

Однако в последние годы инженерная, техническая направленность материалов, представляемых на Американскую энергетическую конференцию, все в большей степени стала уступать место чисто менеджерскому подходу. В результате, инженерный престиж конференции заметно снизился, и многие специалисты, раньше охотно выступавшие на конференции и публиковавшиеся в ее *Proceedings*, предпочитают участие в других, часто более специализированных симпозиумах, семинарах и конференциях. Правда, эта тенденция, столь наглядно проявившая себя применительно к АЭК, постепенно распространяется и на другие

форумы. В результате в настоящее время, пожалуй, наиболее представительной из американских конференций, посвященных общим вопросам теплоэнергетики, стала ежегодная международная конференция International Joint Power Generation Conference (IJPGC), проводимая Американским обществом инженеров-механиков – ASME International.

Конференция IJPGC-2000 состоялась 23–26 июля в г. Майами Бич, штат Флорида. На конференции было представлено около 90 докладов. Их распределение по тематике выглядит примерно так: сжигание топлива в камерах сгорания газовых турбин и топках котлов – 34 доклада, рассредоточенных в основном по 11 секциям, включая и две специализированные, посвященные горелкам с низким выходом NO<sub>x</sub>, паровые турбины – 17 докладов четырех секций (плюс один доклад по генераторам), конденсаторы и подогреватели – 8 докладов, парогазовые установки – 6 докладов, нетрадиционные технологии производства электроэнергии – 8 докладов, вопросы менеджмента электростанций в процессе их эксплуатации – 7 докладов, специальные конструктивные материалы и новые методики исследований – 12 докладов. Разумеется, деление это достаточно условно и не полностью совпадает с распределением докладов по отдельным секциям и наименованием этих секций. Впервые за время проведения конференций полные материалы конференции были опубликованы только в электронном виде на CD, что создает определенные трудности при ссылках; в традиционном же, печатном, виде был представлен только сборник кратких аннотаций докладов, на который в дальнейшем и даются ссылки.

Конференция была действительно международной. Так, на турбинных секциях были представлены доклады: мексиканских исследователей по расчетному анализу течения пара в геотермальной турбине мощностью 110 МВт и изменению формы ее каналов с целью уменьшения эрозийного износа диска ротора и лопаток последней ступени (ЛПС); группы канадских и американских инженеров по изменению конструкции лопатки предпоследней ступени длиной 531 мм турбин 400 МВт для предотвращения появления трещин вблизи отверстий для проволочных связей (новая лопатка была выполнена с цельнофрезерованным бандажом без проволочных связей); тайваньского

ученого – очень скрупулезное расчетное исследование причин повреждения ЛПС турбопривода питательного насоса АЭС с подробным моделированием форм колебаний облопаченного диска с обандаженными лопатками и решением проблемы изменением числа лопаток в пакете; несколько докладов польских специалистов по расчету пространственного течения пара в ступенях с учетом протечек пара через надбандажные и корневые уплотнения, а также для ступени с наклоном направляющей лопатки в прикорневой зоне (часть этих работ была выполнена совместно с учеными из Института проблем машиностроения Академии наук Украины).

Отдельный доклад был посвящен оригинальным решениям российскими специалистами задач повышения эксплуатационной надежности, экономичности и маневренности мощных паровых турбин [1] – работам ВТИ по герметичным жидкометаллическим уплотнениям штоков регулирующих клапанов ВД, применению огнестойкого синтетического масла ОМТИ в системах смазки паровых турбин ТЭС и АЭС, безаэрационным системам регенерации, технологии ВНИИАМ применения аминсодержащего поверхностно-активного реагента ODACON для промывки, консервации и уменьшения коррозионно-эрозионного износа поверхностей пароводяных трактов турбин ТЭС и АЭС, совершенствованию пусковых схем и технологии пусков, информационной поддержке оператора при управлении переходными режимами турбин энергоблоков. Отдельно были представлены также доклады о работе ВТИ с участием Харьковского ЦКБ Энергоремонта по нормализации тепловых расширений мощных паровых турбин с расчетным анализом деформаций корпусов цилиндров и подшипников турбины и фундаментной рамы [2] и о работах ЦКБ Энергоремонта по модернизации конденсационных турбин мощностью 100, 160 и 200 МВт с организацией в них отборов пара для промышленных целей и нужд теплофикации [3]. Был представлен также доклад о выполненной для турбин 228 МВт одной из ТЭС Израиля работе по построению эмпирических математических моделей и статистической обработке данных штатных измерений параметров пара в проточной части турбины для диагностирования ее состояния [4].

Как обычно, на конференциях подобного рода, наибольший интерес представляли носящие “программный” характер выступления представителей фирм – изготовителей энергетического оборудования. Фирма “General Electric”, долгие годы бывшая одним из основных “законодателей мод” в энергетике, последние годы не участвовала в конференциях и выставках с паротурбинной тематикой. Создается впечатление, что фирма сосредоточивает усилия на газотурбостроении, ставя своей целью первой достичь промышленного приме-

нения, так называемой, “Н”-технологии и с температурой газов 1427°C (2600°F), а затем и 1500°C выйти на уровень КПД парогазового цикла 60, а затем и 62% [5 – 7]. На этой конференции фирма “General Electric” впервые за долгое время выступила с изложением своего представления о путях дальнейшего совершенствования паровых турбин. На основании многочисленных оптимизационных расчетов фирма предложила методологию “плотной упаковки” проточной части ВД [8] с существенным увеличением числа ступеней и увеличением высоты лопаток при сохранении общей длины отсека неизменной за счет увеличения степени реактивности ступеней и уменьшения корневого диаметра. По проведенным расчетам и экспериментальным исследованиям это дает существенное сокращение потерь в проточной части, уменьшение разброса КПД отдельных ступеней и, как следствие, общее повышение экономичности. В качестве примера приводится реконструкция ЦВД мощной турбины с сопловым парораспределением с увеличением числа ступеней с семи (включая регулируемую ступень) до десяти и отмечается также лучшая сопротивляемость новой проточной части эрозии твердыми частицами. По сути дела, новая концепция фирмы “General Electric” во многом повторяет позицию фирмы Siemens, провозгласившей отказ от создания “чисто активных” или “чисто реактивных” турбин (имеются в виду, естественно, отсеки ВД и СД) в пользу турбин с “промежуточной” степенью реактивности, изменяющейся от ступени к ступени [9].

В свою очередь, Siemens (или, точнее, “Siemens Westinghouse”) представила программу расчета течения пара в последней ступени турбины и за ней при малорасходных режимах с анализом отрывов потока и возникновения вихрей и обратных течений в прикорневой и периферийной зонах лопатки [10]. Проведенное сопоставление с экспериментальными данными дает достаточно удовлетворительное совпадение.

Весьма интересный доклад по созданию и первому опыту применения “гетерогенного” сварного ротора представила фирма “Mitsubishi Heavy Industries” (МНИ) [11]. Опытный ротор такого типа был изготовлен для турбины 110 МВт с промпрегревом (температура пара 566/538°C) ПГУ мощностью 330 МВт ТЭС Takasago и в апреле 1999 г. установлен на турбине вместо прежнего, цельнокованого ротора с насадными дисками в части НД. Части ВД, СД и однопоточная часть НД расположены в одном цилиндре. Соответственно ротор состоит из трех частей: серединки, относящейся к частям ВД и СД, из 12%-ной хромистой стали, перетка из стали 2 – 1/4 CrMoV и “задней” части, в области ступеней НД, из стали 3,5 NiCrMoV. Приводятся подробные данные о механических и прочностных свойствах сталей, данные по микро-

структуре и распределению твердости по длине сварного ротора. После изготовления и почти годового периода успешной эксплуатации были проведены подробные обследования и ультразвуковой контроль ротора. Предполагается использовать полученный опыт при создании одновальной трехцилиндровой турбины на суперсверхкритическое давление с температурой пара до 600°C. Ротор объединенного цилиндра ВД и СД будет сварным из сталей 12% Cr и 2 – 1/4 CrMoV, а роторы двух ЦНД с титановыми ЛПС длиной 1143 мм сварены из поковок стали 3,5 NiCrMoV. Отмечается, что турбины с использованием “гетерогенных” сварных роторов будут иметь лучшие маневренные характеристики.

Швейцарское отделение фирмы Alstom (бывшее АВВ) представило концепцию проведения регулярных проверок автомата безопасности (АБ) турбин с электронно-гидравлическими системами регулирования без разгона турбины, в том числе и для получающих все большее распространение (в основном для ПГУ) турбин с единственным каналом паровпуска ВД [12] – имеется в виду имитация сигналов о недопустимом повышении частоты вращения от измерительных датчиков. При этом отмечается абсолютная необходимость проведения таких проверок как с частичным, так и с полным закрытием клапанов: из 49 дефектов, выявленных в ходе проверок АБ на 1000 турбин АВВ и которые потенциально могут привести к тяжелым авариям, 13 не могли бы быть выявлены при испытаниях без полного закрытия клапанов. Испытания с полным закрытием клапанов должны проводиться не реже, чем 1 раз в год.

Другая работа была представлена фирмой Alstom (на стадии проведения работы – АВВ-Alstom) по реконструкции турбин АЭС San Onofre в Южной Калифорнии [13]. Две турбины станции производства фирмы “English Electric” (ныне в составе Alstom) мощностью по 1127 МВт с частотой вращения 1800 об/мин были введены в эксплуатацию в 1983 – 1984 гг. и к настоящему времени отработали более чем по 100 тыс. ч. Каждая турбина состоит из двухпоточного ЦВД и трех двухпоточных ЦНД с ЛПС длиной 1144 мм. Основной причиной, обусловившей необходимость проведения модернизации, явились коррозионные повреждения насадных дисков роторов ЦНД (главным образом в районе ободов и вокруг разгрузочных отверстий). Было принято решение о полной реконструкции ЦНД с осуществлением концепции “ortiflow” – размещением в каждом ЦНД центрального однопоточного отсека СД с последующим раздвоением потока в двухпоточную часть НД. Новые ЦНД имеют сварные роторы и ЛПС длиной 1194 мм; все рабочие лопатки выполнены с цельнофрезерованным бандажом (включая ЛПС, где бандаж размещен на промежуточном радиусе);

пространство выхлопного патрубка существенно увеличено, но без изменения общих габаритов цилиндров; на лопатках предпоследней и предшествующей ей ступеней НД бандаж выполнены коническими со ступенчатыми лабиринтовыми уплотнениями. Параллельно с модернизацией ЦНД была проведена частичная реконструкция паровпускных органов и сопловых лопаток первых ступеней ЦВД с увеличением их пропускной способности. В результате общей реконструкции по расчетным оценкам КПД турбины должен был вырасти на 2,3%. Большой интерес представляет сопоставление вклада различных факторов в эту величину: применение более современных профилей лопаточного аппарата и концепции “ortiflow” – 1,1%, лучшее меридиональное профилирование проточной части ЦНД с использованием конических бандажей – 0,1%, усовершенствование надбандажных и диафрагменных уплотнений – 0,3%, применение ЛПС большей длины – 0,15%, оптимизация выхлопного патрубка – 0,5%, устранение эксплуатационных повреждений проточной части ЦНД – 0,15%. По результатам тепловых испытаний, проведенных до и после частичной реконструкции на турбине № 2, фактически достигнутое повышение мощности турбины (при той же нагрузке реактора) составило 22,62 МВт (вместо ожидаемых 21,5 МВт) с ожидаемым дополнительным увеличением мощности 5,5 МВт за счет расширения выхлопного патрубка и совершенствования формы переходного диффузора. Таким образом, общий ожидаемый выигрыш от реконструкции должен составить 28,1 МВт.

Имеет смысл сопоставить эти данные с результатами проведенных в последние годы работ по реконструкции турбин на других АЭС [14]. Так, по данным АВВ, комплексная реконструкция ЦНД с улучшением меридионального профилирования проточной части и применением современных профилей лопаточного аппарата может дать повышение КПД турбины на 2,5%; совершенствование выхлопных патрубков может добавить еще до 1%; так, комплексная реконструкция ЦНД турбины 1054 МВт на швейцарской АЭС Leibstadt дала увеличение мощности (по данным сопоставительных тепловых испытаний) на 46 МВт [15, 16]. Комплексная реконструкция турбины 1160 МВт на американской АЭС Limerick, проведенная фирмой Siemens с полной заменой проточной части, роторов и внутренних корпусов и ЦВД, и ЦНД, дала выигрыш в мощности в 42 МВт [17, 18]. Больше повышение экономичности в этих случаях по сравнению с турбиной АЭС San Onofre связано, по-видимому, с более радикальными изменениями в проточной части, использованием более современных профилей и методов профилирования, в том числе – с наклоном и изгибом лопаток.

Вопреки ожиданиям секция ПГУ не принесла интересных сообщений по турбинной части. Од-

нако практически одновременно с конференцией в Майами появилась статья ABB-Alstom о концепции компоновки паровых турбин и построения машзала для ПГУ, где, наряду с традиционными решениями, предлагается также использование турбин с боковым односторонним конденсатором и показываются определенные преимущества такого решения [19].

Как ни странно, но, пожалуй, самым интересным материалом, вынесенным на парогазовую секцию, оказался доклад под названием, повторяющим заглавие знаменитого антиутопического романа Олдоса Хаксли, примененном к эксплуатации ТЭС [20]. Автор отмечает, что три наиболее крупные аварии, произошедшие на ТЭС США за последние 5 лет, были обусловлены не техническими причинами, но исключительно “человеческим фактором” – ошибочными действиями оперативного персонала. В условиях же происходящей дезинтеграции крупных энергосистем (“deregulation”), появления большого числа “независимых источников энергоснабжения” (IPS, главным образом, ПГУ), квалификация оперативного персонала и инженеров ТЭС, их понимание сути и динамики технологических процессов приобретают особое значение, становятся одним из основных гарантов как надежности энергоснабжения потребителей, так и надежности и экономичности эксплуатации самого энергетического оборудования. В связи с этим возрастает значение обучения и тренинга оперативного персонала, организации информационной поддержки как в темпе процесса (on-line), так и для пост-оперативного анализа эксплуатационных режимов. Доклад был завершён сентенцией, которая может быть приблизительно переведена как: “Вокруг нас враги и, чаще всего, это – мы сами!”

#### Список литературы

1. *Leyzerovich A. S.* Some Advanced Russian Technologies for Raising the Operating Performances of Large Power Steam Turbines. – Book of Abstracts of the IJPGC 2000, July 23 – 26, 2000, Miami, Florida. The American Society of Mechanical Engineers, NY, 18.
2. *Problem Analysis and Normalization of Thermal Expansion for Large Steam Turbines / Avrutsky G. D., Savenkova I. A., Perfil'ev A. N.* a. o. – Ibidem, 19.
3. *Experience of Reconstructing and Converting Aging Condensing Steam Turbines into Cogeneration Ones for Industrial and Heating Steam Applications / Averbakh Y. A., Berlyand V. I., Itskovsky A. A.* a. o. – Ibidem, 4.
4. *A New Approach to Statistic Processing of Steam Parameter Measurements in the Steam Turbine Path to Diagnose Its Condition / Gordinsky A. A., Plotkin E. R., Benenson Y. I., Leyzerovich A. S.* – Ibidem, 1.
5. *Baker T.* GE Hails 7H – Turbomachinery International, May / April, 2000.
6. *Smith D.* First H-System gas turbine is planned for Baglan. – Modern Power Systems, May, 1999.
7. *Flin D.* Aiming for a goal of over 70 per cent efficiency. – Modern Power Systems, May, 1999.
8. *Development of the Dense Pack Steam Turbine: a New Design Methodology for Increased Efficiency / Maughan J. R., Willey L. D., Hill J. M., Goel S.* – Ibidem, 9.
9. *Impulse Blading? Reaction Blading? Variable Reaction Blading! / Simon V., Oeynhausen H., Burkner H, Eich K.-J.* – VGB PowerTech, vol. 77 (1997), № 9.
10. *Liu B., Chen S., Martin H.* A Primary Variable Throughflow Code and Its Application to Last Stage Reverse Flow in LP Steam Turbine. – Ibidem, 11.
11. *Development and Operating Experience of Welded Rotor for High-Temperature Steam Turbines / Magoshi R, Nakano., T., Konishi T., Shige T.* a. o. – Ibidem, 8.
12. *Weiss G. J.* Electronic Overspeed Turbine Protection without Real Overspeed Test: Valve Test with Single Valve Arrangement. – Ibidem, 7.
13. *Brown R. D., Simma F. Y., Chetwynd R. J.* Efficiency Improvement Features of Recent ABB-Alstom HP-LP Turbine Retrofit at Southern California Edison's San Onofre Nuclear Generating Station. – Ibidem, 12.
14. *Leyzerovich A.* A Good Stock in Internal Efficiency for Steam Turbines. – Western Energy, July / August, 2000, A12-A13.
15. *Krämer E., Huber H., Scarlin B.* Low-pressure steam turbine retrofits. – ABB Review, 1996, № 5.
16. *Лейзерович А. Ш.* “Новые разработки концерна АБВ на паротурбинных ТЭС Германии. – Электрические станции, 1999, № 12.
17. *Atkinson R. B., Sealy G. R., Smiarowski M. W.* Turbine Retrofit Project Overview at Limerick Generating Station for Reliability and Performance Improvement. – Proceedings of the American Power Conference, vol. 61 (1999).
18. *Smith D. J.* Retrofit Options Increase Steam Turbine Efficiency. – Power Engineering, vol. 104 (2000), № 3.
19. *Innovative Arrangement Concepts for Modern Steam Turbines and New Trends in Power Houses / Klotz H., Rausch L., Weirich P. H., Zhang P.* – VGB PowerTech, vol. 80 (2000), № 7.
20. *Wood W. A.* The Brave New World in Power Plant Operation. – Ibidem, 27.

## **ХРОНИКА**

### **О некоторых нормативно-технических документах, изданных АО “Фирма ОРГРЭС” во втором полугодии 1999 г.**

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

АО “Фирма ОРГРЭС”

**Методические указания по составлению отчета тепловой электростанции о техническом использовании оборудования** устанавливают перечень энергетического оборудования, по которому должна представляться информация о его техническом использовании, а также порядок подготовки этой информации.

Методические указания (МУ) составлены применительно к макету 15511 [форма № 6-тех(энерг)] отраслевой статистической отчетности.

Объектом учета является каждая единица оборудования тепловых электростанций: энергетические блоки (в том числе котлы и турбины) мощностью 150 – 1200 МВт, а также котлы и турбины установок с поперечными связями и в блочном исполнении без промежуточного перегрева на давление пара у турбин 90 и 130 кгс/см<sup>2</sup>.

**Инструкция по организации эксплуатации, порядку и срокам проверки предохранительных устройств котлов теплоэлектростанций** содержит основные требования к установке предохранительных устройств и определяет порядок их регулирования, эксплуатации и технического обслуживания.

В Инструкции изложены основные требования, предъявляемые к предохранительным устройствам котлов, содержащиеся в правилах Госгортехнадзора России и ГОСТ 24570-81, приведены технические характеристики и конструктивные решения предохранительных устройств котлов, рекомендации по расчету их пропускной способности.

Цель Инструкции – способствовать повышению безопасности эксплуатации котлов ТЭС.

При разработке Инструкции использованы руководящие документы Госгортехнадзора России, данные об опыте эксплуатации предохранительных устройств котлов ТЭС.

При подготовке добавочной воды энергетических котлов и тепловых сетей в подавляющем большинстве случаев требуется подогрев исходной (сырой) воды. Основная доля подогретой и обработанной на ВПУ воды направляется в турбинный цех и тепло этой воды используется в цикле электростанции. В то же время часть воды расходуется на нужды ВПУ и ее тепло безвозвратно теряется.

Основная потеря тепла на ВПУ – потеря тепла с водой собственных нужд (с.н.). Остальные поте-

ри тепла (за счет охлаждения воды при подаче ее из турбинного цеха на ВПУ, из ВПУ в турбинный цех, при прохождении по тракту ВПУ) незначительны и потому не нормируются. Методика расчета расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок предназначена для определения нормативного и фактического расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок (ВПУ) тепловых электростанций.

**Методические указания по контролю за режимом подземных вод на строящихся и эксплуатируемых тепловых электростанциях** регламентируют порядок организации, проведения, обработки и анализа результатов наблюдений за режимом подземных вод на строящихся и эксплуатируемых тепловых электростанциях, а также могут быть использованы на других энергообъектах, на которых требуются организация и проведение гидрогеологических режимных наблюдений для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений.

Методические указания разработаны с учетом действующих правил технической эксплуатации электростанций и сетей, строительных норм и правил, государственных стандартов, а также опыта организации контроля за режимом подземных вод на тепловых электростанциях.

**Методические указания по прогнозированию удельных расходов топлива** состоят из двух частей.

В первой части регламентируется порядок прогнозирования удельных расходов топлива на отпускаемую электрическую и тепловую энергию электростанциями и энергообъединениями для расчета топливной составляющей тарифов (тарифное прогнозирование).

Во второй части приведены рекомендации по прогнозированию на отдаленную перспективу объемов потребления котельно-печного топлива для целей, не связанных с обоснованием тарифов (перспективное прогнозирование).

**Методические указания по контролю за состоянием металлических напорных трубопроводов гидроэлектростанций** устанавливают основные требования к эксплуатационному контролю за вибрационным состоянием, измерению

толщины оболочки, осмотру стальных открытых напорных трубопроводов гидроэлектростанций (ГЭС).

Методические указания рекомендуются для использования эксплуатационным персоналом ГЭС и обязательны для специализированных организаций.

**Типовая инструкция по пуску из различных тепловых состояний и останову моноблока мощностью 250 МВт с турбиной Т-250/300-240 и газомазутными котлами** переработана на основе одноименной инструкции, разработанной в 1980 г. ведущими специалистами АО “Фирма ОРГРЭС” (инженерами Е. Е. Говердовским, В. Г. Зайцевым, Н. Д. Шустровым) и ВТИ (канд.техн.наук Е. Р. Плоткиным, инж. Ю. А. Радиным) и согласованной с заводами – изготовителями основного энергетического оборудования.

При переработке в Типовую инструкцию внесены изменения в соответствии с выпуском за текущий период ряда новых документов:

РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (М.: ОРГРЭС, 1996);

РД 34.35.133-95. Объем и технические условия на выполнение технологических защит теплоэнергетического оборудования моноблоков с прямоточными котлами (М.: ОРГРЭС, 1997);

РД 34.40.502-92. Типовая инструкция по обслуживанию деаэрационных установок энергоблоков мощностью 150 – 800 МВт КЭС и 110 – 250 МВт ТЭЦ (М.: ОРГРЭС, 1994).

**Типовая инструкция по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии тепловых сетей** устанавливает основные требования, соблюдение которых необходимо при эксплуатации указанных систем.

Типовая инструкция составлена на основе новых нормативно-технических документов, существенным образом меняющих подход к ряду принципиальных вопросов, связанных с эксплуатацией тепловых сетей.

Тепловые сети – совокупность трубопроводов и устройств, предназначенных для транспортирования и распределения тепловой энергии и теплоносителей от источника тепловой энергии к потребителям (абонентам).

Типовая инструкция составлена в соответствии с действующими в России руководящими документами, утвержденными Госгортехнадзором России, Минтопэнерго РФ, РАО “ЕЭС России”, Минстроем РФ.

Типовая инструкция распространяется на тепловые сети, транспортирующие горячую воду температурой до 200°C и давлением  $P_y$  до 2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>) и водяной пар температурой до 440°C и давлением  $P_y$  до 6,3 МПа (63 кгс/см<sup>2</sup>).

Типовая инструкция предназначена для персонала организаций, осуществляющих эксплуатацию тепловых сетей в составе организаций и предприятий, входящих в систему РАО “ЕЭС Рос-

сии”, и направлена на совершенствование организации эксплуатации, повышение эксплуатационной надежности, технического уровня эксплуатации тепловых сетей и систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) в целом и обеспечение координации процессов выработки, передачи и потребления тепловой энергии.

**Типовая инструкция по эксплуатации металлических дымовых труб энергопредприятий** распространяется на отдельно стоящие дымовые трубы и дымовые трубы, устанавливаемые на конструкциях котлов. Определяются требования к приемке и пуску в эксплуатацию металлических дымовых труб, состав и порядок их обследования, основные требования техники безопасности при осмотре и ремонте.

Настоящая Типовая инструкция предназначена для ГРЭС, ТЭЦ, отопительных котельных и других энергетических предприятий.

В Типовой инструкции приводятся:

конструктивные особенности, наиболее характерные дефекты и повреждения;

мероприятия по обеспечению эксплуатационной надежности, газоплотности газоотводящего ствола;

способы устранения обнаруженных неисправностей и повреждений.

Типовая инструкция является обязательной как для эксплуатационного персонала, выполняющего наблюдение за трубами и их обслуживание, так и для персонала предприятий, выполняющих их обследование и ремонтно-восстановительные работы.

Данная Типовая инструкция разработана в соответствии с действующими строительными нормами и правилами и другими руководящими документами с учетом имеющегося на энергопредприятиях опыта эксплуатации металлических труб и результатов их обследования.

**Общие технические требования к программно-техническим комплексам для АСУ ТП гидроэлектростанций (ОТТ)** распространяются на программно-технические комплексы (ПТК) автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) ГЭС. Документ разработан на основе “Общих технических требований к программно-техническим комплексам для АСУ ТП тепловых электростанций: РД 34.35.127-93” (М.: ОРГРЭС, 1995) с учетом специфических требований к функциям АСУ ТП ГЭС, представленных в ОТТ только в той части, которая влияет на выбор или разработку ПТК. Более подробно функциональные требования приведены в “Общих технических требованиях к информационной подсистеме АСУ ТП ГЭС” (М.: ОРГРЭС, 1993) и “Общих технических требованиях к управляющим подсистемам агрегатного и станционного уровней АСУ ТП ГЭС: РД 153-34.0-35.519-98” (М.: ОРГРЭС, 1999).

В зависимости от объема возлагаемых на АСУ ТП функций она может содержать один или неско-



лько ПТК, каждый из которых решает автономно или во взаимодействии с другими ПТК одну или несколько технологических задач.

Документ предназначен для специалистов проектных и наладочных организаций, занимающихся вопросами разработки и внедрения АСУ ТП, а также разработчиков и поставщиков ПТК, эксплуатационного персонала ГЭС и энергосистем.

**Общие технические требования к управляющим подсистемам агрегатного и станционного уровней АСУ ТП ГЭС** определяют требования только к тем управляющим подсистемам АСУ ТП ГЭС, по которым накоплен достаточно большой опыт их функционирования. Эти подсистемы реализованы в основном на традиционных средствах и лишь в ограниченном количестве – на современных средствах вычислительной техники.

Применение вычислительной техники позволяет расширить функциональные возможности системы управления и выполнять функции, не характерные для аналоговых систем. Поэтому при разработке АСУ ТП представленные здесь требования могут быть дополнены с учетом потребностей конкретной ГЭС и возможностей используемой техники.

Общие технические требования предназначены для специалистов ГЭС, энергосистем, проектных и наладочных организаций, работающих в области создания и эксплуатации АСУ ТП ГЭС.

**Положение о нормативных энергетических характеристиках гидроагрегатов и гидроэлектростанций** регламентирует объем и форму представления энергетических характеристик, а также определяет методическую основу для их разработки.

Положение распространяется на все ГЭС мощностью 30 МВт и выше и предназначено для эксплуатационного персонала ГЭС и гидрослужб энергосистем, а также для персонала специализированных организаций.

Положение составлено на основании требований действующих ПТЭ, устанавливающих необходимость разработки и периодического пересмотра энергетических характеристик для всех ГЭС мощностью 30 МВт и более.

Энергетические характеристики гидроагрегата зависят от ряда факторов, связанных с состоянием проточной части гидротурбины, а также водоподводящего и водоотводящего трактов, а для поворотно-лопастных гидротурбин – также и с состоянием комбинаторной связи. В силу изменчивости во времени этих факторов энергетические характеристики могут изменяться в период эксплуатации, поэтому вводится понятие о нормативных энергетических характеристиках, которые соответствуют нормальному состоянию проточной части гидротурбины при отсутствии разрушения лопастной системы и камеры рабочего колеса, отсутствии разрушений и посторонних предметов (мусора) в водоподводящем и водоотводящем трактах и оптимальной комбинаторной зависимости пово-

ротно-лопастных гидротурбин, а также установившемуся режиму работы ГЭС.

Наличие тех или иных отклонений от нормальных условий может быть учтено в виде поправочных коэффициентов, снижающих коэффициент полезного действия (КПД) гидроагрегата по сравнению с нормативным значением. Для учета различных эксплуатационных факторов вводится понятие расчетного значения удельного расхода воды, который может быть использован для оценки экономичности работы ГЭС.

Приведенная в Положении методика расчета и построения энергетических характеристик базируется на графоаналитических методах расчета. Применяемый при этом алгоритм расчета может быть использован для автоматизации расчетов с помощью персональных ЭВМ.

**Положение о нормировании расхода топлива на электростанциях** содержит: требования к нормативно-техническим документам (НТД) по топливоиспользованию; основные применяемые термины и определения; перечень руководящих документов и типовых характеристик энергооборудования; группы тепловых электростанций и котельных, для которых обязательно наличие НТД; срок действия, порядок, очередность согласования, утверждения и пересмотра НТД.

Положение распространяется на акционерные общества энергетики и электрификации (АО-энерго) Российской Федерации, входящие в них тепловые электростанции (ТЭС) и районные котельные.

**Положение о согласовании и утверждении ограничений установленной электрической мощности тепловых электростанций** регламентирует основные условия, при которых рассчитываются ограничения мощности тепловых электростанций, устанавливает порядок их согласования и утверждения.

Положение является обязательным для всех акционерных обществ энергетики и электрификации (АО-энерго); акционерных обществ – тепловых электростанций (АО-ТЭС); электростанций, вышедших на Федеральный оптовый рынок энергии и мощности (ФОРЭМ), и филиалов РАО “ЕЭС России”.

В условиях неравномерности энергопотребления в связи со снижением промышленного производства и сложностями в обеспечении электростанций топливом возросло число вынужденных остановов котлов и энергоблоков в резерв с последующим пуском.

В процессе пуска котла должны обеспечиваться следующие основные требования:

надежный температурный и гидравлический режимы поверхностей нагрева;

минимально возможная длительность до достижения необходимых параметров;

сведение к минимуму пусковых потерь топлива, электроэнергии, пара.

Совершенствование пуско-остановочных режимов по результатам испытаний, проведенных АО «Фирма ОРГРЭС», ВТИ и НПО ЦКТИ за последние 5 – 6 лет, позволило выработать **Рекомендации по оптимизации пуско-остановочных режимов котлов блочных установок и ТЭС с перечными связями**. Рекомендации содержат предложения по внедрению в эксплуатацию некоторых новых схемных и технологических решений по оптимизации пусконаладочных режимов котлов.

Как показал опыт освоения, пуски блоков сверхкритического давления (СКД) на скользящем давлении во всем пароводяном тракте позволяют: сократить время разворота блока из различных тепловых состояний;

упростить управление пуско-сбросным устройством блока (ПСБУ);

увеличить экономичность пуска блока за счет снижения давления на напоре питательного насоса;

повысить надежность поверхностей нагрева в результате облегчения термонапряженного состояния элементов пароводяного тракта.

**В Анализе причин технологических нарушений в работе тепловой части электростанций и тепловых сетей за 1998 год** рассмотрены наиболее часто встречающиеся случаи отказов, источники их возникновения и развития, связанные с нарушениями или упущениями при эксплуатации и ремонте теплотехнического оборудования.

Особое внимание уделено недостаткам в работе оперативного персонала, от которого, в конечном счете, зависит безопасная и надежная работа оборудования в целом. Ошибочные действия оперативного персонала, в особенности при переходных режимах, а также при нарушениях условий нормальной эксплуатации, приводили к упускам воды в барабанах котлов, а также хлопкам и пожарам.

Неудовлетворительная организация эксплуатации турбинного оборудования способствовала повреждению проточной части турбин с последующим проведением значительного объема восстановительных работ.

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

Недостатки технического обслуживания и ремонта вызывались в основном нарушением технологии плановых ремонтов, низким качеством сварки, невыполнением в полном объеме мероприятий, обеспечивающих надежную работу оборудования.

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

**В Анализе причин технологических нарушений в работе электрической части энергосистем за 1998 год** рассмотрены причины технологических нарушений в работе электрической части энергосистем Российской Федерации за 1998 г., в том числе:

электрических станций – при полном сбросе нагрузки и потере электропитания собственных нужд (с.н.);

энергосистем – при разделении энергосистемы на части;

электрических сетей – при отказах на воздушных линиях электропередачи и на подстанциях.

Технологические нарушения учитывались на основе поступивших актов в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем: РД 34.20.801-93» (М.: ОРГРЭС, 1993).

В обзоре даны распределения технологических нарушений в работе электростанций, энергосистем и электрических сетей по характеру и признакам, условиям и причинам возникновения и развития нарушений.

Приведены описания и анализ некоторых характерных технологических нарушений в работе электростанций, электрических сетей и энергосистем с выявлением и анализом одновременного воздействия нескольких неблагоприятных условий и причин, которые определили характер и последствия технологического нарушения.

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

**Анализ нарушений эксплуатации зданий и сооружений энергопредприятий за 1998 год** составлен на основе анализа и обобщения результатов обследований энергопредприятий, проведенных АО «Фирма ОРГРЭС» в 1998 г. по определению степени их надежности, а также разработки технических решений по ремонту и реконструкции сооружений.

В работе приведены наиболее характерные повреждения дымовых труб, газоходов, башенных градирен и их оросительных устройств, баков – аккумуляторов горячей воды и гидротехнических сооружений гидравлических и тепловых электростанций. Приведены рекомендации по применению гидроизоляционных и теплоизоляционных материалов при ремонте кровель с облегченным металлическим настилом.

## Конференция молодых специалистов электроэнергетики – 2000

Научно-учебный центр “ЭНАС” при АО ВНИИЭ при поддержке РАО “ЕЭС России”, ЦДУ ЕЭС России, АО “ГВЦ Энергетики”, ВНИИЭ, НИИЭЭ, МЭИ и других организаций провел с 18 по 22 сентября 2000 г. конференцию молодых специалистов электроэнергетики – 2000.

Участие в конференции приняли молодые (в возрасте до 35 лет) инженеры, аспиранты, ученые и специалисты научно-исследовательских, проектных, эксплуатационных, ремонтных и наладочных организаций, а также высших учебных заведений электроэнергетического профиля России.

Руководствуясь озабоченностью о сохранении и развитии научно-технического потенциала и научной школы в отрасли, для повышения профессиональной подготовки и творческой активности молодых специалистов РАО “ЕЭС России” издало распоряжение об организации конференции за подписью первого заместителя председателя правления **О. Б. Бритвина**.

В настоящее время в электроэнергетике страны сложилась ситуация, когда основной контингент специалистов заметно стареет, особенно в отраслевых научно-исследовательских и проектных организациях, а также среди преподавателей высших учебных заведений. Многие ведущие специалисты достигли пенсионного возраста, а притока молодых сил почти нет. В таких условиях возрастает серьезная опасность безвозвратной потери накопленного научного и практического потенциала.

В прошлые годы такие конференции регулярно проводились во многих научно-исследовательских институтах и вузах, организовывались региональные и всесоюзные конференции молодых специалистов. Такие мероприятия в значительной степени стимулировали творческую активность молодых инженеров, учащихся вузов, аспирантов и ученых.

Конференция позволила оценить существующий потенциал молодых специалистов, проявившийся в большом интересе к этому мероприятию. В конференции приняли участие более 220 специалистов из 85 организаций всех регионов России, от Якутии до Калининграда. Наибольшую группу представляли работники энергосистем (85 человек из 26 организаций); молодые ученые из 7 различных НИИ (26 человек); активно откликнулись диспетчерские управления (15 человек из 5 ОДУ и из ЦДУ); пять вузов прислали 7 своих представителей; в конференции приняли участие и пять проектных организаций (14 человек). Большую группу составляли работники ремонтных и наладочных

предприятий (36 человек из 11 организаций), а также электростанций (15 человек от 11 ТЭС и ГЭС). В работе конференции участвовали специалисты с заводов электропромышленности (9 человек с трех заводов).

Такой широкий контингент участников показывает всеобщую заинтересованность в развитии потенциала молодых специалистов нашей отрасли.

Конференция прошла по следующим основным направлениям (секциям).

*Секция 1.* Основное генерирующее оборудование энергосистем (с подсекцией 1Т “Тепломеханическое оборудование”).

*Секция 2.* Высоковольтное оборудование энергосистем.

*Секция 3.* Режимы работы энергообъединений и энергосистем; диспетчерское управление; АСДУ.

*Секция 4.* Релейная защита, автоматика, телемеханика, связь, информационная и измерительная техника в электроэнергетике, АСУ ТП.

*Секция 5.* Экономические отношения в электроэнергетике, рынок электроэнергии, автоматизация коммерческих расчетов.

*Секция 6.* Подготовка кадров в электроэнергетике.

На конференции было представлено 160 докладов. Все материалы опубликованы в сборнике докладов конференции. Наиболее актуальные и интересные передаются также для публикации в ведущих электроэнергетические журналы.

К руководству секциями, отбору докладов, редактированию сборника, к работе в конкурсной комиссии привлечены ведущие специалисты подразделений и институтов РАО “ЕЭС России”, высших учебных заведений. По итогам конференции был проведен конкурс докладов с денежными премиями за лучшие работы.

Руководство *секции 1* отметило, что тематикой докладов были охвачены все актуальные проблемы создания и эксплуатации генерирующего оборудования, включая вопросы диагностики, разработок нового оборудования, опыта эксплуатации оборудования на электростанциях, самой новой техники – систем АСУ, электропривода с регулируемой частотой вращения.

Конкурсная комиссия высоко отметила работу **Полякова Ф. А.** (АО ВНИИЭ) по оценке состояния сердечников статоров турбогенераторов, присудив первую премию. Вторые премии были присуждены **Кийло О. Л.** (АО “Электросила”) за работу о моделировании бандажного узла турбогенератора и **Перинскому Т. В.** (АО “Малая энергети-

ка”, Москва) за доклад о развитии Чаун-Билибинского энергоузла. Третьи премии получили **Попов И. Н.** с соавторами (НИИЭлектромаш, ЦПрП АО Ленэнерго) за работу о настройке щеточно-контактного аппарата, **Прохоров М. Н.** (Каскад Туломских ГЭС АО Колэнерго) за доклад о наладке тиристорной системы возбуждения на Верхне-Туломской ГЭС и **Смирнов В. В.** за работу об освоении частотно-регулируемого привода на ТЭЦ-25 АО Мосэнерго.

*Подсекция ИТМ* отметила первой премией работу **Горина Е. В.** (ОАО НПП ЮгОргРЭС) о повышении надежности паропровода острого пара перед редуционно-охладительной установкой, вторыми премиями – работы **Лежнина А. В.** (АО “Пермская ГРЭС”) “Система выполнения технологических расчетов” и **Субботина У. В.** с **Лужковым В. А.** (ИДЦ АО Челябэнерго) об обследовании и реконструкции дымовых труб. Третьи премии были присуждены **Юркову Д. А.** (Дзержинская ТЭЦ) за работу о ступенчатых методах сжигания газа и мазута, **Артамонову В. В.** (Севказэнергоремонт, Казахстан) за работу “Совершенствование методов неразрушающего контроля микроструктуры металла теплоэнергетического оборудования” и **Корюкову Д. Г.** (Свердловэнерго) за доклад “Выбор программно-технических средств и подрядчика для построения АСУ ТП в Свердловэнерго”.

На заседаниях *секции 2* доклады освещали такие актуальные вопросы высоковольтного оборудования, как новые разработки аппаратов, диагностика оборудования, использование элегаза в качестве изоляции, работы изоляции при СВН и УВН, техника безопасности при работах под напряжением и др. Руководство секции отметило, что в докладах четко выражена актуальность, новизна работ, личный вклад авторов. Всеобщий интерес подчеркивала оживленная дискуссия.

Первая премия на секции была присуждена **Рейхердту А. А.** (БП Электросетьсервис) за работу о повышении надежности ВЛ с помощью установки на опорах защитных аппаратов. Вторые премии получили **Мирзаабдулаев А. О.** (АО Нижновэнерго) за доклад “Исследование наведенного напряжения при однородном взаимодействии ВЛ” и **Колганов С. Н.** (ГУП ВЭИ) за работу о трансформаторах напряжения с элегазовой изоляцией. Третьи премии получили **Александров А. К.** с соавторами (МЭИ) за работу о расчете электрических полей в установках ВН, **Львов М. Ю.** (АО ВНИИЭ) за доклад о методологии диагностики силовых трансформаторов и **Яковкина Т. Н.** (Братский ГТУ) – о наведенных напряжениях и работе на ВЛ.

Руководство *секции 3* высоко оценило уровень докладов на секции (ряд докладов выполнен на уровне диссертационных работ), охват широкой тематики (режимы работы, диспетчерское управ-

ление и системы АСДУ). Выбор лучших работ из многих достойных был затруднителен.

Первой премии удостоена работа **Карасева Ю. Д.** и **Хромых И. А.** (ОДУ Северного Кавказа) по ОИК нового поколения “СК-2000”, вторые премии получили работы **Яганова Р. М.** (АО ВНИИЭ) “Система контроля, анализа и расчета суточных режимов каскадов ГЭС” и **Горелика Т. Г.** с соавторами (АО НИИПТ) “Современные АСУ энергообъектами”. Третьи премии были вручены **Бегаловой Е. Н.** с соавторами (УГТУ) за работу о телеметрии в АСДУ энергосистем, **Тузлуковой Е. В.** (АО Энергосетьпроект) за работу об устойчивости параллельной работы ЕЭС России с европейскими энергосистемами и **Михайлову А. Б.** (ОДУ Центра) за доклад о системе приема и обработки пакетной информации.

Доклады на *секции 4*, по мнению руководителя секции, наглядно показали достижения и важность для надежной работы энергосистемы релейной защиты и автоматики. Доклады охватили весь спектр тематики (кроме, пожалуй, вопросов связи и телемеханики): определение мест повреждения в сетях, системы релейной защиты и автоматики, контроля и управления. При оценке докладов в качестве основных критериев отмечался научный вклад, новизна, степень внедрения, перспективы развития.

Первую премию получила работа **Озорникова С. О.** (ООО НТЦ “Механотроника”) “Реализация дифференциальной релейной защиты в виде механотронного устройства”. Вторые премии были присуждены работам **Баланцева Г. А.** (Архангельский ГТУ) об ОМП на ВЛ, и **Гориной О. В.** (АО Энергосетьпроект) о быстродействующей РЗ шунтирующих реакторов. Третьи премии получили **Войтенко А. С.** с соавторами (Южно-Российский ГТУ) за работу о совершенствовании защиты подстанций распределительных сетей, **Прокопович А. А.** с соавторами (ОДУ Центра) за доклад “Создание информационно-экспертной системы аварийного режима в ОЭС Центра” и **Чаплюк С. В.** (ОДУ Северо-Запада) за работу о новых возможностях автоматики ликвидации асинхронного режима.

Руководитель *секции 5* выразил удовлетворение докладами и приходом в электроэнергетику новой поросли специалистов, качественно владеющих тематикой. Трудности в работе секции и оценке докладов возникали из-за разнообразия рассматриваемых проблем: вопросы ФОРЭМ и АСКУЭ, инвестиционная политика и оптимизация расчетов. Отмечено высокое качество большинства докладов.

Первая премия присуждена работе **Ещенко О. Б.** (АО Колэнерго) “Проблемы автоматизации расчетов, связанных с энергосбытовой деятельностью АО-энерго”. Вторыми премиями удостоены работы **Лонщаковой О. Л.** (ОДУ Центра)

“Практические решения задач ФОРЭМ в ОДУ Центра” и **Смирнова О. В.** (АО Нижновэнерго) о дифференцированных тарифах на электроэнергию. Третьи премии присуждены работам **Висящева А. Н.** с соавторами (АО Иркутскэнерго) о вкладе потребителей в ухудшение качества электроэнергии, **Нелина И. А.** (АО Ростовэнерго) о работе дефицитных энергосистем на ФОРЭМ, **Папко О. М.** и **Шарыгина О. Ю.** (АО Пермэнерго) о системе управления реализацией и сбытом электрической и тепловой энергии “Энергия-РЭП”.

Секция 6 имела два основных направления – тренажеры для подготовки персонала и кадровые вопросы.

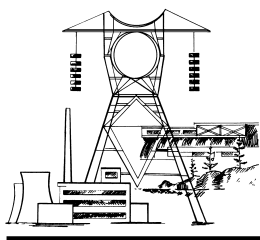
Хотя докладов по этой секции было сравнительно немного, все они были высокого качества. Первую премию получила работа **Курбетевой Э. А.** (БП Электросетьсервис) “Работа с резервом и подготовка кадров персонала предприятия”, вторые премии – работы **Дымшаковой О. В.** (АО Свердловэнерго) о вопросах оплаты труда в Свердловэнерго, **Яшунина А. А.** и **Качанова И. И.** (РП Южэнерготехнадзор) о системе дистанционного образования. Третьи премии получили работы **Кедрова С. Ю.** с соавторами (ВНИЦ ВЭИ) о тренажерах для АЭС, **Нехамкина Л. И.** с соавторами (ВНИЦ ВЭИ) о программном комплексе тренажера и **Висящева А. Н.** с соавторами (АО Иркутскэнерго) о тренажерах для диспетчеров.

С заключительным словом выступил заместитель начальника Департамента научно-технической политики и развития РАО “ЕЭС России” **А. П. Берсенев**, выразивший глубокое удовлетво-

рение присутствием на конференции большого числа молодых работников отрасли, указал на проблемы, которые им предстоит решать в практической деятельности. Он отметил, что наличие хорошей смены уменьшает тревогу о кризисе в кадрах электроэнергетики. Сейчас средний возраст специалистов отрасли составляет 50 – 55 лет. Необходимо привлекать молодых специалистов в отрасль, возвращать молодежь в научные организации, аспирантуры. К сожалению, материального стимула к этому пока не предвидится, оплата труда в научных организациях значительно ниже, чем на производстве.

Тем не менее, проведение такого значительного собрания молодежи, обсуждение насущных проблем отрасли помогут восстановлению научно-инженерного потенциала предприятий электроэнергетики. **А. П. Берсенев** выразил надежду на помощь молодых специалистов в решении трудных проблем электроэнергетики, напомнил о больших достижениях отрасли в прошлом, пожелал участникам конференции успехов в работе.

Генеральный директор АО ВНИИЭ **Савваитов Д. С.** выразил большое удовлетворение высоким уровнем докладов и активностью обсуждения, четкой организацией конференции и пожелал творческих успехов молодым специалистам – надежде нашей электроэнергетики. **Д. С. Савваитов** напомнил, что во ВНИИЭ регулярно проводятся тематические семинары по наиболее актуальным проблемам электроэнергетики и пригласил молодых специалистов к участию в работе этих семинаров.



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

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

Расценки на публикацию рекламы можно узнать в редакции.

Тел/факс (095) 234-74-17, тел. 275-00-23, доб. 21-66,

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

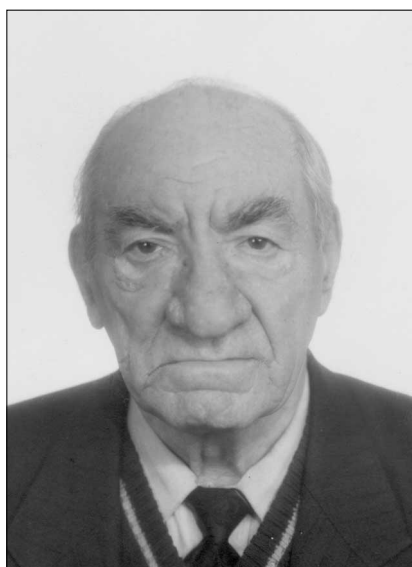
## Борис Исаакович Шмуклер (К 80-летию со дня рождения)

Исполнилось 80 лет со дня рождения крупного энергетика, кандидата технических наук Бориса Исааковича Шмуклера.

Более 50 лет тому назад, окончив теплоэнергетический факультет Московского энергетического института, в период Великой Отечественной войны (1943 – 1944 г.) Б. И. Шмуклер в составе группы Бюро Прямоточного котлостроения начал работать на Красногорской ТЭЦ, где под руководством Л. К. Рамзина проектировал прямоточные котлы типа 200-35, которые изготавливались там же, на монтажной площадке; затем осуществлял пуск и наладку этих котлов на Челябинской ТЭЦ и Сталиногорской ГРЭС. Б. И. Шмуклер руководил бригадами БПК по пуску и наладке головных прямоточных котлов высокого давления на крупных электростанциях (ТЭЦ-11 Мосэнерго, Казанская ТЭЦ, Щекинская ГРЭС и др.).

В 1959 г. Борис Исаакович начал работать заместителем главного конструктора Подольского машиностроительного завода им С. Орджоникидзе, где создал бюро наладки котлов. Он руководил работами по пуску и наладке прямоточного котла ПК-33 первого головного блока 200 МВт на Южно-Уральской ГРЭС, котлов ПК-38 блока 150 МВт Березовской ГРЭС и на ТЭЦ “Марица-Восток” в Болгарии.

Б. И. Шмуклер разработал и исследовал пусковую схему блока со встроенным в котел сепарато-



ром, которая внедрена на всех действующих блоках с прямоточными котлами.

Научная деятельность Бориса Исааковича с 1963 г. связана с работой в ВТИ, где он руководил исследованиями пусковых, переменных и аварийных режимов котлов блоков СКД, разработкой типовых пусковых схем блоков СКД, участвовал в разработке правил технической эксплуатации и ряда других нормативных материалов. Б. И. Шмуклер участвовал в освоении головных блоков СКР-100 Каширской ГРЭС и 800 МВт на Углегорской ГРЭС.

Руководя в ВТИ лабораторией переменных режимов работы парогенераторов ТЭС и АЭС, он воспитал шесть кандидатов технических наук. Борис Исаакович – автор более 350 научных работ, в том числе 70 опубликованных, автор более 35 изобретений, им написаны в соавторстве 11 книг. Более 15 лет Борис Исаакович был председателем экспертной комиссии научно-технического совета Минэнерго СССР по пусковым схемам ТЭС, более 15 лет – членом редакционного совета издательства Энергоатомиздат.

Б. И. Шмуклер награжден многими правительственными и отраслевыми наградами, является заслуженным работником РАО “ЕЭС России”.

Сердечно поздравляем Бориса Исааковича Шмуклера со славным юбилеем и желаем ему доброго здоровья и новых успехов в его плодотворной научной деятельности.

**ИНСТИТУТ ПОВЫШЕНИЯ КВАЛИФИКАЦИИ ГОСУДАРСТВЕННЫХ СЛУЖАЩИХ**  
 Российской академии государственной службы при Президенте Российской Федерации

*ИПК госслужбы (бывший ВИПКэнерго) - государственное учебное заведение (лицензия Минобразования РФ № 25-007 от 31.01.98 г.). Осуществляет повышение квалификации и профессиональную переподготовку специалистов топливно-энергетического комплекса, государственных, муниципальных и коммерческих организаций в областях экономики и управления, финансового и кадрового менеджмента, маркетинга, психологии управления, информационных технологий.*

*Организует зарубежные стажировки.*

*По окончании обучения выдается документ государственного образца.*

**КАФЕДРЫ:**

- Эксплуатация электрических станций, сетей и систем
- Ремонт и модернизация энергооборудования
- Финансы, цены, аудит
- Государственное и муниципальное управление
- Управление персоналом
- Антикризисное управление
- Экономика и управление
- Информационные технологии
- Компьютерный центр

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

Адрес: 113035, Москва, Садовническая, 77, корп.2, стр.1, E-mail: vipkgos@glas.apc.org

Тел.: (095) 953-2583, тел./факс 953-2782; www.glasnet.ru/~vipkgos

**ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**  
 VIII Международная специализированная выставка  
**15-18 мая 2001**

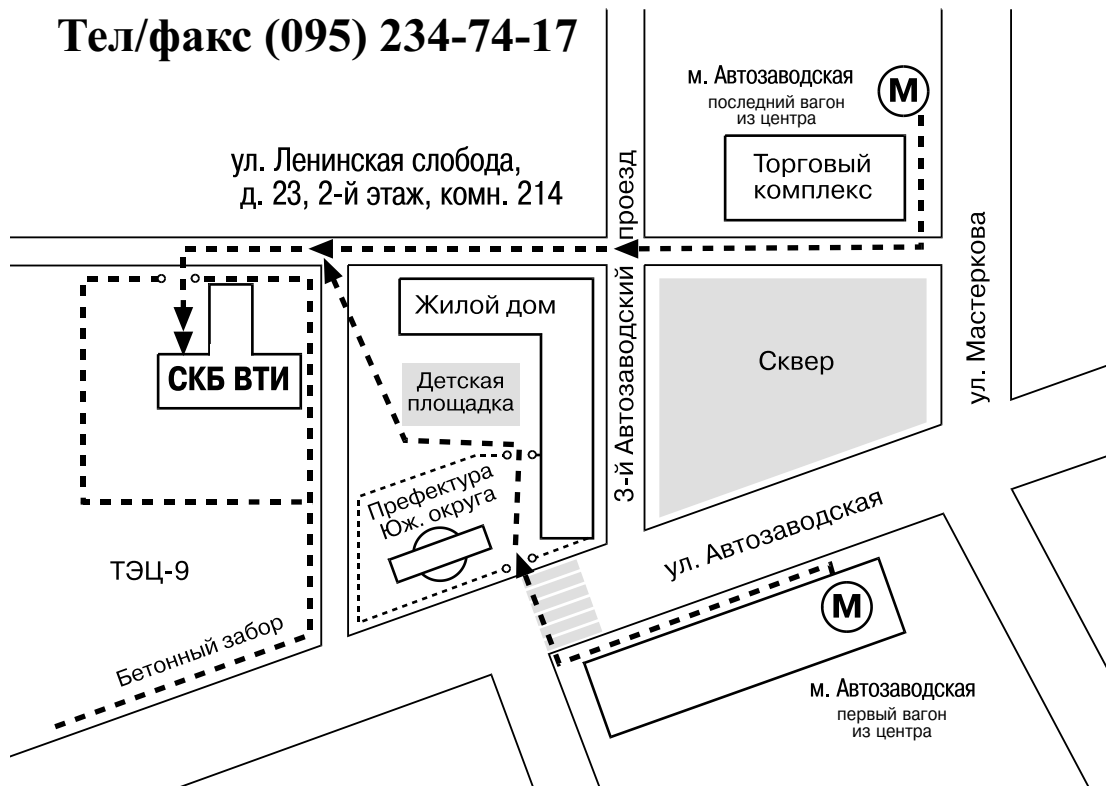
- ✓ системы газоснабжения
- ✓ газооборудование и приборы
- ✓ гидро-, тепло-, электроэнергетика
- ✓ атомная энергетика
- ✓ нетрадиционная и малая энергетика
- ✓ промышленная и коммунально-бытовая энергетика
- ✓ электрические машины, приборы
- ✓ котлы, горелки, турбины, компрессоры
- ✓ средства передачи электро- и теплоэнергии
- ✓ силовая электроника
- ✓ приборы измерения, контроля, программное обеспечение
- ✓ энергосбережение
- ✓ средства диагностики технического состояния
- ✓ светотехника
- ✓ радиационная безопасность

**ЛЕНЭКСПО**  
 С-Петербург  
 ВАО ЛЕНЭКСПО  
 199106 Санкт-Петербург  
 Большой пр. В.О. 103  
 телефон: (812) 119 5318  
 факс: (812) 119 5232  
 smetan@mail.lenexpo.ru  
 www.lenexpo.ru

**РЕСТЭК**  
 ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ  
 ВО «Рестэк»  
 191040 Санкт-Петербург а/я 19  
 телефон: (812) 320 8092  
 факс: (812) 320 8090  
 sci&ind@restec.spb.su  
 www.restec.spb.ru

# Внимание!

Новый адрес редакции журнала  
«Электрические станции»:  
**109280, Москва, ул. Ленинская слобода, 23**  
**Тел/факс (095) 234-74-17**



## РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Главный редактор **ОЛЬХОВСКИЙ Г.Г.**

**АНТИПОВ К.М.** (зам. главного редактора), **ВОЛКОВ Э.П.**, **ДЕНИСОВ В.И.**, **ЗОТОВ В.М.**, **КОРНИЕНКО А.Г.**,  
**КОЩЕЕВ Л.А.**, **ЛЕБЕДЕВ Б.П.** (зам. главного редактора), **ЛОШАК С.Б.**, **ЛЯШЕНКО В.С.**, **МОРОЗОВ Ф.Я.**,  
**НЕКЛЕПАЕВ Б.Н.**, **НЕЧАЕВ В.В.**, **ОБРАЗЦОВ С.В.**, **ОРФЕЕВ В.М.**, **ОХОТИН В.Н.**, **ПРУШИНСКИЙ Б.Я.**,  
**РЕМЕЗОВ А.Н.**, **САВВАЙТОВ Д.С.**, **СЕДЛОВ А.С.**, **СОЛОВЬЕВА Т.И.**, **ФЕДОСЕЕВ Б.С.**, **ШИРОВА М.И.**

## РЕДАКЦИЯ

Зам. главного редактора **Соловьева Т.И.**  
Ответственный секретарь **Широква М.И.**  
Научный редактор **Шишорина Г.Д.**  
Литературный редактор **Евсеева В.Н.**  
Секретарь редакции **Полукарова И.В.**  
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, 275-0023 доб. 21-66;  
главного редактора (095)275-34-83. **Факс** (095)234-7417  
**Internet:** <http://www.energy-journals.ru>  
**E-mail:** [tis@mail.magelan.ru](mailto:tis@mail.magelan.ru)

Сдано в набор 27.11.2000. Подписано в печать 25.12.2000. Формат 60×84 1/8.  
Бумага офсетная № 1. Печать офсетная. Печ. л. 11. Тираж 1800. Цена свободная

Оригинал-макет выполнен в издательстве "Фолиум",  
127238, Москва, Дмитровское ш., 58, тел./факс (095) 482-5590  
**Internet:** <http://www.folium.ru>, **E-mail:** [folium@online.ru](mailto:folium@online.ru)  
Отпечатано в типографии издательства "Фолиум"